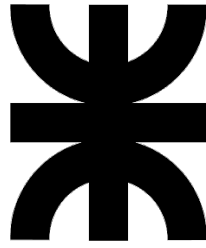


IV° CITTIE

**CONGRESO DE
INVESTIGACIÓN
Y TRANSFERENCIA
TECNOLÓGICA EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

29 y 30

DE SEPTIEMBRE
DE 2022



**IV Congreso de Investigación y
Transferencia Tecnológica en
Ingeniería Eléctrica
CITTIE 2022**

**Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Delta**

edUTecNe

UTN – Facultad Regional Delta, 2023

IV Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica: CITTIE 2022 / Gianfranco Lippi ... [et al.]; editado por Fernando Cejas. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: edUTecNe, 2023.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-8992-32-7

1. Ingeniería. 2. Energía Eléctrica. 3. Distribución de Energía. I. Lippi, Gianfranco. II. Cejas, Fernando, ed.

CDD 621.3



Universidad Tecnológica Nacional - República Argentina

Rector: Ing. Héctor Eduardo **Aiassa**

Vicerrector: Ing. Haroldo **Avetta**

Secretaría Académica: Ing. Liliana Raquel **Cuenca Pletsch**



Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Delta

Decano: Mg. Ing. Miguel **Sosa**

Vicedecano: Ing. Raúl **Retrive**



edUTecNe - Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional

Coordinador General a cargo: Fernando **Cejas**

Dirección General: Mg. Claudio **Véliz**

Dirección de Cultura y Comunicación: Ing. Pablo **Lassave**

Queda hecho el depósito que marca la Ley Nº 11.723

© **edUTecNe, 2023**

Sarmiento 440, Piso 6 (C1041AAJ) Buenos Aires.

Publicado Argentina – Published in Argentina



ISBN 978-987-8992-32-7



Reservados todos los derechos. No se permite la reproducción total o parcial de esta obra, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio (electrónico, mecánico, fotocopia, grabación u otros) sin autorización previa y por escrito de los titulares del copyright. La infracción de dichos derechos puede constituir un delito contra la propiedad intelectual.

Comisión Organizadora

Comité Organizador

Esp. Raúl Retrive
Ing. Claudio Carballal
Ing. Gabriel Pitter
Esp. Mauro Scavuzzo
Esp. Gianfranco Lippi
Ing. Miguel Pujol
Ing. Pablo Pupo

Comité Evaluador

Dr. Adrián M. Canzian
Ing. Horacio di Prátula
Esp. Luis H. Hernandez
Dr. Marcos U. Maillot
Dr. Hector O. Pascual
Ing. Norberto S. Odobez
Ing. Luis H. Perna
Dr. Jorge R. Torga

Colaboradores

Secretaria de Ciencia, Tecnología y Posgrado de la Facultad Regional Delta
Equipo de la Dirección de Cultura y Comunicación de la Facultad Regional Delta
Subsecretaria de Asuntos Estudiantiles de la Facultad Regional Delta
Departamento de Ingeniería en Sistemas de la Facultad Regional Delta
Becarios del Departamento de Ingeniería Eléctrica
Grupo GESIn de la Facultad Regional Delta

IV Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica

CITTIE 2022

29 y 30 de septiembre de 2022

Campana, Provincia de Buenos Aires, Argentina

Declarado de Interés Legislativo por el
Honorable Concejo Deliberante de Campana
(Res. N° 2485/22)

Declarado de Interés Cultural y Legislativo por
el Honorable Concejo Deliberante de Zárate
(Res. N° 3605/22)

Prólogo

El CITTIE ha sido pensado para promover el diálogo multisectorial y la participación de instituciones nacionales e internacionales, públicas y privadas, investigadores, docentes, estudiantes, empresas y ONG relacionadas con temas de Ingeniería Eléctrica y avances en materia energética. También tiene como objetivo fundamental brindar un espacio de difusión donde se desarrollarán conferencias, paneles y exposición de desarrollos y/o tecnologías innovadoras en el ámbito eléctrico, exponer trabajos vinculados con las diferentes áreas temáticas, y realizar conferencias plenarias de expertos invitados del ámbito multisectorial.

El Congreso es una oportunidad para crear lazos, efectivizar acuerdos interinstitucionales, potenciar el rol del ingeniero en la profesión y constituir un espacio de divulgación académico, científico y técnico. En este contexto, la Facultad Regional Delta de la Universidad Tecnológica Nacional a través del IV° CITTIE permitirá tener un valioso intercambio de experiencias, debates, y discusión sobre los distintos ejes temáticos. Esto se ha convertido en una realidad con la realización de los Congresos que tienen lugar, cada dos años, y que congrega a un encuentro multisectorial y un gran número de profesionales e investigadores del área eléctrica a nivel nacional e internacional.

Objetivos

- Promover el diálogo multisectorial de instituciones públicas y privadas relacionadas con temas de Ingeniería Eléctrica.
- Fortalecer los lazos de cooperación a través del intercambio experiencias entre profesionales, docentes y estudiantes de ingeniería eléctrica.
- Impulsar el desarrollo de actividades de investigación.
- Contribuir a la generación de desarrollos tecnológicos y/o innovaciones tecnológicas.
- Exponer futuras técnicas y herramientas de aplicación que se implementarán en la ingeniería eléctrica.
- Promover el aprendizaje integral, innovador y colaborativo.
- Visualizar las demandas de mano de obra calificada futura en el ámbito de la energía eléctrica.

Ejes de trabajo

El Congreso se desarrollará sobre los siguientes ejes temáticos:

- Tecnología en Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.
- Energías basadas en sistemas renovables, sustentabilidad y uso racional de energía; generación distribuida y redes inteligentes.
- Planificación, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos.
- Calidad de servicio y producto. Eficiencia Energética, pérdidas técnicas y no técnicas; y Seguridad en Sistemas Eléctricos.
- Control, monitoreo, medición y protección en los sistemas eléctricos.
- Aspectos regulatorios y medio ambiente vinculados con la Ingeniería Eléctrica.
- Enseñanza de la Ingeniería Eléctrica e impacto en la Sociedad.

Organizan

Departamento de Ingeniería Eléctrica - UTN Facultad
Regional Delta

Secretaria de Ciencia, Tecnología y Posgrado - UTN
Facultad Regional Delta

Auspiciantes



SCC POWER



Trabajos finales

MicroRed de Energías Renovables.

Modelización y arquitectura de la red

Parte2. Microturbina eólica

Pablo A. Albertarrio, Jonathan E. Alanis, Gianfranco Lippi, Miguel Angel Pujol, Mauro Jesús Scavuzzo, Adolfo Ernesto Gmelin

UTN-FRD, San Martín 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03487-15-510374 y +54-03489-15-560032, palbertarrio@frd.utn.edu.ar y jalanis@frd.utn.edu.ar

Resumen – Se propone el diseño de una microturbina eólica con generador de flujo axial como complemento de otros tipos de generación en Microredes de Energías Renovables para aplicaciones de generación eléctrica distribuida. El equipo estará destinado para usuarios residenciales, los cuales se encuentren aislados eléctricamente del sistema argentino de interconexión. El diseño de la microturbina está fundamentado en un diseño prototipo del tipo Giromill acoplado a un generador de flujo axial, el cual tiene bajos costos de construcción y mantenimiento, lo que la hace de gran utilidad para uso doméstico. Dicho estudio presentará un análisis de las características de los vientos en la zona, lo que permitirá justificar el tipo de microturbina elegida. Además, se realizará el estudio teórico para el diseño de la microturbina eólica, que servirá para determinar cuál es la energía mecánica disponible en eje de la microturbina. Lo que finalmente usaremos para poder determinar la energía eléctrica disponible en bornes del generador.

Palabras claves - Distribuida; Energía; Eléctrica; Eólica; Generación; Microturbina; MicroRed; Renovables.

INTRODUCCIÓN

El grupo MiRenRe de la U.T.N. F.R.D realizó el estudio de factibilidad de una Micro Red de Energías Renovables del tipo insular. Es decir, una red eléctrica que sirve para alimentar usuarios cuya ubicación se encuentra en la zona de islas del Delta del río Paraná (Fig. 1 y 2).

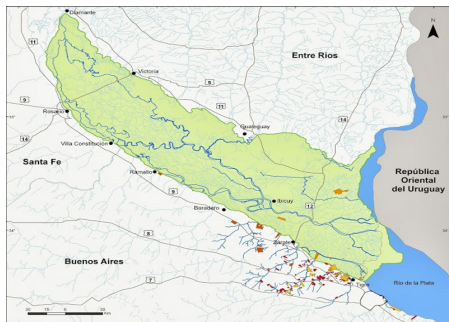


Fig. 1: islas del Delta del río Paraná



Fig. 2: Zona de ubicación

Este estudio principalmente se desarrolló para estos usuarios, ya que los mismos no cuentan con interconexión al sistema interconectado Nacional (S.A.D.I) y que deben por sus propios medios generar con recursos propios la energía eléctrica que usan para cubrir sus necesidades de calefacción, iluminación, alimentación, entretenimiento, etc.

Tener en cuenta que, si bien el estudio se realizó para este tipo de usuarios, esta Micro Red podría ser usada en cualquier tipo de usuario que no esté interconectado al sistema nacional.

Primera parte_Hidrogenerador.

Originalmente el estudio se basó en un sistema de generación Híbrido a implementar en la Escuela Primaria “Almafuerte” de la isla Botija (Río Paraná Guazú). Lugar en el cual ya existía la instalación con generación solar. Por lo tanto, lo que se estudió fue complementar dicha instalación con generación hidráulica (Fig. 3 y 4).

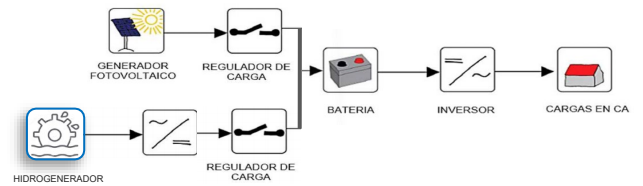


Fig. 3: Esq. del sistema híbrido (1er parte)

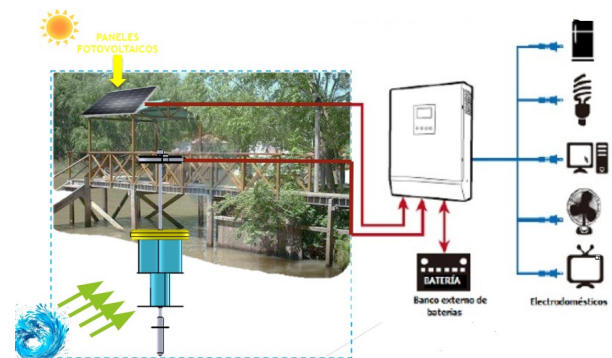


Fig. 4: Ubicación del sist. híbrido (1er parte)

El desarrollo de dicho estudio tenía como principal objetivo el diseño y fabricación del prototipo del hidrogenerador. El cual estuvo compuesto por una microturbina del tipo Savonius y un generador eléctrico de flujo axial (Fig. 5).

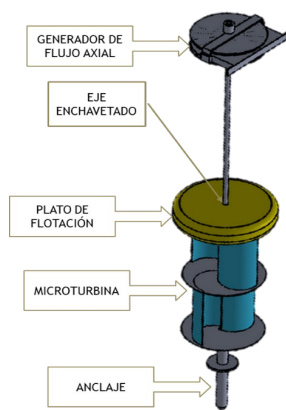


Fig. 5: Partes del hidrogenerador

Recordar que el estudio podría implementarse en cualquier usuario que cuente con los mismos recursos disponibles (solar e hidráulico). En ese caso se deberían realizar los cálculos correspondientes para la instalación de paneles solares con el objetivo de cubrir la demanda.

Esta primera parte partió de determinadas hipótesis de diseño (velocidad media del río y potencia deseada), para poder modelar la microturbina hidráulica y el generador. Luego continuó con la fabricación del prototipo. Y finalmente se realizó un relevamiento de las velocidades medias reales del río.

Este relevamiento fue realizado por el I.N.A (Instituto Nacional del Agua) en forma conjunta con integrantes del Grupo MiRenRe. El mismo presentó como resultado que la velocidad media del río en la zona de estudio ronda el valor de 0.34m/s. Lo que contra los 2m/s de la hipótesis inicial, nos hizo concluir que el tamaño de la microturbina hidráulica diseñada entregaría una potencia tan baja que hace que la implementación del hidrogenerador no sea la más conveniente. Para que lo sea, habría que cambiar las dimensiones de la microturbina o colocar varias en serie o utilizar un amplificador de velocidad. Pero todos estos cambios harían que

el hidrogenerador en su conjunto ya deje de ser un equipo de bajo costo de fabricación.

Segunda parte_Aerogenerador.

Teniendo en cuenta que como conclusión de la primera parte se pudo determinar que el hidrogenerador sería una solución costosa, es que hemos repensado el diseño de la MicroRed y utilizaremos en lugar del hidrogenerador un aerogenerador (Fig. 6)

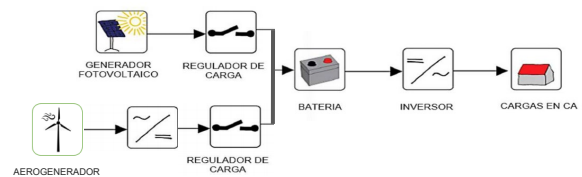


Fig. 6: Esq. del sistema híbrido (2da parte)

El aerogenerador que será utilizado en su reemplazo estará compuesto por una microturbina del tipo Giromill o H-Type Darrieus asociado al mismo generador del tipo flujo axial que se iba a utilizar con el hidrogenerador.

DESARROLLO

Primera parte_Hidrogenerador

El diseño de la microturbina hidráulica se fundamentó en un diseño particular adaptando el rotor Savonius sumergido para convertir el poder del caudal del agua en torsión sobre un eje rotatorio vertical, lo que hacía que disminuyeran sus costos constructivos por su tamaño y peso. En el diseño se contempló que el rotor tendría en la parte superior un plato de flotación que le permitiría adaptarse en altura de acuerdo con el nivel del río. Para permitir el movimiento longitudinal del conjunto, el rotor contaría con un sistema de chaveta y el eje una ranura en su extensión.

Este diseño se adaptó a un generador de flujo axial con imanes de neodimio. En este tipo de generador el estator trabaja de manera fija dentro del campo magnético rotante

generado por los polos permanentes situados en el rotor (imanes de neodimio). Este rotor estaría vinculado al eje de la microturbina tipo Savonius la cual transformaría la energía cinética del río en energía mecánica de rotación.

La tensión generada rondaría los 12 Volt de Corriente Alterna trifásica, la cual se rectificaría a una tensión de 12 Volt de Corriente Continua, permitiendo cargar un banco de baterías.

Para garantizar la menor ininterrumpibilidad de la energía eléctrica, se pensó un sistema híbrido de generación renovable con la instalación de paneles solares. Esta disposición conformaría una micro red que entregaría energía eléctrica de manera automática en todo momento, ya sea para satisfacer la demanda o cargar el sistema de baterías en los momentos que exceda la generación al consumo.

La hipótesis principal del diseño realizado se basó en que la velocidad del río en la zona de estudio rondaría los 2m/s a 4m/s.

Con esta hipótesis se dimensionó la microturbina para la velocidad más desfavorable. La que dio como resultado un área total de la turbina de 0.18m².

Con esta superficie se garantizaría una producción de 2,4KWh al día, a partir de una potencia de generación constante de 100W. Con lo que se utilizaría este sistema de generación como base

Una vez obtenidos los resultados antes mencionados, se procedió a realizar un relevamiento de la velocidad real en la zona de estudio.

Esta campaña de medición fue realizada el día 2 de mayo de 2022, por integrantes del Programa de Hidráulica Computacional del I.N.A en conjunto con integrantes de

MiRenRe, sobre el río Paraná Guazú. El objetivo principal de esta campaña fue cuantificar las velocidades medias del río. Con esto se determinaría si la implementación del sistema de generación hidráulica era factible (Fig. 7 y 8)



Fig. 7: campaña de medición río Paraná Guazú



Fig. 8: Mediciones de velocidad realizadas sobre Paraná Guazú

Las condiciones en las que se realizaron las mediciones fueron de crecida del Río de la Plata (reflejado en los niveles registrados en el hidrómetro de Brazo Largo – Fig. 9), lo que resulta en una disminución de las velocidades en la zona de estudio. En condiciones medias las velocidades podrían ser ligeramente superiores.

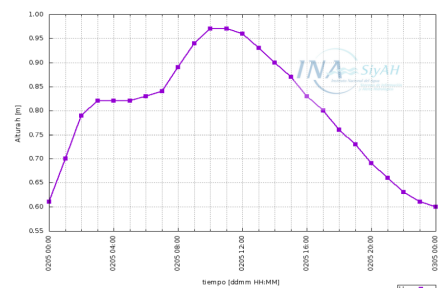


Fig. 9: Altura hidrométrica en el río Paraná Guazú – Brazo Largo el día 2 de mayo de 2022

Para ello se utilizó un ADCP (Perfilador de Corrientes Acústico Doppler) RiverSurveyor M9, el cual se dejó en posición fija (Fig. 10) durante aproximadamente 1 hora registrando datos de velocidades medias en la columna de agua (Fig. 11 y 12). Por último, se hizo una pasada desde el punto de medición hasta la margen y vuelta a una distancia de 50m desde la misma, para observar la variabilidad de velocidades observadas (Fig. 13)

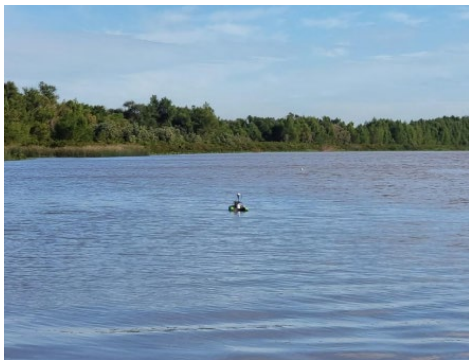


Fig. 10: ADCP en punto de medición estacionario

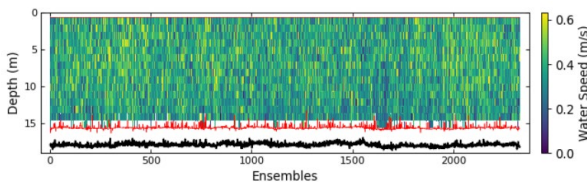


Fig. 11: Velocidades en punto de medición estacionario

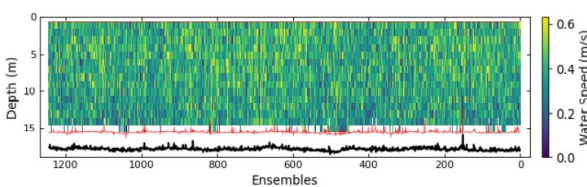


Fig. 12: Velocidades en punto de medición estacionario

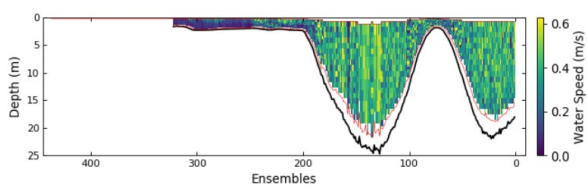


Fig. 13: Perfil de velocidades relevado

De acuerdo con las mediciones realizadas se obtuvo una velocidad media, en los puntos de medición estacionarios, de 0.34 m/s

Este valor dista mucho de la hipótesis original en la que se manejaban valores desde 2 a 4 m/s.

Para 2m/s expuesta de la turbina al cauce de agua era 0.18m^2 . Teniendo en cuenta el valor real de la velocidad del río, para poder obtener 100W como pretendía el estudio, se debería fabricar una turbina cuya área de exposición debería ser aproximadamente de 38m^2 . O bien si se quiere mantener la superficie en 0.18m^2 se obtendría una potencia de tan solo 0.48W, claramente inviable desde el punto de vista técnico para implementar en la zona de la escuela.

Segunda parte

Tras los resultados del estudio de velocidades del río en la zona y la conclusión de que no sería viable la implementación de una turbina hidráulica en este lugar, se replanteo el rumbo de la micro red y se buscó nuevos horizontes de energías renovables, desembarcando en la energía eólica.

De esta manera, la microrred quedaría conformada por la generación fotovoltaica y adicionando esta segunda generación a través de energía renovable natural.

La energía eólica es un recurso que se comenzó a aprovechar en nuestro país hace aproximadamente 10 años y hoy en día representa más del 60% dentro de la matriz de generación renovable, con una potencia total instalada de 2051 MW (Fig. 14)

Región	Eólica (MW)	Fotovoltaica (MW)	Hidráulica (MW)	Bioenergías (MW)	Total (MW)
NOA	158	193	119	72	542
NEA	0	0	0	32	32
CUY	0	203	180	0	383
CEN	128	61	116	27	332
LIT	0	0	2	8	10
COM	153	0	32	0	185
PAT	910	0	47	0	957
BAS + GBA	702	0	0	31	733
Total	2051	457	496	170	3174

Fig. 14: Distribución de energías renovables por zona en Argentina.

Dentro de las ventajas de implementar esta generación, y la finalidad del proyecto, es lograr un equipo que se adapte a las velocidades de la zona con costos de construcción y de mantenimiento bajos, simplicidad a la hora de operarlo y de fácil entendimiento para los residentes de la zona.

Para analizar la viabilidad de aprovechamiento de este recurso natural, primero se buscó la velocidad del viento y densidad del aire en la zona de la escuela primaria “Almafuerte” de la isla Botija (zona de estudio). Según el Sistema de Información Geográfico Eólico Nacional en las coordenadas Latitud -33°50’59’’ Longitud -59°1’44’’, a una altura de 10 m la velocidad media del viento es de 4,22 m/s con una densidad del aire de 1,218 kg/m³ (Fig. 15).

La siguiente grafica representa la frecuencia con la que aparece cada velocidad del viento en la zona.

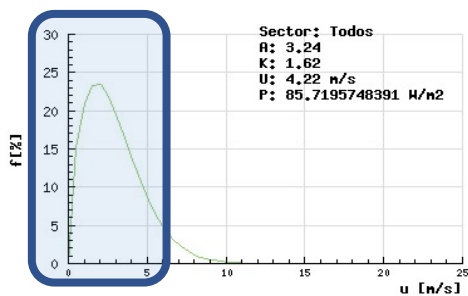


Fig. 15: Frecuencia de aparición de cada velocidad en la zona

De la misma se observa que la mayor parte del tiempo se tienen velocidades del viento entre 1.5 a 5m/s

Con esta información se procedió a evaluar qué tipo de turbina eólica sería la más indicada, obteniendo una Giromill (Fig.16) como primera opción, que trabajan con vientos de 3 m/s a 25 m/s y velocidades específicas de 0 a 2 al igual que las Savonius (Fig. 17).



Fig. 16: Turbina eólica Giromill

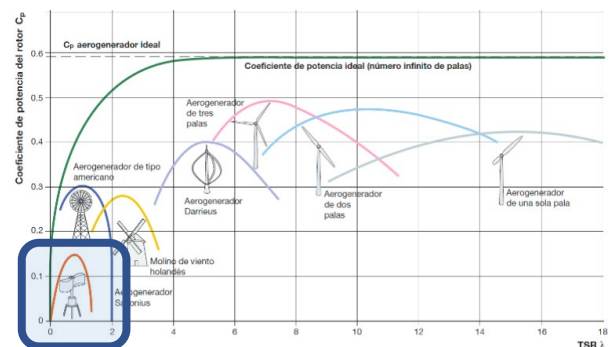


Fig. 17: Turbinas según TSR y Cp

El cálculo de la velocidad específica (λ) se obtiene a través de la velocidad tangencial (V_t) en el extremo de la pala y la velocidad del viento (V_1) a la entrada de esta:

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} = \frac{\Omega \cdot R}{V_1}$$

Este tipo de generadores giran a bajas revoluciones, por lo tanto, es necesario acoplar un generador con más de 4 polos para tener una generación eléctrica significativa que justifique su aplicación, es así como es viable utilizar el generador con imanes de neodimio planteado en la primera etapa en la turbina hidráulica.

Para ello se encuentra trabajando en un prototipo de una turbina de 3 álabes de 131 cm de alto, 30 cm de ancho, de fibra de vidrio con una abertura en la parte inferior para aumentar el par de arranque.

La turbina posee un radio de giro de 70 cm desde el centro del eje de rotación hasta el extremo superior del álabe.

La investigación de generación eólica se encuentra en pleno desarrollo donde se deberá armar la turbina prototipo, acoplar al eje de esta el generador y simular los vientos para estimar una generación promedio. Adicionalmente a esto también se debe acoplar un freno para prevención de altas ráfagas o vientos por encima del nivel de tolerancia que puedan llegar a deteriorarla por completo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para velocidades del cauce del río de 2m/s y potencia de generación 100W, el área expuesta de la microturbina hidráulica debería ser 0.18m².

La velocidad del río medida por el I.N.A fue de 0.34m/s, por lo que, para dicha velocidad y misma potencia de generación, es decir 100W. El área expuesta de la microturbina debería ser aprox. 38m²

En caso de que se quisiera mantener el área de exposición en 0.18 m², entonces la potencia generada para los 0.34m/s sería de 0.48W

CONCLUSIONES

Del desarrollo de la primera parte, se concluye que:

- No es factible utilizar la microturbina seleccionada en la zona de la Escuela Primaria “Almafuerte” de la isla botija. Principalmente porque las velocidades reales del río son muy inferiores a la consideradas como Hipótesis.

Del desarrollo de la segunda parte y teniendo en cuenta las velocidades de viento en la zona de estudio, se puede pensar:

- Implementar un aerogenerador como complemento de la instalación de generación fotovoltaica.
- El aerogenerador podría ser del tipo Giromill (H TYPE Darrieus)
- Se podría utilizar el generador del tipo axial pensado para el primer parte

Como conclusión general se debe tener en cuenta que, si bien la turbina hidráulica no es factible de implementar en la zona de la escuela de la isla botija, en zonas donde la velocidad del río sea de 2m/s o superior se podría utilizar.

También podrían usarse en caso de que las condiciones ambientales lo permitan, podrían usarse los 3 tipos de generación (Fotovoltaica, hidráulica, eólica) de forma complementaria

REFERENCIAS

- Modelado de generador de flujo axial de pequeña potencia autor, R. Crivicich, J. L. García y R. Pegueroles, Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Pacheco.
- Marcelo A. Sobrevila, Maquinas eléctricas, cursos universitarios en diversas

carreras de ingeniería. Edición Universidad Alsina.

- Marcelo A. Sobrevila, Circuitos eléctricos y magnéticos. Edición Marymar.

- Mecánica de fluidos, Victor Streeter, E. Benjamín Wylie, Keith W. Bedford, 9ª edición. Editorial Mc Graw Hill

- Tercer Congreso Nacional – Segundo Congreso Iberoamericano, Hidrogeno y Fuentes Sustentables de Energía – HYFSE 2009. Instituto Tecnológico Patagónico, Neuquén Argentina.

- Modelización y Arquitectura de micro redes con micro generadores de Energía Renovable – IIICITTIE2019 – UTNFRD – Mauro Scavuzzo, Rodrigo Montalto, Pablo Vulich

- Motor sin escobillas como generador eléctrico de un aerogenerador – Revista: Ingeniería Eléctrica N°359 – Noviembre 2020 Instituto de Industria Universidad Nacional de General Sarmiento – Juan Carlos Agotegaray y Andrea Pinzón Montes – https://www.editores.com.ar/revistas/ie/359/display_online

- Campaña de medición - río Guazú – Departamento de hidráulica computacional Del I.N.A

- Aerogenerador Darrieus – Wikipedia – https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador_Darrieus

- Diseño, control y validación experimental en túnel de viento de turbinas Darrieus impresas en 3D – Pamplona, 20/6/2016 - Asier Diez de Ulzurrun

- Mapa Eólico Nacional – SIG Eólico Sistema de información geográfico – <https://sigeolico.energia.gob.ar>

- Tipos de Aerogeneradores Verticales y sus aplicaciones – LBA industrial - <http://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/>

Herramienta Computacional para la Expansión Óptima de Redes de Transmisión

Integrantes: Juan L. Barberia, Mariano Anello, Alberto del Rosso

UTN FRBA – Mozart 2300 – CABA – Argentina – +54-11-4157-5495 – manello@frba.utn.edu.ar

Resumen –

La planificación de la expansión de un sistema eléctrico es una actividad muy compleja que involucra la participación coordinada de equipos de trabajo multidisciplinarios de las empresas eléctricas, y la intervención, en diferentes etapas del proceso, de varias entidades sectoriales tales como, entes gubernamentales locales y regionales, asociaciones de usuarios, y entes reguladores y fiscalizadores entre otros. Los planificadores enfrentan dificultades y desafíos de diversa índole para diseñar las expansiones que sean más adecuadas para satisfacer todos los requerimientos planteados.

En líneas generales, el proceso de planificación de la transmisión consiste en diseñar las obras de ampliación de la red que permitan vincular las nuevas fuentes de generación con los centros de demanda. La elaboración de un plan de expansión consiste en determinar la ubicación, el tipo (línea de transmisión, cable, subestación) y características de las obras de ampliación (nivel de tensión, conductores, etc.), así como el cronograma de la construcción y puesta en servicio de las obras. El diseño de las soluciones se realiza teniendo en cuenta que deben satisfacerse los criterios de costo y confiabilidad, así como otras restricciones aplicables (ambientales, sectoriales, etc.). La expansión de la transmisión no solo tiene por objetivo garantizar la confiabilidad del sistema, sino también mejorar la economía de operación, reduciendo la congestión para permitir una mayor inserción de generación de bajo costo de operación y generación renovable.

Debido a todos los desafíos que presenta la planificación de una red eléctrica, se necesitan herramientas computacionales que ayuden al planificador a seleccionar las alternativas más eficaces del punto de vista técnico y económico. En este trabajo se presenta un software para expansión de la red de transmisión que mediante un algoritmo de optimización determina la solución técnico-económica más conveniente, teniendo en cuenta los costos de inversión en nuevas instalaciones (líneas) y los costos de falta de suministro, cuantizados en Energía No Suministrada (ENS). Como datos de entrada el usuario suministra los escenarios de operación que presentan sobrecargas y una lista de proyectos candidatos con sus características técnicas y costo. El modelo de optimización entero-mixto selecciona la combinación de proyectos que resuelven las sobrecargas en todos los escenarios considerados. El programa está implementado en Python y lee directamente archivos de

INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta una nueva herramienta “open-source” para su uso en la planificación de futuras obras en el sistema de transmisión. El nombre de esta es “TNEP.py” y el origen de este, es debido a la problemática que resuelve, del inglés “Transmission Network Expansion Planning”.

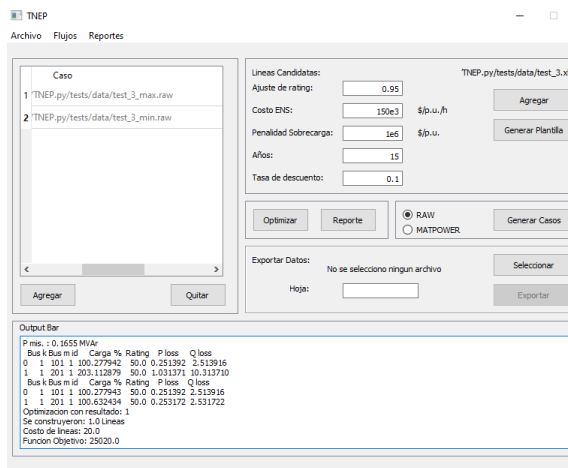


Figura 1 – Interfaz grafica

Esta problemática consiste en determinar ‘Cuando’, ‘Donde’ y ‘Cuántos’ dispositivos del sistema de transmisión, en nuestro caso circuitos, deben ser añadidos para satisfacer la confiabilidad del sistema y la economía de la operación de este. Esta herramienta desarrollada tiene como objetivo seleccionar de forma óptima los proyectos de expansión del sistema de transmisión, evitando sobrecargas en los circuitos y minimizando los recortes de demandas.

Este trabajo se estructurará de la siguiente manera: Primero se describirá las características principales de la herramienta, luego se entrará en detalles de su implementación y de cómo resuelve el problema de expansión del sistema de transmisión. Luego se dará un ejemplo de su aplicación y por último se describirán las conclusiones de este trabajo.

DESARROLLO

Características:

Esta herramienta posee una interfaz gráfica para permitir un uso sencillo de la misma. También se puede utilizar para realizar *scripts* de forma tal de poder automatizar ciertas rutinas básicas.

TNEP.py permite la elección de los proyectos de circuitos a realizar, teniendo en cuenta su costo y la posibilidad de recortar demanda frente a los diversos casos y escenarios que se planteen. La misma cuenta con capacidades básicas en análisis de sistemas de potencia, como lo son el poder calcular flujos de potencia por el método de Newton-Raphson y por un modelo en aproximado en DC.

También puede generar reportes sobre el estado de circuitos, generadores y tensiones en barras, los cuales pueden ser sencillamente exportados a una hoja de datos Excel.

Otra de las características de TNEP.py es la capacidad de aceptar los dos formatos de archivos más utilizados en cuanto a representación de redes eléctricas. Uno es MATPOWER que es ampliamente utilizado dentro del ámbito académico y el otro es el formato de archivos “.RAW” del software PSS\E en su versión 33, que es utilizado como un estándar en la industria.

Implementación:

El desarrollo de esta herramienta se realizó utilizando la librería para el análisis de sistemas de potencia PFNET (Baltzinger, 2018), la cual fue modificada para aceptar archivos del software PSS\E. Para la formulación del

problema matemático se utilizó la librería PULP utilizando el motor de cálculo (*solver*) CBC. Para la realización de reportes y su correspondiente escritura en archivos de Excel se utilizó la librería Pandas.

Modelo matemático empleado:

Para la formulación del problema de optimización se planteó utilizar un modelo de flujo en corriente continua junto con un método disyuntivo para la incorporación de líneas (Garver, 1970). Al utilizar este tipo de modelo, entero mixto lineal, podemos tener una rápida convergencia de los cálculos. Además, el modelo disyuntivo nos permite plantear la dinámica del flujo de la potencia activa sobre los circuitos candidatos (Ω_c) (Romero et al., 2002).

Este modelo toma en consideración los diferentes escenarios k que puede aparecer en un conjunto S que el usuario ingresa. El modelo matemático resultante es el siguiente:

$$\min \sum_{(i,j) \in \Omega_c} \zeta_{ij} \cdot D_{ij} + F \sum_{k \in S} \sum_{(i,j) \in \Omega} \overline{f_{ij}}_k + \sum_{k \in S} C_k \sum_{i \in B_L} r_{ik} \quad (1)$$

Sujeto a $k \in S$:

$$p_{ik} - d_{ik} - \sum_{(i,j) \in \Omega_i} f_{ijk} = 0, \quad i \in B \setminus B_L \quad (2)$$

$$p_{ik} - d_{ik} + r_{ik} - \sum_{(i,j) \in \Omega_i} f_{ijk} = 0, \quad i \in B_L \quad (3)$$

$$f_{ijk} = -b_{ij}(\theta_{ik} - \theta_{jk}), \quad (i,j) \in \Omega \setminus \Omega_c, \quad (4)$$

$$|f_{ijk} + b_{ij}(\theta_{ik} - \theta_{jk})| \leq (1 - \zeta_{ij})M, \quad (i,j) \in \Omega_c \quad (5)$$

$$|f_{ijk}| \leq f_{ij}^{max} + \overline{f_{ij}}_k, \quad (i,j) \in \Omega_m, \quad k \in S \quad (6)$$

$$|f_{ijk}| \leq \zeta_{ij} f_{ij}^{max} + \varphi_{ijk}, \quad (i,j) \in \Omega_c \quad (7)$$

$$|\varphi_{ijk} - \overline{f_{ij}}_k| \leq (1 - \zeta_{ij})M, \quad (i,j) \in \Omega_c \quad (8)$$

$$|\varphi_{ijk}| \leq \zeta_{ij}M, \quad (i,j) \in \Omega_c \quad (9)$$

$$0 \leq \overline{f_{ij}}_k, \quad (i,j) \in \Omega_m + \Omega_c \quad (10)$$

$$\theta_{sk} = 0 \quad (11)$$

$$0 < r_{ik} < r_{ik}^{max}, \quad i \in B_L \quad (12)$$

Donde:

- i, j : Barra inicial/final de línea.
- p_{ik} : Generación en la barra i , escenario k .
- d_{ik} : Demanda en la barra i , escenario k .
- f_{ijk} : Flujo por rama i, j del sistema, escenario k .
- $\overline{f_{ij}}_k$: Flujo de sobrecarga por rama i, j del sistema, escenario k .
- φ_{ijk} : Variable auxiliar para capturar el valor de $\overline{f_{ij}}_k$
- B : Conjunto de barras del sistema.
- B_L : Conjunto de barras del sistema con posible recorte de demanda.
- θ_{ik} : ángulo de la barra i , en escenario k .
- b_{ij} : admitancia de línea i, j .
- Ω_{ij} : Conjunto de nuevos circuitos a incorporar.

La función objetivo (1) tiene en cuenta el costo de instalación de los circuitos (D_{ij}) en función de su instalación ζ_{ij} , siendo esta última una variable del tipo binaria. Además, se cuenta con un término que tiene en consideración la energía no suministrada (ENS) para cada uno de los k casos que se ingresan. Para valorizarla se plantea el uso de la expresión (13):

$$C_k = C \cdot F_k \cdot R_k \cdot \frac{T_k}{T} \cdot \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (13)$$

Donde:

- C : Costo de ENS (\$/MWH).
- r : es la tasa de descuento para una inversión a n años.
- F_k : Tasa de falla de la contingencia del caso k .
- $\frac{T_k}{T}$: Duración relativa del escenario respecto del tiempo horizonte de estudio.
- R_k : Duración del recorte de demanda en horas.

Esta formulación acepta tener sobrecargas (\bar{f}) en los circuitos para garantizar la convergencia del problema, pero estas tienen un costo muy elevado definido por F .

La restricción (2) corresponde al balance de potencias sobre cada barra que no posea recorte de demanda. En caso de que la barra admita un recorte de demanda (r_{i_k}) se utilizara la restricción (3).

La restricción (4) permite establecer la 2° ley de Kirchoff sobre cada circuito ya existente en cada uno de los casos. Mientras que la restricción (5) establece la 2° Ley de Kirchoff sobre los circuitos a instalar. En caso de que $\zeta_{ij} = 1$ esta restricción se transforma en:

$$f_{ij_k} + b_{ij}(\theta_{i_k} - \theta_{j_k}) = 0$$

Forzando la 2° ley de Kirchoff. En cambio, si $\zeta_{ij} = 0$:

$$-M \leq f_{ij_k} + b_{ij}(\theta_{i_k} - \theta_{j_k}) \leq M$$

A través de la restricción (9) se llega a que a $\varphi_{ij_k} = 0$, lo cual a través de la restricción (8) \bar{f}_{ij} se torna una variable

libre y el flujo sobre el circuito f_{ij_k} se vuelve nulo de acuerdo con la restricción (7).

Para determinar el estado de sobrecarga o no de las líneas (\bar{f}_{ij_k}) se utilizan las restricciones (6) y (8) para los casos de circuitos monitoreados (Ω_m) y los circuitos a instalar (Ω_c) respectivamente.

Por último, la restricción (11) provee una referencia para los ángulos de tensiones sobre la barra libre.

CASO DE ESTUDIO

En esta sección se analizará un ejemplo práctico de aplicación. En nuestro caso analizaremos el sistema argentino de interconexión (SADI) con la topología que presentaba en el 2017; más precisamente un sector del área de cuyo, tal como se muestra en la figura 2, obtenido de la base de datos que brinda CAMMESA (2020).

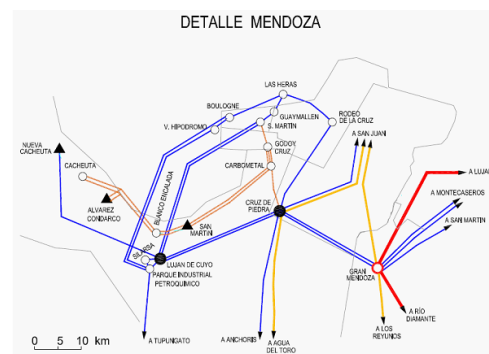


Figura 2 - Sistema de estudio

Debido a que nuestro análisis se centra en esta zona, se elegirán las líneas a monitorear, correspondiente al nivel de tensión en 132kV, que están dispuestas sobre la tabla 1.

Tabla 1 – Líneas a monitorear

Línea	Limite [MVA]
GUAYMALL-SMAR. MZA	85

GUAYMALL-LAS HERA	100
BOUL.MZA-LAS HERA	100
V.HIPODR-P.I.PETR	100
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	100
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	100
V.HIPODR-BOUL.MZA	150
LUJ.CUYO-P.I.PETR	150
BOUL.MZA-P.I.PETR	660
SILARSA -P.I.PETR	150

Las diferentes situaciones que se plantean corresponden a salidas de servicio de las siguientes líneas:

Tabla 2 – Contingencias por escenario
 Caso Línea fallada (L.F.)

1	LUJ.CUYO - SMAR.MZA
2	BOUL. MZA - P.I.PETR
3	V.HIPODR – P.I.PETR

Se estipula una duración de 3 horas para cada caso. La tasa de falla para cada uno de estos se estipulo en 3 fallas/año.

Para obtener un resultado comparable con un flujo de corriente alterna, ya que el modelo presentado es de DC. Se utilizo una reducción de los límites de operación de cada circuito monitoreado de un 15%.

Como posibles proyectos de líneas de transmisión a desarrollar, se proponen los circuitos indicados en la figura 3 y detallados en la tabla 3. Para estimar el costo de cada uno, se tomaron como referencia las recomendaciones del WECC (2014).

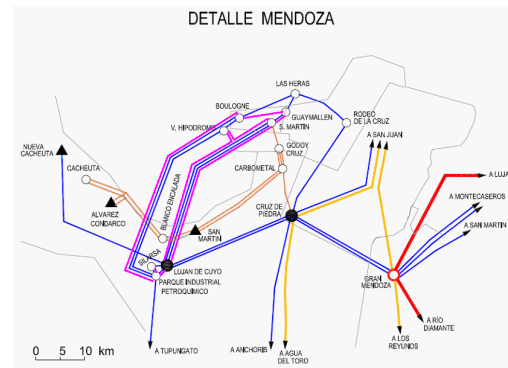


Figura 3 - líneas candidatas (en violeta)

Tabla 3 – Líneas candidatas

Línea	Limite [MVA]	Costo [MUSD]
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	100	12
V.HIPODR-SMAR. MZA	100	12
P.I.PETR-BOUL.MZA	150	12
V.HIPODR-LUJ.CUYO	100	9
GUAYMALL-BOUL.MZA	100	5
GUAYMALL-SMAR. MZA	85	1
LUJ.CUYO-P.I.PETR	150	0.6
P.I.PETR-SILARSA	150	0.2

Se utilizo un valor de 1500 USD/MWh como costo de la energía no suministrada (ENS) (WECC, 2014). Para poder compatibilizar los costos de inversión de la instalación de nuevas líneas con el costo de la energía no suministrada se utilizará el valor presente de la ENS de acuerdo con una tasa de retorno de 10% y un periodo de 30 años.

Los nodos donde se puede recortar la demanda corresponden a los listados en la tabla 4. En todos ellos se definió un máximo recorte de demanda del 20% con respecto a su demanda para cada caso.

Tabla 4 - Nodos con recorte de demanda
 Nodo Demanda Total [MW]

GUAYMALL	46.3
----------	------

V.HIPODR	40.1
LAS HERA	88.5
BOUL.MZA	43.2
LUJ.CUYO	44.5
SMAR. TER	67.8

Resultados: el resultado de correr esta optimización multi-escenario fue que se requerirá la instalación de 3 líneas, correspondientes a:

Tabla 5 – Proyectos de líneas a desarrollar
 Líneas por construir

LUJ.CUYO-SMAR. MZA
GUAYMALL-SMAR. MZA
P.I.PETR-SILARSA

El recorte total de demanda para cada uno de los escenarios está dispuesto en la tabla 6:

Tabla 6 - Recortes de demanda por escenario

Recorte [MW]	Caso 1	Caso 2	Caso 3
GUAYMALL	3.28	-	-
V.HIPODR	-	-	-
LAS HERA	-	8.98	17.7
BOUL.MZA	-	-	-
LUJ.CUYO	-	-	-
SMAR. TER	13.56	-	-

Esto computa un costo total para la energía no suministrada de 7.56 MU\$D. Los niveles de carga de las líneas monitoreadas se listarán en las siguientes tablas:

Tabla 7 - Estado de líneas para el caso 1

Caso 1		
Línea	Carga	
	Base	Resultado
GUAYMALL-LAS HERA	20%	47%
GUAYMALL-SMAR. MZA	42%	50%
V.HIPODR-BOUL.MZA	41%	22%

BOUL.MZA-LAS HERA	106%	50%
BOUL.MZA-P.I.PETR	15%	10%
V.HIPODR-P.I.PETR	117%	84%
LUJ.CUYO-P.I.PETR	74%	55%
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	L.F.	L.F.
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	158%	99%
P.I.PETR-SILARSA	142%	58%

Tabla 8 - Estado de líneas para el caso 2

Caso 2		
Línea	Carga	
	Base	Resultado
GUAYMALL-LAS HERA	83%	99%
GUAYMALL-SMAR. MZA	142%	80%
V.HIPODR-BOUL.MZA	40%	25%
BOUL.MZA-LAS HERA	17%	8%
BOUL.MZA-P.I.PETR	L.F.	L.F.
V.HIPODR-P.I.PETR	116%	88%
LUJ.CUYO-P.I.PETR	52%	42%
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	129%	90%
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	129%	90%
P.I.PETR-SILARSA	96%	44%

Tabla 9 - Estado de líneas para el caso 3

Caso 3		
Línea	Carga	
	Base	Resultado
GUAYMALL-LAS HERA	93%	98%
GUAYMALL-SMAR. MZA	153%	80%
V.HIPODR-BOUL.MZA	27%	25%
BOUL.MZA-LAS HERA	8%	16%
BOUL.MZA-P.I.PETR	16%	11%
V.HIPODR-P.I.PETR	L.F.	L.F.
LUJ.CUYO-P.I.PETR	49%	40%
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	135%	91%
LUJ.CUYO-SMAR. MZA	135%	91%
P.I.PETR-SILARSA	92%	40%

En el caso de que no se acepte recortar la demanda sobre ningún nodo. Se obtendría como resultado que, para solucionar la sobrecarga, hace falta la incorporación de 4 líneas de transmisión:

Tabla 10 - Líneas a instalar si no se admite recorte de demanda
 Línea

GUAYMALL-BOUL.MZA

GUAYMALL-SMAR. MZA

V.HIPODR-LUJ.CUYO

LUJ.CUYO-SMAR. MZA

Elevando el costo total a 27.0[MUSD]. Cabe destacar que la resolución de cada uno de los casos alivia las sobrecargas de todas las líneas.

CONCLUSIONES

Se presento una nueva herramienta de gran utilidad para el planificador de sistemas de potencia. La misma al ser compatible con formatos de archivos “.RAW” del software PSSE, lo cual permite una fácil integración a las herramientas de análisis de sistemas de potencia que cuenta el planificador. Se demostró con un caso práctico la facilidad de elegir diferentes proyectos candidatos teniendo en cuenta la posibilidad de recortar demanda o no.

Con este caso práctico se ve como la extensión del clásico problema de expansión de líneas puede presentar un costo de inversión inferior, si se pueden admitir multas por ENS frente a diversas salidas de servicios de líneas.

Por otro lado, también se puede observar que se debe disminuir ampliamente los límites de operación de las líneas (15%) para obtener que el modelo planteado a través de un flujo DC sea comparable con un flujo de potencia en corriente alterna.

REFERENCIAS

M. Baltzinger, T. Tinoco De Rubira, A. Wigington, ‘A Modular and Efficient Modeling Library for Power Flow Network Steady-State Analysis and

Optimization’, IEEE General Meeting, Agosto 2018.

L. L. Garver, “Transmission network estimation using linear programming,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688–1697, Sep. 1970.

Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A., and Haffner, S.: ‘Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning’, IEE Proc., Gen. Trans. Distrib., 2002, 149, (1), pp. 27–36

Base de datos CAMMESA.
<https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Anexo 16: Reglamentaciones del sistema de Transporte, Los Procedimientos, CAMMESA.
<https://portalweb.cammesa.com/Documents%20compartidos/Noticias/Documents%20Res21/ANEXO%2016%20-%20REGLAMENTACIONES%20DEL%20SISTEMA%20DE%20TRANSPORTE.pdf>

Western Electricity Coordinating Council, ‘Capital Costs for Transmission and Substations, updated Recommendations for WECC Transmission Expansion Planning’, WECC, 2014.

Generación por concentración de energía solar.

Sofía L. Antonelli ¹²; Juan C. Acosta¹; Norberto J. Barbieri¹.

¹UTN-FRSN, Colón 332, Ciudad de San Nicolas de los Arroyos, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-0336-4420830, santonelli@frsn.utn.edu.ar jacosta@frsn.utn.edu.ar nbarbieri@frsn.utn.edu.ar

²UNRC- GEA Facultad de Ingeniería, IITEMA, CONICET, Ruta Nacional N°36, km. 601, Rio Cuarto, Argentina. Tel: +54-358-4676255, antonellisofia@ing.unrc.edu.ar

Resumen – Este trabajo de triple impacto, se basó en el estudio de sistemas para la generación de energía eléctrica por medio de la concentración de radiación térmica solar y el diseño de un dispositivo que sea eficiente, que pueda ser construido de una forma económica para mantener una competitividad con las tecnologías utilizadas actualmente y que éste obtenga una mayor capacidad de generación que los paneles fotovoltaicos convencionales. Este proyecto de final de carrera se divide en tres partes: el diseño para la concentración de radiación, el motor Stirling para la conversión térmica a trabajo con un generador adjunto y el sistema de seguimiento para mantener las condiciones operativas en máxima eficiencia. Uno de los objetivos de este trabajo es el de obtener una potencia de 1 kW, reduciendo el consumo energético en el domicilio un 10% a 20%, además ser un dispositivo que se pueda crear con materiales reciclables obteniendo un gran impacto positivo en el ambiente.

Palabras claves - AHORRO ECONÓMICO; CONCENTRADOR SOLAR; GENERACIÓN DOMICILIARIA; MOTOR STIRLING.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, Argentina se vio afectada por exhaustivos aumentos en los servicios de energía como los de electricidad y gas, a punto de costar parte importante de nuestros salarios (Cárdenas, 2011) (Müller, 2009). Esto, hizo volver a abrir la búsqueda de nuevas alternativas para ahorrar o sustituir parcialmente el total de la energía consumida. (Romero, 2022)

Los grandes avances tecnológicos en la electrónica, modelado asistido por computadora, manufactura y materiales, brindaron a que los sistemas de micro generación sean más asequibles. Estos sistemas, pueden ser solares o eólicos con los que puede generarse energía eléctrica, agua caliente, vapor o refrigeración.

Actualmente existen reglamentos que permiten la generación de electricidad domiciliaria, esto logró que surgieran nuevas y viejas formas de aprovechamiento energético de carácter renovable (Ramos, 2020). Las energías alternativas más desarrolladas son: la solar indirecta expresada en forma de biomasa o energía eólica, o bien, la solar directa como energía fotovoltaica o energía solar térmica.

El siguiente proyecto se basa en el aprovechamiento del recurso solar directo mediante la utilización de la energía solar térmica para la generación de energía eléctrica de forma domiciliaria. El mismo, consiste en realizar el diseño para la concentración de radiación, el diseño del motor, el diseño de un generador de 1 kW y un sistema de seguimiento para mantener las condiciones operativas en máxima

eficiencia. El objetivo de este trabajo es el de diseñar un dispositivo que se pueda crear con materiales reciclables, que pueda generar una potencia de 1 kW, consiguiendo una reducción en el consumo energético en el domicilio un 10% a 20% por mes.

DESARROLLO

Dispositivo concentrador:

La estructura giratoria está soportada por un eje rotatorio vertical de un redondo maquinado de acero apoyado radialmente sobre un rodamiento y verticalmente por un buje cónico (Fig. 1), el mismo está cubierto por un tubo (1a) de acero estructural. La base es de chapa (1c) atornillada al piso de concreto y se le sueldan unas cartelas (1d) al tubo de cobertura. En la parte superior hay dos ojales de chapa (1b) con tres posiciones para cada estación del año que se fijan con un pasador, este posicionamiento podría asistirse con un volante manual.

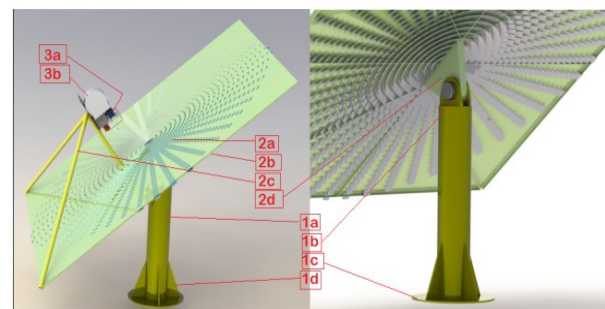


Fig. 1: Vistas en perspectiva del ensamble. Se ilustran las partes principales.

El espejo consta de una chapa (2b) que soporta una matriz de espejos cuadrados (2a) localizados con convergencia en el cilindro caliente del motor Stirling. Los espejos están soportados por chapas flexibles a la chapa principal y su inclinación es

calibrada a mano con la ayuda de luz o un haz de rayos láser. En pos de darle rigidez, debajo de la chapa principal, hay una cuadrícula de perfiles L. En el centro posterior, posee un ojal macho de chapa (2d) para la inclinación respecto el suelo, con las tres posiciones antes mencionadas. En la parte en vista al sol, hay una estructura de caños estructurales (2c) soporte para el motor (3a) y generador (3b).

Motor Stirling:

Tanto el pistón como cilindro de aluminio deberán ser torneados para llegar a las tolerancias necesarias (Fig. 2). El eje es un redondo con las discontinuidades respectivas a la carrera de cada pistón (3ah). El block (3ad) estará conformado por chapa de acero soldada y atornillada a los cilindros. El eje estará soportado por dos rodamientos dispuestos en el block. El volante (3ae) será de acero fundido maquinado, adjunto al eje por medio de chaveta/pasador. La transmisión de potencia al generador será mediante una correa de caucho.

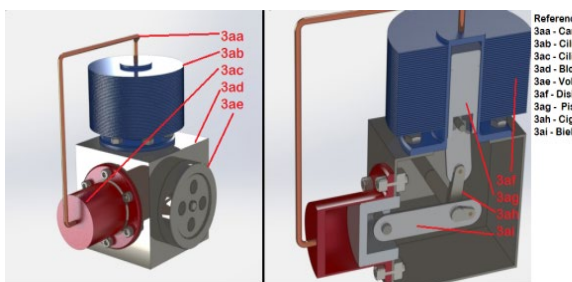


Fig. 2: Vistas en perspectiva del motor. Se ilustran las partes principales.

Diseño del generador:

El generador que se va a diseñar en este proyecto es un generador sincrónico de imanes permanentes con polos salientes. Una de las ventajas por

las cuales se eligió es que al tener varios pares de polos puede girar a velocidades muy bajas cercanas a las del motor, no necesariamente debe producir una tensión cuya frecuencia sea 50 Hz (debido a que se utilizará un convertidor electrónico) esto significa que el generador podrá girar a la velocidad que simbolice máxima potencia y eficiencia tanto del motor como del generador. Además, al ser de imanes permanentes permite que para el mismo par de polos, sean más pequeños y livianos en comparación a los generadores sincrónicos con excitación. Al tener un menor peso, permiten reducir los costos de otros componentes. También al no tener excitación eliminamos otra posibilidad de fallo, reducción de costos de mantenimiento e instalación. El principal problema para la construcción de estos generadores es el costo de los imanes.

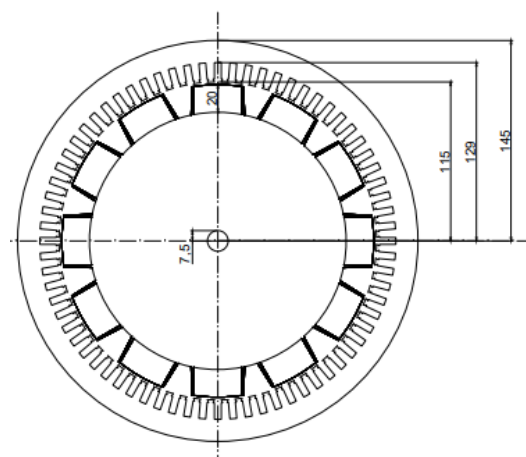


Fig. 3: Vista frontal de Generador de 1 kW

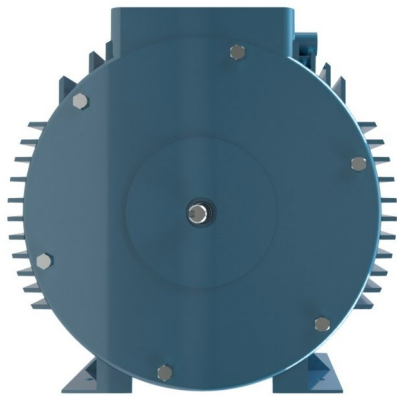


Fig. 4: Generador.

Consumo tipo de una vivienda:

Una vivienda unifamiliar constituida por dos o tres personas, aproximadamente consume unos 5000 Wh por día, a continuación, se realiza una lista de los electrodomésticos más comunes con sus respectivas potencias y consumo por hora. Los siguientes consumos se tomarán como ejemplo para el proyecto y se observan en la Tabla 1. (ENRE, 2020)

Tabla 1: Electrodomésticos.

Equipo	Cantida d	Pot [W]	Consum o por hora
A.A	1	877,	658
		5	
Cargador Celular	2	5	5
Heladera	1	200	35
Lampara	5	9	9
Microond as	1	800	640
Notebook	1	22	22
Lavarropa s	1	200	80

TV	1	90	90
Ventilador	2	60	60

Baterías:

Para la selección de la batería es necesario tener en cuenta la capacidad de la misma, para ello se debe de determinar el consumo que va a cubrir, los días de autonomía, la profundidad de descarga y las pérdidas por temperatura.

$$Ah = \frac{\text{Consumo día} \cdot \text{Autonomía}}{Pd \cdot V} ()$$

Donde:

Ah: Capacidad de la batería.

Consumo por día: consumo por día [Wh/día].

Autonomía: autonomía de la batería [días].

Pd: profundidad de descarga (para baterías de litio=0,7).

V: Voltaje de la batería.

Para poder determinar el consumo que la batería va a cubrir de forma eficiente, es necesario determinar cuáles de los electrodomésticos serán utilizados en el horario nocturno o en días cuando la luz solar no es aprovechable. Observar la Tabla 2.

Tabla 2: Consumo estimado de casa tipo.

Equipo	Consumo por hora	horas	Consumo estimado
A.A	658	1,5	987
Cargador Celular	5	2	20
Heladera	35	12	420
Lampara	9	4	180
Notebook	22	3	60
TV	90	3	270
Ventilador	60	4	480

La suma del consumo estimado, nos da como resultado 2417 Wh. Este valor será utilizado para determinar la capacidad de la batería.

Inversor híbrido:

Si consideramos el uso de los electrodomésticos que normalmente se utilizan en el horario de mayor generación, es decir, cuando es de día (rango entre las 8 de la mañana y las 18 hs). Se podrá obtener el valor de potencia mínima del inversor que vamos a necesitar (Malik, 2022). El consumo de los electrodomésticos utilizados es de 1906 Watts y la potencia instalada es de 2364,5 w, entonces se decide elegir un inversor de 1 Kw. Se decidió elegir un inversor híbrido modelo P L – 1kw de marca Suoer una empresa de China, que cumple con los requisitos y se puede encontrar en el mercado local.

Para poder realizar la conexión on-grid, es necesario utilizar un inversor híbrido que reúna las características necesarias para el sistema, es decir, que pueda recibir una potencia de 1 kw, que permita una tensión de 24 v, que permita

la carga de baterías de 24 voltios que se utilizaran para almacenar la energía. Como el generador calculado en la sección anterior, al rectificar su onda se obtiene una corriente de 27 A, este dato se debe tener en cuenta para la entrada de corriente máxima del inversor que en este caso es de 30 A.

Diseño del seguimiento solar:

La Tierra tiene dos tipos de movimientos: uno alrededor de su propio eje, que nos da lugar al día y la noche y el otro; alrededor del sol siguiendo una trayectoria elíptica, el cual da lugar a las estaciones del año. Para poder obtener un mejor aprovechamiento de la luz solar, se necesita poder seguir al sol durante el día y durante todo el año, por lo que se requiere realizar el ajuste de dos ángulos (elevación y azimut). El sistema de seguidor solar realizado cuenta de dos partes, una parte mecánica el cual explica como se realiza el ajuste del movimiento del ángulo de elevación y una parte eléctrica que controla el ángulo azimut (Fig. 5). A través del seguidor solar se puede orientar el dispositivo de concentración de forma de que permanezca perpendicular a los rayos solares, obteniendo así un mayor rendimiento (20 % más) y energía aprovechada.

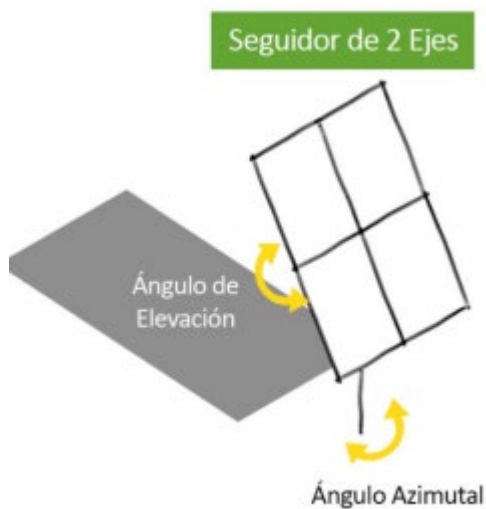


Fig.5: Seguidor solar eje azimutal y de elevación. Fuente: Valldoreix Greenpower.

El peso de la estructura que se pretende girar es de 280 kg (Fig. 7), este peso incluye el plato del concentrador junto con los espejos, el motor Stirling y el generador (Fig. 4). En la figura 7, se muestra la posición en la que se encontrará el concentrador. Esta posición nos sirve para poder determinar el torque necesario para poder girar la estructura, por lo que se procede a calcular el momento de inercia.

Conexión del sistema:

La conexión de cada uno de los componentes se realiza mediante cables de diferentes secciones, esto es debido a que por cada componente tiene una diferente tensión e intensidad en el circuito. La ecuación que regula que tipo de sección de cable se va a utilizar es: $I_{ad} = \alpha \cdot I_{cable}$, donde α es el factor de corrección y va desde 0,9 a 0,7 según corresponda. Desde los terminales del generador a los terminales de rectificador se utilizará un cable de 10 mm sección debido a que circula una corriente alterna de 32 A por cada fase.

Entre los terminales del rectificador a los terminales del inversor se utilizará un cable de 6 mm de sección, ya que tiene una corriente continua de circulación de 30 A. Luego, la conexión desde el inversor al domicilio se realizará, en base a la norma AEA, con una sección mínima de 4 mm. Finalmente la conexión desde el inversor a las baterías, por la que recorre una corriente continua, se realiza con una sección de 10 mm. Al tratarse de una corriente continua, la sección del cable debe ser mayor para no tener fallas producidas por fenómeno del efecto skin o efecto pelicular. En la figura 6 se puede observar como es la conexión en el circuito del dispositivo.

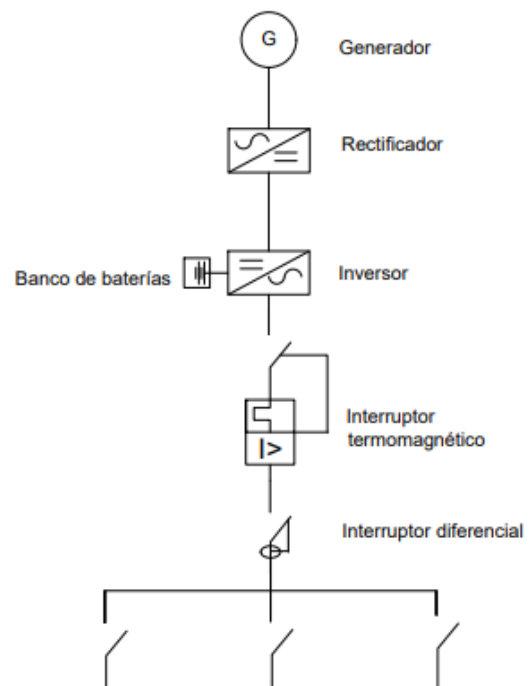


Fig.6: Conexiones del dispositivo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para poder realizar el análisis económico del dispositivo es necesario contar con los precios estimados de los materiales y la mano de obra que se utiliza para realizar su construcción. En la tabla se puede observar detalladamente los

precios de la materia prima. Como el valor de peso argentino se devalúa y los materiales se venden a valores en dolar, se decide utilizar el precio en dicha moneda extranjera. El costo por materia prima para la construcción del dispositivo de generación termosolar es de 2335,74 Usd. Se estima un costo de mano de obra de 500 Usd. Dando un total de 2835,74 Usd. El precio de venta estimado es de 4000 Usd, debido a que es un valor competente con el mercado de energías renovables domiciliarias. La tasa de impuestos a las ganancias estimada es de 35 % y la tasa de descuento es del 3 %. Se procede a calcular el TIR y VAN de la construcción y venta de dos dispositivos (inversión inicial de 4672 Usd). Teniendo en cuenta que la mano de obra es subcontratada, suponiendo un valor de 500 Usd en gastos administrativos y un valor de 300 Usd de gastos comerciales.

La fabricación de un producto o la construcción de un edificio siempre van a tener un impacto directo sobre el medio ambiente. Actualmente, en muchos países se exige la determinación del impacto, así como las formas de compensarlo, con el fin de otorgar permisos de Viabilidad Ambiental.

El proyecto genera un impacto positivo en el ambiente por las siguientes características:

- Utilización de materiales reciclables para la construcción.
- El fluido de trabajo no contamina el ambiente.
- Poca emisión de ruido.
- Reducción de emisiones de CO2 presentes en el ambiente

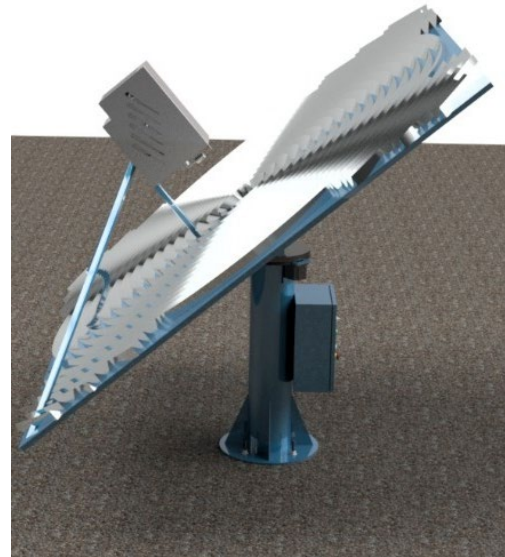


Fig.7: Vista del concentrador solar.

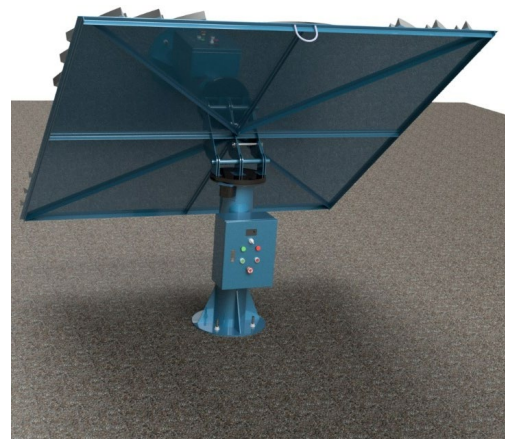


Fig.8: Vista del concentrador solar

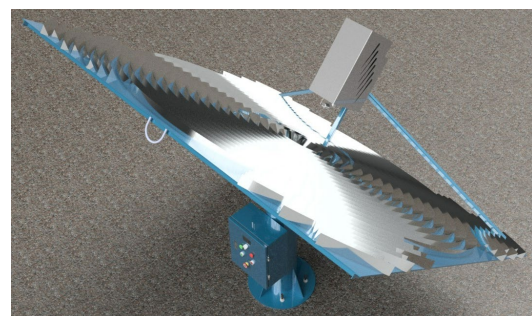


Fig.9: Vista del concentrador solar

CONCLUSIONES

El generador termosolar, está compuesto por una estructura utilizada para soportar y mover varios espejos de misma superficie. Los mismos poseen una pendiente tal que su conjunto se comporte como un espejo de forma paraboidal con el fin de que los rayos del sol se reflejen y se concentren en un punto de área reducida (foco) donde se ubica un motor capaz de transformar ese calor en trabajo, éste es un motor a aire de ciclo Stirling. El motor se acopla a un generador para realizar la posterior transformación a energía eléctrica. La creación de este proyecto se logró gracias al trabajo en conjunto de dos especialidades de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional San Nicolás, como lo son Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica. Donde se elaboró el diseño de la estructura del dispositivo, la ingeniería básica para el motor, diseño del generador, la elección del inversor y las baterías, las protecciones a utilizar, y además el análisis de cortocircuito producidos por los dispositivos. Se pudo lograr el diseño de un dispositivo para la generación de energía eléctrica de uso domiciliario de una potencia de hasta 1 kW, que utiliza materiales reciclables y sustentables, con un valor de construcción de aproximadamente 2335 USD. Este dispositivo permite obtener una reducción de las emisiones involucradas en energía basada en combustión y además, posibilita el ahorro en el consumo de energía del domicilio de aproximadamente un 15 % anual.

REFERENCIAS

- Cárdenas, G. J. (2011). *Matriz energética argentina. Situación actual y posibilidades de diversificación*. *Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario*, 9, 32-36.
- Müller, A. (2009). *Notas sobre el presente y las perspectivas de la energía en Argentina*. FLACSO.
- Romero, A. P., Melo, S. C. C., Loor, E. M. S., & Loor, M. E. J. (2022). *Diseño e Implementación de un Seguidor Solar para Aumentar el Rendimiento de Generación*. *Polo del Conocimiento: Revista científico-profesional*, 7(4), 7.
- Ramos, E. (2020). *La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación*. *Forseti. Revista de derecho*, 8(11), 07-35.
- ENRE (2020). *Consumo básico de electrodomésticos*. <https://www.argentina.gob.ar/enre/uso-eficiente-y-seguro/consumo-basico-electrodomesticos>
- Malik, M. Z., Shaikh, P. H., Zhang, S., Lashari, A. A., Leghari, Z. H., Baloch, M. H., ... & Caiming, C. (2022). *A review on design parameters and specifications of parabolic solar dish Stirling systems and their applications*. *Energy Reports*, 8, 4128-4154.

Sistemas híbridos de generación eléctrica empleando fuentes de energía renovable

German Cespedes, Agustín Guicciardini, Francisco Risculese, Rocio Villaverde, Mariano Asteazaran.

Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAITecS), Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), UTN-FRLP Avda. 60 y 124 S/N, Ciudad de Berisso, Pcia. Buenos Aires, Argentina, marianoaste@gmail.com.

Resumen – Las fuentes de energía renovable están siendo reconocidas gradualmente como una opción cada vez más importante en la planificación de sistemas de generación en zonas donde la red eléctrica no está disponible. Un sistema híbrido sustentable de energía (SHSE) incorpora dos o más opciones de generación de electricidad basadas en energía renovable. Adicionalmente, se puede incorporar una unidad de combustible fósil, como un generador diésel, que permita mitigar las intermitencias de estos recursos renovables.

Debido a las variaciones en las cargas y los recursos, y a los múltiples sistemas de generación, determinar la combinación más apropiada de estos componentes para una ubicación en particular es una tarea de modelado compleja. Es por ello por lo que se requiere herramientas de software para el diseño, el análisis, la optimización y la viabilidad económica de los sistemas.

En este trabajo se evaluaron tres locaciones puntuales de la Argentina ubicadas en las cercanías de las ciudades de Camaronés (Chubut), Concordia (Entre Ríos) y Amaicha del Valle (Tucumán). Estas locaciones se seleccionaron debido a que presentan recursos energéticos disímiles y se encuentran enmarcados dentro de un proyecto de Sistema de Información Geográfica (GIS) en desarrollo. Mediante la simulación de diversas combinaciones de sistemas de generación de energía, se obtienen los SHSE más adecuados para cada uno de los sitios en estudio considerando dos demandas específicas. Se considera la provisión de energía eléctrica mediante energía solar fotovoltaica, energía eólica y generador diésel.

Se realizó, con la asistencia del software HOMER®, un estudio general de los recursos disponibles en cada locación. Además, se consideraron variables económicas tales como el costo del combustible, la viabilidad de su transporte, la tasa de inflación, entre otros. En función de la carga a satisfacer y de los recursos energéticos disponibles, se eligieron las diferentes tecnologías de generación a emplear. Como resultado del análisis tecno-económico se obtuvieron las configuraciones de SHSE que satisfacen de forma adecuada la demanda.

Palabras claves - energías renovables; energía eólica; energía solar; modelado y simulación; sistemas híbridos.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha vuelto hoy en día una de las necesidades básicas para todos los habitantes del planeta. La forma tradicional de suministro de esta energía es mediante la construcción y mantenimiento de plantas generadoras (normalmente basadas en combustibles fósiles altamente contaminantes del medio ambiente) y de complejas infraestructuras de distribución de la energía. Frente a este modelo tradicional, surge una alternativa, donde la generación de la energía se descentraliza, produciéndose cerca del consumidor y donde además las fuentes empleadas son amigables con el medio ambiente (REN21, 2021).

Una de las aplicaciones de la generación directa son los sistemas *off-grid*, los cuales se basan en pequeñas instalaciones eléctricas aisladas de la red. Estos sistemas están compuestos por diferentes tecnologías renovables y convencionales y buscan combinar los beneficios de las energías renovables con la fiabilidad en el suministro de las no renovables. Para garantizar la provisión continua, se necesita un sistema de acumulación de la energía, generalmente conformado por baterías. Esta forma de generación eléctrica brinda independencia y sostenibilidad, con un bajo impacto medioambiental, reduciéndose las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al priorizar las configuraciones con altas fracciones renovables (Kumari et al, 2017).

Un sistema híbrido se encuentra conformado por al menos dos fuentes de generación de energía de cualquier tipo. Estas pueden ser, tanto fuentes no convencionales (renovables: eólica,

solar, hidráulica, etc.) como convencionales (gas, diésel, etc.). Puede funcionar, según las características del usuario, de forma aislada (*off-grid*) o conectado a la red (*on-grid*). Son de especial interés los sistemas *off-grid* ya que permiten el suministro de energía incluso en lugares que se encuentren alejados de la infraestructura de la red de distribución convencional (Sawle et al, 2018).

En este trabajo, se realizan simulaciones de sistemas híbridos de energía sustentable (SHSE) en tres locaciones de interés a lo largo del país y se analizan las configuraciones y prestaciones de cada SHSE resultante.

DESARROLLO

Los SHSE surgen de la necesidad de combinar el continuo y fiable suministro por parte de los generadores diésel, y los beneficios medioambientales y económicos de las tecnologías fotovoltaicas y eólicas. Los generadores diésel son introducidos en el análisis como un apoyo al abastecimiento no convencional, asegurando el suministro en momentos donde el recurso renovable es escaso o nulo y eventualmente en las horas pico, reduciendo además el tamaño necesario de las instalaciones de fuentes renovables (Come Zebra et al, 2021).

SHSE considerados

A continuación, se describen brevemente cada uno de los SHSE analizados.

Sistema Diésel (D)

Una de las formas más tradicionales de suministro de energía en

pequeñas comunidades aisladas de la red eléctrica convencional es mediante la utilización de pequeños generadores diésel o similares. Este tipo de sistema tiene la desventaja que el suministro depende de un solo recurso, utiliza un combustible costoso y genera grandes cantidades de gases contaminantes tanto para el medio ambiente como para las personas que conviven con este tipo de sistemas. Estrictamente hablando no es un sistema híbrido, pero se analiza esta configuración con el fin de tener una comparación en cuanto a costos y emisiones de CO₂ respecto a las otras configuraciones.

Sistema Diésel-Solar (DS)

En este tipo de SHSE, los módulos fotovoltaicos se encargan de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Esta electricidad también es en corriente continua, por lo que se necesita disponer de un inversor de corriente para convertirla en corriente alterna y así poder ser aprovechada por las viviendas. El exceso de electricidad producida en horas de poca demanda se vierte en un sistema de acumulación basado en baterías de litio que se usa como apoyo en las horas de mayor necesidad. El SHSE cuenta como segunda fuente un equipo de generación diésel, el cual sirve como sistema de apoyo y para la carga de las baterías si llega a ocurrir que las condiciones climáticas no permitan generar la energía necesaria durante el periodo en el que las baterías tengan carga para abastecer la instalación.

Sistema Diésel-Eólica (DE)

Esta configuración combina un generador diésel con un aerogenerador. Este último, convierte la energía cinética

del viento en energía eléctrica. La corriente obtenida del aerogenerador es rectificadora en corriente continua para su almacenamiento en el sistema de acumulación. Como en el resto de los sistemas, la energía almacenada en el sistema de acumulación se convierte en corriente alterna para su utilización en la vivienda.

Diésel-Solar-Eólica (DSE)

Esta es otra configuración alternativa usualmente utilizada en sistemas *off-grid*, que aprovecha tanto el recurso solar como el eólico del sitio de emplazamiento. La instalación combina los sistemas explicados anteriormente en un solo sistema de suministro de energía. De esta manera se mitigan de forma más eficiente las intermitencias de los recursos solares y eólicos para garantizar un suministro más fiable de energía mediante el uso de recursos renovables. En este sistema, el diésel es el tercer recurso a utilizar, el cual únicamente se empleará en periodos extendidos sin viento o radiación solar.

Software de simulación

En el presente trabajo se emplea el software de simulación HOMER para el estudio de los SHSE propuestos. HOMER, es una herramienta desarrollada por el *U.S. National Renewable Energy Laboratory* (NREL), y permite simular diferentes configuraciones de sistemas híbridos combinando tanto generación convencional como generación renovable. En particular, las simulaciones de HOMER se realizan para obtener configuraciones aceptables desde el punto de vista económico, pero que luego puede ser complementada con

aspectos técnicos y medioambientales para la obtención de las mejores prestaciones para cada sitio de interés (Khalil et al, 2021).

Lugares de emplazamiento

La República Argentina es reconocida por presentar un gran potencial energético de las fuentes de energías renovables. Con una distancia de 3.694 km de Norte a Sur, atraviesa latitudes desde los 24° a los 64° abarcando un amplio abanico de climas y recursos naturales. En el presente trabajo se consideraron tres locaciones distribuidas geográficamente en diferentes puntos del país. Los sitios en estudio se listan en la Tabla 11.

Tabla 11 - Locaciones analizadas en el presente trabajo.

ID	Ciudad	Provincia
AT	Amaicha del Valle	Tucumán
CC	Camarones	Chubut
CE	Concordia	Entre Ríos

Cargas medias a satisfacer

Para la realización de las simulaciones en los tres sitios de emplazamiento planteados, se analizaron dos cargas medias de consumo a satisfacer con un perfil de consumo residencial, considerando instalaciones aislados de la red eléctrica convencional.

Consumo General Bajo (2,5 kWh/día): este tipo de consumo es considerado para pequeñas viviendas que permita satisfacer las necesidades básicas, contemplando iluminación, conservación de alimentos, comunicación y entretenimiento. Como ejemplo, este sistema podría abastecer 5 luminarias led de 9 W durante pocas horas nocturnas, una computadora portátil por hasta 2 horas al día, un

televisor de 40 pulgadas por 4 horas, una heladera de eficiencia A y 2 cargadores de celulares genéricos.

Consumo General Medio (5,0 kWh/día): este tipo de consumo es considerado para emplazamientos aislados que tengan un mayor requerimiento de energía. En general, este consumo, podría provenir, por ejemplo, del uso de hasta 9 luminarias tipo led 9 W en horas nocturnas, una computadora portátil por 6 horas al día, una heladera genérica de eficiencia A, 2 cargadores de celulares genéricos, un lavarropas funcionando cada dos días, y un reproductor de música pequeño por un par de horas al día.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para las simulaciones se consideraron:

- Tres lugares de emplazamiento: Camarones, Chubut (CC); Concordia, Entre Ríos (CE) y Amaicha del Valle, Tucumán (AT).
- Dos cargas medias a satisfacer: 2,5 kWh/día (25) y 5 kWh/día (50).
- Cuatro configuraciones de sistemas de generación con y sin sistema de almacenamiento: Diésel (D), Diésel-Solar (DS), Diésel-Eólico (DE) y Diésel-Solar-Eólico (DSE).

Bajo estas consideraciones se realizaron 48 simulaciones que permiten la comparación de los sistemas propuestos en cuanto a la generación de energía, costo inicial, costo de operación, emisiones de CO₂ y consumo anual de combustibles fósiles.

Para las simulaciones se consideran costos de adquisición de dispositivos de generación y acumulación adquiridos localmente. Para el aprovechamiento de la energía eólica se considera un aerogenerador de 1 kW de potencia nominal. Los paneles solares seleccionados equivalen a un arreglo de 1 kW_p.

La Figura 1 muestran los costos iniciales de inversión y el costo de ciclo de vida de cada una de las alternativas simuladas. Este último, se refiere al valor actual de todos los costos en los que incurre el sistema durante los 25 años que se consideran de su vida útil. Es claro que, para cualquier localización, la inversión inicial más baja en cada caso será el sistema de generación que solo incluye grupo electrógeno. A medida que se agregan sistemas alternativos de generación basados en fuentes de energías renovables el costo inicial del sistema se incrementa notablemente. Sin embargo, si se analiza para cada locación y carga a satisfacer, existe al menos un sistema híbrido cuyos costos totales son menores que emplear solo sistema diésel. Esto se debe a los costos de operación y mantenimiento, reemplazo de equipamiento y principalmente al costo del combustible.

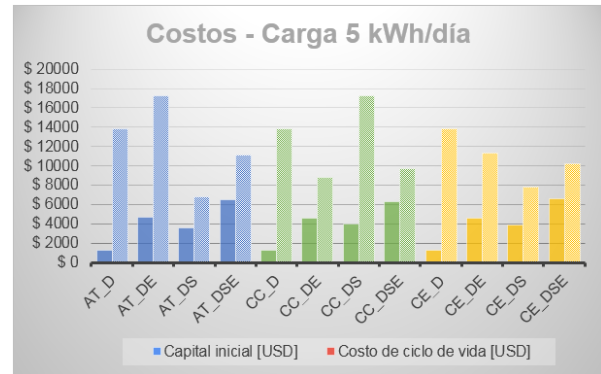
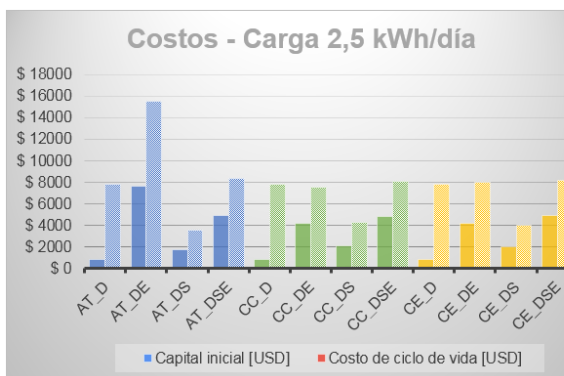


Figura 1 - Costos iniciales y de ciclo de vida de los diferentes SHSE según emplazamiento y carga media.

En la Figura 2 se muestran las emisiones de CO₂ para cada una de las simulaciones realizadas. Se puede observar, en todos los casos, que los sistemas híbridos DSE son los que presentan las menores emisiones. Los sistemas DSE reducen las emisiones, respecto al D, entre un 96 y 100 % para todos los casos, excepto para CE50 y AT50 que lo hace en 93 y 88 %, respectivamente. Luego, dependiendo de la localización para un mismo consumo se puede observar que el sistema DS será más amigable con el medioambiente que el DE en las ciudades de Amaicha del Valle y Concordia, mientras que en Camarones el DE prevalece frente al DS. Los sistemas DS y DE logran reducciones, dependiendo la localización y carga, de entre 81 y 99 %.



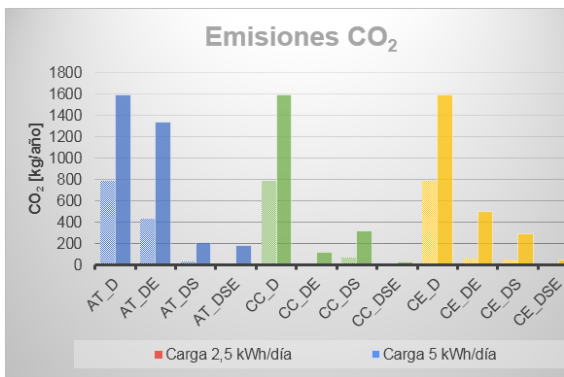


Figura 2 - Emisiones de dióxido de carbono emitido por cada SHSE.

Dependiendo de los recursos existentes en cada locación y de la carga a satisfacer se generaron diversas configuraciones que combinan generación renovable y no renovable. De este modo, los sistemas obtenidos se codificaron con dos letras correspondientes a la ubicación geográfica, seguido de dos dígitos para indicar la carga y, finalmente dos o tres letras para indicar la combinación de la fuente o las fuentes de generación consideradas. A modo de ejemplo, para el caso del SHSE que abastece una carga de 2,5 kWh/día en la ciudad de Concordia empleando como recursos diesel y solar, su codificación será CE25DS y la denominación AT50DSE corresponde al sistema analizado para la ciudad de Amaicha del Valle que emplea como recursos la combinación de diesel, solar y eólico y que fue diseñado para satisfacer una carga media de 5,0 kWh/día.

De todas las simulaciones llevadas a cabo, se presentan ciertos gráficos seleccionados que muestran la potencia del SHSE en función a los meses del año, para cada locación, carga y recursos (Figura 3).



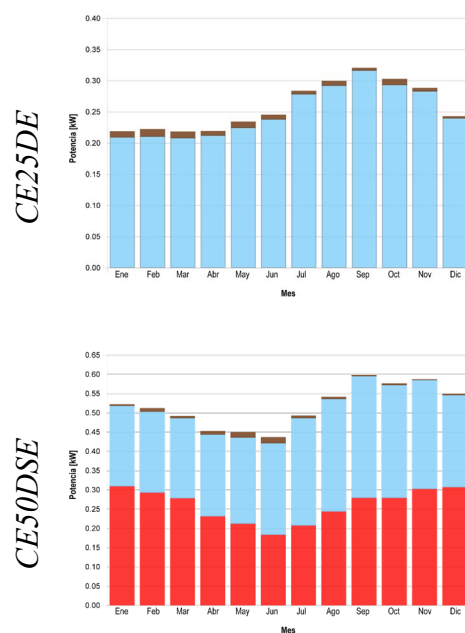


Figura 3 - Perfiles de potencia diferenciados por sistema de generación. Color marrón D, rojo S y celeste E. En cada caso, a la izquierda se indica la codificación del sistema en cuestión.

Se puede observar que en la mayoría de los casos es posible abastecer la totalidad o casi la totalidad de la carga empleando principalmente recursos renovables. Sin embargo, para la ciudad de Amaicha del Valle el sistema diesel-eólico para 25 tiene una participación de renovable menor al 40 % debido al bajo potencial eólico de la zona. Es por ello por lo que, si se desea instalar un sistema amigable con el ambiente en esta ciudad, la combinación DS permite que básicamente toda la energía sea obtenida a partir del recurso solar (97 % renovable). La situación contraria ocurre en la ciudad de Camarones, donde para lograr porcentajes de uso de renovables similar al obtenido con AT25DS se requiere combinar DE debido a los vientos existentes en esta región.

Si se analiza el sistema CC50DS se puede lograr abastecer con renovables

hasta un 80 % de la carga con grandes excedentes en los meses de verano. Una situación similar se da en Concordia, pero para la combinación DE, donde los excedentes en este caso ocurrirán principalmente en los meses desde julio a noviembre. En esta última ciudad, la combinación ternaria DSE permite una generación totalmente renovable con participación en partes casi iguales de S y de E y donde el D solo se emplea en casos excepcionales en todo el año.

CONCLUSIONES

Los sistemas híbridos de generación de energía sustentable para casos aislados o con difícil acceso a la red convencional son una alternativa viable a los sistemas contaminantes que se emplean habitualmente.

A medida que se agregan sistemas alternativos de generación basados en fuentes de energías renovables el costo inicial del sistema se incrementa notablemente. Sin embargo, si se analiza para cada locación y carga a satisfacer, existe al menos un sistema híbrido cuyos costos totales son menores que emplear solo sistema diésel. Esto se debe a los costos de operación y mantenimiento, reemplazo de equipamiento y principalmente al costo del combustible. Se puede observar, en todos los casos, que los sistemas híbridos DSE son los que presentan las menores emisiones.

REFERENCIAS

Come Zebra, E. I., van der Windt, H. J., Nhumaio, G., & Faaij, A. P. C. (2021). A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 111036. doi:10.1016/j.rser.2021.111036.

Khalil, L., Liaquat Bhatti, K., Arslan Iqbal Awan, M., Riaz, M., Khalil, K., & Alwaz, N. (2020). Optimization and designing of hybrid power system using HOMER pro. *Materials Today: Proceedings*. doi:10.1016/j.matpr.2020.06.054.

Kumari J, Subathra P. , Moses J. Edwin , Shruthi D (2017). Economic Analysis of Hybrid Energy System for Rural Electrification using Homer. *Proceedings of IEEE International Conference on Innovations in Electrical, Electronics, Instrumentation and Media Technology ICIEEIMT 17*.

REN21 Renewables Now (2021). *Renewables 2021 Global Status Report*. (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-03-8.

Sawle, Y., Gupta, S. C., & Bohre, A. K. (2018). Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2217–2235. doi:10.1016/j.rser.2017.06.033.

Relaciones económicas entre generadores y el mercado mayorista eléctrico en diferentes regiones del mundo

Juan L. Barbería, Joel Lopetegui

UTN, FRBA Mozart 2300, C1407IVT Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-11-4638-8100, cittie@electrica.frba.utn.edu.ar

Resumen – Debido a la desregulación del mercado eléctrico en la década de 1990. El sistema eléctrico disolvió su composición estructural vertical. Esto produjo nuevas relaciones entre la generación y el mercado eléctrico mayorista.

En esta monografía se busca, a través de la consulta de diversas fuentes, brindar una descripción de estas relaciones; así como también distinguir su implementación en diferentes puntos geográficos del mundo, como los son Noruega, California y Argentina.

Como conclusiones relevantes de esta investigación, podemos destacar el reconocimiento de la estructura común de los mercados eléctricos., como también las características principales que se deben tener en cuenta para el funcionamiento correcto de estos mercados.

Palabras claves –Mercado Mayorista Eléctrico; Relaciones Comerciales; Argentina; Noruega; California.

INTRODUCCIÓN

Durante la década de 1990 la reestructuración de los mercados eléctricos e introducción de la competencia en la generación impactó en cómo se interrelacionan los diversos actores en la producción de energía. La organización tradicional que integraba la generación, transmisión y distribución de manera vertical, evolucionó hacia una estructura donde la generación es separada de la distribución y la transmisión.

Este reordenamiento del sistema eléctrico se debe a las siguientes causas:

- La estructura verticalista y regulada, tendía a incrementar los precios de la electricidad
- Los subsidios cruzados creaban ineficiencias y derroches.
- Los sectores públicos requerían inversión privada, ya que el estado no podía realizarla.
- La introducción de pequeños parques generadores (120-300MW) pueden ser construidos en un periodo breve de tiempo por compañías privadas.

El objetivo de esta monografía será el de introducir conceptos generales del mercado eléctrico. Más precisamente se describirán los diferentes tipos de relaciones que pueden existir entre los generadores y el mercado eléctrico. Además, se describirán como se realizaron los procesos de desregularización del sistema eléctrico en diversos puntos geográficos.

DESARROLLO

Mercado mayorista eléctrico

Debido a la nueva estructura del sistema eléctrico, los generadores se ven obligados a competir para vender su energía a los distribuidores y usuarios. Para controlar esto se generan dos operadores cuya función es coordinar las siguientes funciones:

- Operación del mercado: El operador del mercado es quien coordina el intercambio de energía en los diferentes horizontes de tiempo.
- Operación del sistema: El operador del sistema es quien coordina y controla la operación en tiempo real para asegurar la seguridad del sistema eléctrico.

Cabe destacar que ambas operaciones pueden estar centralizadas en un único operador como lo es CAMMESA en Argentina o pueden ser dos operadores independientes como REE y OMEL en España o Statnett y Nord Pool en Noruega.

Tipos de mercados eléctricos

Pool:

En un mercado del tipo pool, los generadores realizan la operación de venta de energía a un solo ente. De la misma forma todos los consumidores deberán comprar exclusivamente la energía a dicho ente, entendamos que los agentes que compran al pool son las compañías distribuidoras y, si el mercado lo permite, también podrán ser usuarios finales.

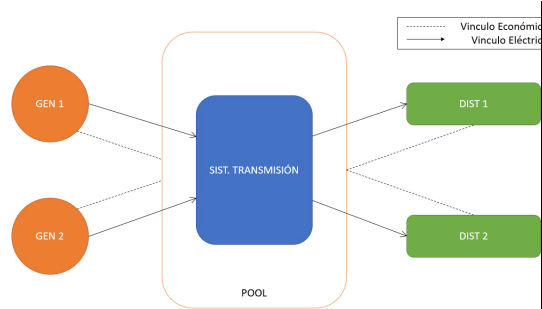


Figura 1: Pool

El operador del mercado paga a los generadores un precio único para cada unidad de energía. Además, deberá hacer coincidir la generación con la demanda (El ajuste final en tiempo real, es competencia del operador del sistema).

Por estas dos razones, surge la necesidad de ordenar a la generación en función del mínimo precio de generación. El algoritmo más utilizado para realizar esto, consiste en el ordenamiento a través del costo marginal de generación. En el cual los generadores que presenten un menor costo estarán despachando potencia por más tiempo.

Contratos por diferencias

Como en la operación del pool el precio queda fijado por la última máquina que entró en servicio y la demanda presenta una gran variabilidad temporal (picos de consumo). Surge el problema de la volatilidad de los precios de la energía, un ejemplo de esto fue la crisis que se originó en California durante los 2000. Como solución a esto se implementó el contrato financiero por diferencias de energía.

El contrato por diferencias (CPD) es un instrumento financiero que permite al generador y al comprador de energía estabilizar el precio de este producto. Consiste en que un comprador y un

generador establecen un precio para una determinada cantidad de energía. En función de la diferencia del precio del contrato con el precio en el pool mayorista, pueden ocurrir dos alternativas:

- Si el precio en el pool es menor que el pactado en el CPD, el comprador de energía paga la diferencia al generador
- Si el precio en el pool es mayor que el pactado en el CPD, el generador paga la diferencia al comprador.

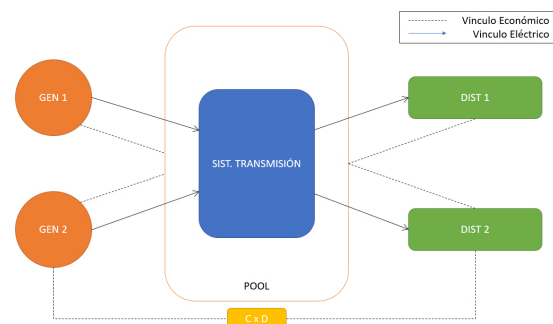


Figura 2: Contratos por diferencia

Contratos bilaterales

En este tipo de transacción, intervienen dos partes. Una parte, generador, vende su energía a la otra parte que es el comprador. Realizada esta transacción se debe anunciar al operador del sistema (OS) que la analiza y a través de reglas claras de priorización, determina cuáles transacciones se pueden realizar sin poner en riesgo el sistema eléctrico. Cabe destacar que el OS no tiene la necesidad de conocer la cotización de la energía, sino que debe conocer la cantidad y el periodo en el cual se requiere esta.

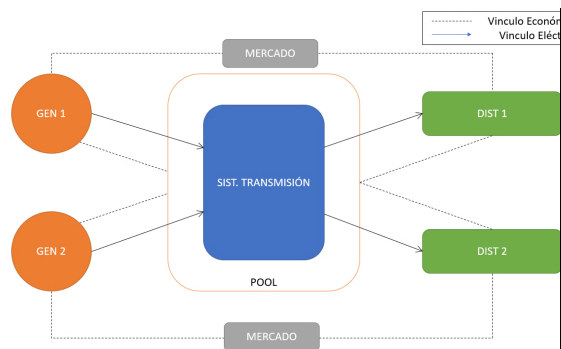


Figura 3: Contratos Bilaterales

Mercados mayoristas en el mundo

Noruega

Este país tiene la particularidad de que la matriz energética se encuentra conformada por un 98% de generación hidráulica, siendo el 2% restante representativo de la generación térmica. Cabe destacar que es uno de los principales exportadores de petróleo del mundo, aunque este recurso no se ve reflejado para la utilización en la industria eléctrica.

La desregulación del mercado eléctrico se da con el “acto de la energía” en 1990. Donde se plantearon soluciones para resolver problemas como la sobreinversión y reducción de subsidios cruzados. Ya que la primera problemática no incentivaba a disminuir costos sino a realizar inversiones que no incrementan la productividad (se utilizaba un esquema de costos del tipo Cost Plus). La segunda problemática radica en que la geografía y las condiciones hidrológicas de este país generan grandes variaciones en el precio de la energía por cada región. Lo cual, un subsidio cruzado solo fomentaba el derroche del recurso.

Dentro de lo que es la constitución del mercado eléctrico mayorista nos encontramos con el operador NordPool.

Este organismo creado en el “acto de la energía” primero operando a nivel nacional y hoy en día operando en 15 países de Europa cuenta con dos tipos de mercado uno a término con horizonte al día siguiente y uno en tiempo real.

El primero es denominado “Day Ahead Market” que es un mercado de tipo pool donde el operador informa los precios de la energía de forma horaria. La determinación del precio y el volumen de la energía puesta en dicho mercado se determina con el algoritmo “Euphemia”; cuya metodología tiene en consideración no solo la generación disponible, los precios de cada generador y la demanda, sino que también las restricciones de la red de transmisión.

El segundo mercado, “Intra Day”, tiene la finalidad de compensar variaciones de demanda en el mercado a término. La característica de este mercado es que es un mercado continuo. Es decir, opera en todo momento, donde los usuarios pueden comprar energía hasta 15 minutos antes de utilizarla. Debido al ingreso de la generación renovable del tipo intermitente, es un mercado que está ganando una gran popularidad en estos últimos años.

El sistema de transmisión de este país está conformado por 12500 km de líneas aéreas en las tensiones de 132, 300 y 420 kV. La operación de este está controlada por otro organismo creado en el “acto de la energía”, denomina Stattnet.

California

En Estados Unidos encontramos diversas regiones eléctricas en donde sus operadores son independientes entre sí. Estos fueron originados por las

resoluciones de desregularización del mercado N°888/889, del comité regulador de energía a nivel nacional (FERC), para cumplir con el requisito del libre acceso al sistema de transmisión e incorporar la competencia en la generación. De los 9 operadores independientes del sistema (ISO) de este país nos centraremos en el estado de California (CAISO) ya que este mercado sufrió una profunda crisis que pudo ser recuperada y ahora es considerado un operador del sistema modelo.

El CAISO fue creado en 1996, motivado por las ya mencionadas resoluciones. Entro en operación en 1998, en conjunto con el “California Power Exchange” (PX) que es el operador del mercado spot.

La estructura del mercado eléctrico consiste en un mercado diario y uno horario controlado por el PX, también está presente la posibilidad de realizar contratos bilaterales entre la generación y los compradores de energía. En función de las transacciones que se realicen, el PX y las partes intervinientes en los contratos bilaterales, se informara al operador del sistema CAISO para que ordene el intercambio de energía y evite el colapso del sistema eléctrico.

En el año 2000, este sistema, sufrió una fuerte crisis energética generada por las siguientes causas:

- Imposibilidad de cumplir con el aumento de la demanda, ya que no podía importar energía desde las centrales del noroeste, debido a una hidrología desfavorable.
- Aumento súbito y brusco del precio del gas natural. De 3 \$/Mbtu a 60 \$/Mbtu, que repercutió en los precios de

la generación térmica. Además, los costos de este tipo de generación aumentaron por el incremento del precio de los créditos para emitir NOx

- Abusos en el mantenimiento de la red eléctrica debido al costeo del tipo Price Cup de las anteriores empresas. Estas estaban integradas verticalmente, es decir contenían la generación, transmisión y distribución.
- Imposibilidad de realizar contratos a largo plazo de los grandes grupos generadores. Esto produjo inestabilidad de precios.
- Congelamientos tarifarios en el rubro de distribución.

Este conjunto de problemáticas fue considerado como la “tormenta perfecta” lo cual llevo al CAISO a aplicar reiteradamente cortes rotativos del suministro eléctrico. Afortunadamente esta crisis fue superada a mediados del 2001 debido a factores como:

- Reducción del precio del gas.
- Disminución de la demanda eléctrica.
- Incremento en el número de generadores.
- Regulación de precios máximos mayoristas por el FERC.

Este episodio es todavía un caso de estudio para el diseño de los mercados eléctricos a futuro, las lecciones aprendidas fueron las siguientes:

- Los consumidores no pueden estar totalmente aislados de los precios mayoristas. Ya que las distribuidoras debían comprar energía en un mercado desregulado y venderla a un precio fijo.

- El mercado spot no tiene un buen desempeño cuando el parque generador es pequeño. Ya que esto genera un aumento desmesurado de precios frente a aumentos de demanda o fallas en el sistema de transmisión. - Los contratos a largo plazo permiten brindar estabilidad de precios a los compradores y facilitan el financiamiento de nuevas plantas generadoras.

- Los grandes usuarios y usuarios industriales al poder comprar sobre el mercado spot sirven de mecanismo de amortiguación de picos en los precios. Ya que la respuesta de la demanda tiende a ser más elástica.

Argentina

Fue uno de los pioneros en aplicar las políticas de desregularización del mercado con la ley N°24065 reglamentada en el año 1992. Donde como principales hitos tenemos:

- Sectores de transporte y distribución como servicios públicos. De esta manera se logra el libre acceso al sistema de transmisión y la protección de los derechos de los usuarios.

- Sector de generación considerado de interés general y promoción de la competencia e inversiones a largo plazo.

- Creación de organismos como CAMMESA y ENRE.

En el mercado eléctrico mayorista tenemos un coordinador único que es la compañía administradora del mercado eléctrico mayorista (CAMMESA). Encargada de realizar no solo la operación del mercado eléctrico (MO) sino también la operación del sistema (SO).

El funcionamiento del mercado mayorista eléctrico hoy en día tiene tres componentes:

- Un mercado a término con contratos pactados libremente entre vendedores y generadores. Es decir, un sistema de contratos bilaterales.

- Un mercado Spot con precios actualizados horariamente.

- Un mercado con precios estabilizados trimestrales, para la compra de energía por parte de los distribuidores.

La operación y control de los despachos se da a través del organismo encargado del despacho (OED) en tres niveles bien definidos:

- Sistema de operación en tiempo real (SOTR): Para la operación del sistema físico dentro de los márgenes de operación normal.

- Sistema de medición comercial (SMEC): Para el registro y transmisión de información al OED del consumo de la energía eléctrica de cada comprador.

- Sistema de comunicaciones (SCOM): Para comunicaciones entre agentes del MEM y el OED.

CONCLUSIONES

Como conclusiones a este trabajo podemos citar:

- Los mercados eléctricos a nivel mundial fueron desregularizados durante el mismo periodo de tiempo. Lo cual su tiempo en operación es comparable.

- En las tres regiones geográficas analizadas vimos que la estructura común de mercado eléctrico es el pool. Pero la tendencia americana es la de utilizar un esquema de contrato bilateral.
- Para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico desregularizado, se deben dar condiciones como:
 - El parque generador no debe ser acotado, para así evitar grandes fluctuaciones de precios en el mercado spot.
 - Se deben evitar los congelamientos tarifarios. En caso de que sea inevitable, se deberá utilizar un mecanismo de compra de energía con contratos a largo plazo por parte de las distribuidoras, de esta forma se brinda estabilidad a los precios y se fomenta la inversión en generación.

REFERENCIAS

- Steven Stoft, “Designing Markets for Electricity”, First Edition, Wiley & IEEE Press, USA, 6-30, (2002)
- Geoffrey Rothwell, Tomas Gomez, “Electricity Economics Regulation and Deregulation”, First Edition, Wiley & IEEE Press, USA, 1-42, 129-185, 217-238, (2003)
- Fereidoon P. Sioshansi, “Evolution of Global Electricity Markets”, First Edition, Elseiver, XXXV-XLVI, 424-464, (2013)
- Charles Cichetti, Jeffrey Dubin, Colin Long, “The California Electricity

Crisis: What, Why, Whats Next”, Kluwer Academic Publisher, 53-63, (2004)

- Paul L. Joskow, “California’s Electricity Crisis”, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 17, No. 3, (2001)
- Kashif Imran, Ivana Kockar, “A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe”, Electric Power Systems Research 108, 59-67, (2014)

Aplicación de una Estrategia de Respuesta de la Demanda a la Climatización de un Centro Médico

Sergio N. Bragagnolo,¹ Rodrigo M. Schierloh,² Jorge R. Vega,^{3,4} Jorge C. Vaschetti¹.

¹CIDTIEE, Facultad Regional Córdoba, Universidad Tecnológica Nacional, Maestro M. Lopez esq. Cruz Roja Argentina (5000), Córdoba, Argentina. Tel: +54-0351-598-6000. sbragagnolo@frc.utn.edu.ar, jvaschetti@frc.utn.edu.ar

²Grupo de Investigación en Electrónica de Potencia en Iluminación (GiEPI), Facultad Regional Paraná, Universidad Tecnológica Nacional (UTN-FRP), Av. Almafuerde 1033 (3100), Entre Ríos, Argentina. rodrigorschierloh@frp.utn.edu.ar

³Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional (UTN-FRSF), Lavaisse 610 (3000) Santa Fe, Argentina. Tel: +54-0342-4601579. jrvega@frsf.utn.edu.ar

⁴Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC) – CONICET Güemes 3450 (3000), Santa Fe, Argentina. jvega@santafe-conicet.gov.ar

Resumen – Los grandes sistemas de aire acondicionado, como los utilizados en centros comerciales y de salud, consumen grandes cantidades de energía. Existen diferentes tecnologías en climatización y estrategias de gestión de energía para optimizar su consumo y disminuir el costo eléctrico. En este trabajo se desarrolla una estrategia de Respuesta de la Demanda que planifica el funcionamiento diario de un sistema de aire acondicionado de un centro médico ubicado en Argentina y que posee una demanda máxima de potencia cercana a 300 kW. Se utiliza un circuito térmico análogo a un circuito eléctrico RC para modelar cada ambiente del centro médico. El costo de la factura eléctrica se reduce por medio de una optimización multiobjetivo que considera el confort térmico y que se resuelve mediante un Algoritmo Genético. El Algoritmo Genético modifica la cantidad de aires encendidos por ambiente en intervalos de 15 minutos. Como restricción se establece que la temperatura de cada ambiente se encuentre entre 20 y 29° C y que la potencia demandada no supere los 300 kW. Esta restricción de potencia se debe al incremento de un 40% en el precio del kWh de la tarifa de energía una vez superado dicho límite, y a las obligaciones legales de consumo proveniente de generación renovable para usuarios que demanden más de 300 kW. La estrategia es de fácil implementación, brinda un ahorro económico significativo a partir de evitar penalizaciones por demanda elevada y mantiene el confort térmico aceptable.

Palabras claves – Demand Response; Genetic Algorithm; HVAC.

INTRODUCCIÓN

La generación renovable se utiliza hoy como respuesta al rápido incremento del consumo de energía y a la necesidad de suplirlo de forma sustentable. La generación renovable tiende a ser intermitente y difícil de pronosticar por lo que en sistemas con mucha penetración renovable pueden surgir inestabilidades y desbalances entre generación y carga (Ding et al., 2019). En este contexto, la gestión de la demanda (*Demand Side Management*, DSM) permite controlar las cargas, a través de distintas estrategias como desplazamiento temporal de carga, o recorte de picos, para balancear generación y demanda, mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos, disminuir la emisión de gases de efecto invernadero además de disminuir costos (Baniyadi et al., 2019). Dentro de las estrategias de DSM, la respuesta de la demanda (*Demand Response*, DR) está asociadas a incentivos económicos propuestos para balancear la demanda de energía durante períodos de demanda crítica (Short et al., 2019).

Los sistemas de climatización (*Heating, ventilation and air conditioning*, HVAC) son cargas de interés para la aplicación de estrategias de DSM porque poseen elevada demanda de potencia y de energía y, además, son fáciles de controlar. Los sistemas de ventilación y aire acondicionado representan el 20% del consumo eléctrico en edificios y el 10% de la energía eléctrica consumida a nivel mundial, con una proyección a 2050 del triple de su consumo (IEA, 2018).

Es posible implementar estrategias para reducir el consumo de los sistemas

HVAC y alcanzar una mayor eficiencia energética. Es importante calcular la carga de refrigeración y/o calefacción para el correcto dimensionamiento, selección y control de equipos HVAC. En este sentido, mejorar los métodos de cálculo y de predicción de la carga en tiempo real puede significar una importante reducción en la energía consumida (Fayazbakhsh et al., 2015).

Diversas investigaciones sobre DSM consideran a los sistemas de HVAC como una carga controlable y tienen en cuenta el confort en la función objetivo. La mayoría de ellas se centra en viviendas residenciales. En (Huang et al., 2016) se utiliza un método de optimización no lineal entero mixto (MINL) considerando una función de temperatura lineal y un rango de temperaturas objetivo $[T_{min}, T_{max}]$. El usuario establece la temperatura deseada y el nivel de confort se lo mide con respecto a la desviación de la temperatura real con la deseada. Este costo es ponderado en la función objetivo a optimizar según las preferencias del usuario. En (Li et al., 2011) se utiliza un algoritmo distribuido para integrar el precio óptimo con la programación de la demanda, donde se minimiza el costo considerando a la temperatura como una restricción lineal. En (Ha et al., 2006) se trabaja con un sistema de control de tres capas para aprovechar la energía disponible y satisfacer el confort térmico. Se considera una función diferencial de primer orden para la temperatura y se utiliza la norma ISO 7730 para calcular el confort térmico. (Ajao et al., 2017) propone un algoritmo lineal entero mixto (MILP) uni-objetivo que optimiza el costo y restringe la temperatura de la

sala, modelada como una función lineal. En (Zhang et al., 2015) un algoritmo de optimización mejorado basado en una colonia de abejas minimiza el costo respetando las preferencias del usuario. Para ello, se establece que la temperatura interior debe estar dentro de un rango aceptable para el usuario. En (Wang et al., 2018) se realiza una optimización multi-objetivo que considera el costo y el confort utilizando la librería YALMIP de MATLAB. La temperatura se considera una función lineal que depende solo de la resistencia térmica. En (Fan et al., 2015) se propone un algoritmo evolutivo que minimiza el costo y reduce la diferencia entre la temperatura deseada y la medida.

En este trabajo se propone una estrategia de planificación aplicada a la operación de un sistema de climatización, cuyo objetivo es disminuir costos de facturación eléctrica y minimizar la pérdida de confort térmico. Su formulación incluye restricciones de potencia demandada y de confort térmico, y la planificación se basa en la predicción de la carga del día siguiente y del pronóstico de temperatura externa. Se aplica la estrategia al caso puntual de un centro médico que posee una elevada potencia instalada en equipos de climatización, y que no debe superar los 300 kW de potencia demandada a la red para evitar penalidades y obligaciones legales. Se trata de un problema de optimización de varias variables resuelto con un Algoritmo Genético (*Genetic Algorithm*, GA) que minimiza el costo de energía del centro, manteniendo la temperatura de confort aceptable.

DESARROLLO

Gestión de la Demanda

Existen varios métodos de DSM para modificar el perfil de la carga, entre ellos (ver Fig. 1): recorte de pico, desplazamiento de la carga, crecimiento estratégico, llenado de valles, conservación estratégica y flexibilidad de la carga (Logenthiran et al., 2012), (Liu et al., 2014). Al combinar el recorte de pico con el llenado de valles se desplaza la carga, esto requiere de cargas controlables en la demanda y no reduce el consumo de energía, solo desplaza la carga. Los métodos restantes son más avanzados y requieren de una planificación y operación que actúe aumentando o disminuyendo las cargas (Lokeshgupta et al., 2017).

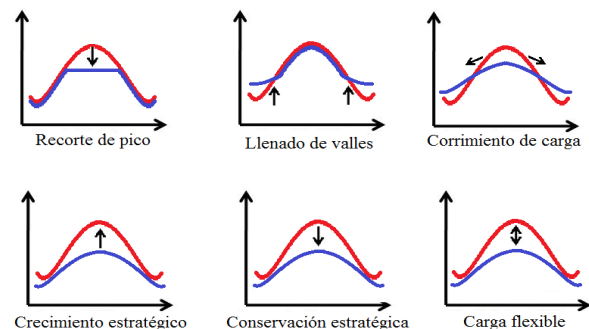


Fig. 1: Principales estrategias de DSM (Vidal et al., 2014)

Modelo térmico

El modelo de predicción de temperatura de la Fig. 2 es análogo a un circuito resistivo-capacitivo (Amara et al., 2015). El equilibrio de las corrientes en el circuito viene dado por:

$$C \frac{dT_{in}(t)}{dt} = P_{tm} + \frac{(T_{out} - T_{in}(t))}{R} \quad (1)$$

donde T_{out} es la temperatura exterior del edificio, T_{in} es la temperatura interior, P_{tm} es la potencia térmica de

climatización y los parámetros R y C dependen de las características edilicias.

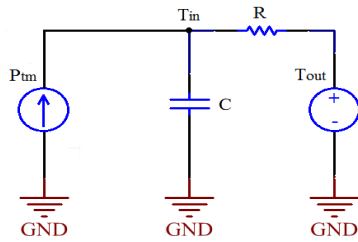


Fig. 2: Modelo eléctrico RC equivalente a un sistema de calefacción.

Se supondrá que la potencia térmica y la temperatura exterior son constantes en el intervalo de muestreo. La solución de la ecuación diferencial (1) es:

$$T_{in}(t) = e^{-\frac{1}{RC}(t-t_0)} \cdot T_i(t_0) + R \cdot P_{tm} \left(1 - e^{-\frac{1}{RC}(t-t_0)}\right) + T_{out} \left(1 - e^{-\frac{1}{RC}(t-t_0)}\right) \quad (2)$$

Discretizando (2) se obtiene (Ha et al., 2006), (Mortensen & Haggerty, 1988):

$$T_{in, k+1} = T_{in, k} \cdot e^{-\frac{\Delta}{\tau}} + [T_{out, k} \pm R \cdot P_{tm, k}] \cdot (1 - e^{-\frac{\Delta}{\tau}}) \quad (3)$$

donde el índice k representa la secuencia temporal, espaciada a intervalos de tiempo Δ , $T_{in, k+1}$ es la predicción de temperatura interior para el próximo paso, $T_{in, k}$ es la temperatura interior presente, $T_{out, k}$ es la temperatura ambiente exterior, y $\tau = R \cdot C$. Tanto R como C dependen de las características de la habitación (dimensión, materiales y ancho de paredes, techos y pisos, existencia de puertas y ventanas, etc.) El signo \pm de (3) es positivo para calefacción y negativo para

refrigeración, ya que cambia el sentido de circulación de P_{tm}

Optimización del sistema de climatización

El objetivo de la gestión del sistema de climatización es minimizar los costos de energía y de pérdida de confort en los meses de calor, sobre un periodo específico de tiempo (típicamente un día). Esto es minimizar (4). El costo de la energía eléctrica C_{EE} depende del esquema tarifario provisto por la distribuidora y del perfil de demanda del usuario. Para el costo de confort se propone una penalización que considera el cuadrado de la diferencia entre la temperatura deseada y la obtenida.

$$f_{obj} = C_{EE} + w \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (t_d - t_{ij})^2 \quad (4)$$

donde t_{ij} es la temperatura del ambiente j en el instante de tiempo i , t_d es la temperatura deseada y w es un factor de peso. Se adoptó $w = 40$, en base a varias simulaciones, al permitir una relación de compromiso aceptable entre pérdida de confort y aumento de beneficios económicos. El parámetro n representa la cantidad de intervalos de tiempo y m la cantidad de ambientes del CM.

Se aplican tres restricciones: C_1 establece la máxima potencia que puede demandar el conjunto de los aires acondicionados, mientras que C_2 y C_3 aseguran que las temperaturas de los ambientes se mantengan entre 20 °C y 29 °C. Estas restricciones se expresan por:

$$C_1(i) = (\sum_{j=1}^m P_{aire, ij}) - P_{otdisp_i} \leq 0 \quad (5)$$

$$C_2(i,j)=20-t_{ij}\leq 0 \quad (6)$$

$$C_3(i,j)=t_{ij}-29\leq 0 \quad (7)$$

donde $Paire_{ij}$ es la potencia eléctrica demandada por los aires acondicionados del ambiente j en el instante i , y $Potdisp_i$ es la potencia disponible para climatización en el instante i . Dicha potencia se obtiene de restarle a la potencia límite establecida (300 kW) la demanda de todas las cargas a excepción de los equipos de climatización.

Caso de estudio

Se analiza la demanda de un centro médico (CM) localizado en Entre Ríos (Argentina). En dicho CM, se realizan estudios de diagnóstico por imágenes (por ej., tomografías, radiografías y resonancias magnéticas) y tratamientos radioterapéuticos. Por las dimensiones del edificio (aproximadamente 3000 m²), su entorno, e infraestructura, el consumo energético es elevado debido a la climatización en verano e invierno. Esto se debe a razones de confort térmico y a la temperatura ambiente necesaria para realizar ciertos estudios. El CM consta de 8 ambientes, sin contar oficinas y la sala de conferencia.

En este trabajo se utilizaron datos mensuales registrados en el CM durante el año 2018.

A) Problemática abordada

La distribuidora provincial posee dos bloques tarifarios para grandes demandas (categoría T3, potencias mayores a 30 kW), donde los usuarios se clasifican dependiendo de si su pico de demanda (promediado durante 15

minutos consecutivos) es menor o mayor a 300 kW. Los usuarios con picos mayores a 300 kW poseen un costo de energía considerablemente más elevado que el resto ($\approx 40\%$; ver Tabla I). Además, cuando una demanda supera la potencia contratada (con una tolerancia del 5%), entonces se actualiza automáticamente dicha potencia para los siguientes 4 meses (Régimen Tarifario, 2016). Esta situación es de alto riesgo para los usuarios que registren picos cercanos a 300 kW. Por otro lado, la Ley Nacional N° 27191 establece que los grandes usuarios y las grandes demandas que superen los 300 kW deben cumplir con los requisitos porcentuales de energía renovable consumida, a través de autogeneración, o mediante un contrato de compra de energía renovable (Godoy et al., 2018)

B) Climatización y perfil de consumo

El CM tiene 38 equipos de aire acondicionado (frío/calor, trifásicos, 5.94 kW), de los cuales 24 se gestionan, y que alimentan un conjunto de conductos dispuestos transversalmente a la línea de edificación, con incidencia sobre todos los ambientes. La potencia instalada en equipos de climatización es de ≈ 225 kW.

La operación de los equipos de climatización cambia conforme a la estación del año debido a los requerimientos de refrigeración y calefacción. La calefacción es necesaria durante la noche y madrugada, mientras que la refrigeración se necesita en horarios diurnos. Esto se observa en las fluctuaciones de mes a mes de los perfiles de demanda promedio mostrados en la Fig. 3.

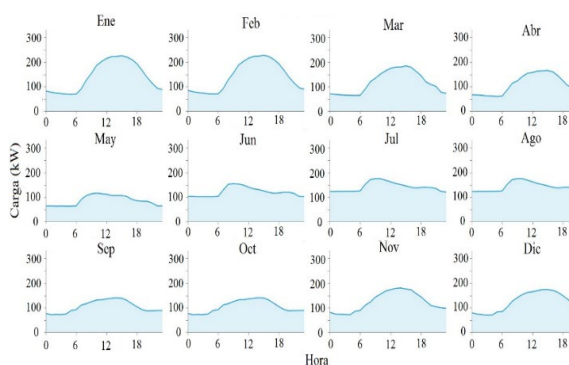


Fig. 3: Demandas de potencia promedio del CM en un año.

La Fig. 4 muestra la variabilidad anual de la potencia demandada. Se observa que los máximos suceden en los meses de verano y que la demanda máxima detectada es de ≈ 330 kW. En pocas ocasiones la demanda superó los 300 kW.

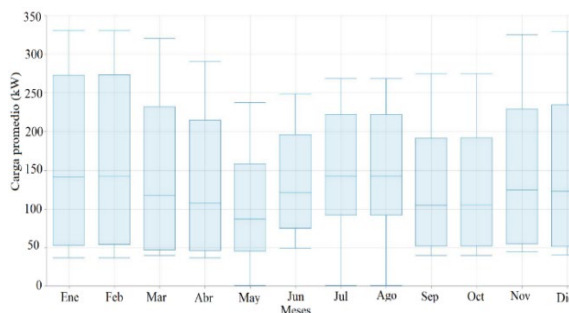


Fig. 4: Variabilidad anual de la potencia demandada por el CM.

C) Estrategia de Gestión de la Demanda propuesta

Las características del CM son interesantes para la aplicación de estrategias de DR ya que su consumo eléctrico responde al sistema de turnos y al clima. Esto permite predecir las cargas fácilmente y con cierto grado de exactitud. Además, la temperatura externa es un dato meteorológico conocido o estimable (Wu et al., 2019).

En este trabajo se propone una combinación de desplazamiento de la carga y crecimiento estratégico (Fig. 1) para la gestión del sistema de climatización. El sistema, acorde a la predicción de temperatura y de carga diaria, determina una planificación de los equipos de aire acondicionado con la consigna de mantener la temperatura en la banda establecida, evaluando si se supera el límite de 300 kW. De esta manera decide en qué momento encender o apagar los aires acondicionados con el fin de minimizar la función objetivo propuesta en (4), considerando las restricciones de temperatura e incluyendo el confort de trabajadores y de los pacientes en la función objetivo.

D) Costo de la Energía Eléctrica

Para grandes demandas (T3), la distribuidora establece dos bandas horarias de potencia (punta y valle) y tres bandas de energía (punta, valle y restante). Las tarifas vigentes al mes de junio de 2021, para un usuario T3 con vinculación inferior en baja tensión, se exponen en la Tabla 1 (ENERSA, 2021). Se aprecia que las tarifas de potencias son independientes de la potencia contratada o registrada. Por otro lado, el costo de la energía aumenta 40% si se supera los 300 kW de potencia contratada o registrada.

El costo total mensual de la energía eléctrica (C_{EE}) está dado por la suma del costo fijo (C_F), el costo por potencia demandada (C_P) y el costo de energía consumida (C_E):

$$C_{EE} = C_F + C_P + C_E \quad (8)$$

C_E y C_P se calculan mediante la energía consumida y la potencia demandada en cada banda horaria, respectivamente. C_P incluye los costos por potencia demandada en horas de punta y fuera de punta además del costo por potencia adquirida (P_{ad}), definida como:

$$P_{ad} = \frac{\max(P_{MRP}, P_{CP}) + \max(P_{MRFP}, P_{CFP})}{2} \quad (9)$$

donde P_{MRP} y P_{CP} , son las potencias máxima registrada y contratada, en horas de punta; y P_{MRFP} y P_{CFP} las potencias correspondientes a fuera de punta. El costo por potencia demandada en horas de punta y fuera de punta incluyen una penalización cuando la potencia registrada es superior a la demandada. En tal caso, se aplica un recargo del 50% sobre la diferencia entre estas potencias. Por otro lado, cuando la potencia contratada es superior a la registrada, el cómputo del costo se realiza contemplando la potencia contratada.

Tabla 1: Tarifa T3 de ENERSA, vinculación inferior en BT

Costo		Unidad	< 300 kW	≥ 300 kW
Fijo		\$/mes	6001.86	6001.86
Por potencia	Punta (18hs-23hs)	\$/kW-mes	462.65	462.65
	Fuera de punta (23hs-18hs)	\$/kW-mes	394.11	394.11
	Adquirida	\$/kW-mes	78.32	78.32
Por energía	Punta (18hs-23hs)	\$/kWh	3.0144	4.1710
	Valle (23hs-5hs)	\$/kWh-mes	2.7682	3.8372
	Restante (5hs-18hs)	\$/kWh-mes	2.8913	4.0047

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Parámetros de la simulación

El tiempo de medición y control es de 15 minutos, igual al utilizado por la distribuidora de energía eléctrica. Los valores de R ($^{\circ}\text{C}/\text{kW}$) y C ($\text{kWh}/^{\circ}\text{C}$) se determinaron por tabla según dimensiones y características constructivas (Norma IRAM 11601, 1996). Los valores numéricos adoptados son: $R_1 = 0.45$, $R_2 = R_3 = 0.55$, $R_4 = R_5 = 0.67$, $R_6 = 0.49$, $R_7 = 0.83$, $R_8 = 0.34$, $C_1 = C_2 = C_3 = C_6 = 2.96$, $C_4 = C_5 = 2.44$, $C_7 = 2$, and $C_8 = 3.62$.

El número de variables de optimización está determinado por el número de habitaciones y el número de intervalos comprendidos en el horario de trabajo del CM (generalmente de 6 am a 12 pm, es decir 18 hs). Como hay 4 intervalos por hora las variables son: $8 \times 4 \times 18 = 576$. Además, cada sala del CM cuenta con 3 equipos de 5.94 kW cada uno. Entonces, la potencia por sala puede tomar 4 valores: $\{0, 5.94, 11.88, 17.82\}$ kW; que respectivamente corresponden al $\{0\%, 33\%, 66\%, 100\%$ de la capacidad nominal por sala. En estas condiciones, el número de combinaciones posibles es 4^{576} , lo que implica un espacio de búsqueda extenso. El coeficiente rendimiento de los aires es: $\text{CoP}=2.5$. Este coeficiente se obtiene de dividir el enfriamiento proporcionado por la electricidad consumida.

Resultados

La optimización se realiza mediante un GA que incluye restricciones de temperatura y potencia disponible. Los parámetros del GA son,

población inicial: 300, cruzamiento: 0.8, número de mejores individuos: 25.

La estrategia desarrollada (estrategia con optimización) se compara contra una estrategia de control *on-off* con histéresis (estrategia sin optimización) que gestiona los equipos de aire acondicionado de manera tal que las temperaturas de los ambientes siempre se mantienen en el rango [20°C - 25°C], sin importar el consumo energético. El desempeño de ambas estrategias se evalúa en dos casos: el Caso 1 considera un perfil diario de demanda donde la potencia total del CM no supera los 300 kW al aplicar ambas estrategias, mientras que en el Caso 2, la demanda supera los 300 kW al aplicar la estrategia de control *on-off*. La demanda total de potencia del CM se compone por la potencia de climatización y por la demanda base (equipos médicos, aires acondicionados sin gestión, iluminación, sistemas informáticos, etc.). La demanda de los equipos médicos se estima a través de una matriz que incluye las potencias, horarios de trabajo y factores de uso (datos brindados por el CM).

En todos los casos se considera el mismo perfil de temperatura externa (día caluroso de verano). En las simulaciones sin optimización, se genera un vector que indica cuántos aires se deben encender y apagar en cada sala durante un día. Por este motivo, ambos casos sin optimización tienen los mismos perfiles de temperaturas. En las simulaciones con optimización, este vector de temperaturas se adopta como miembro de la población inicial del GA.

En la Fig. 5 se observan los perfiles de potencia de ambos casos, con y sin optimización. Para el Caso 1 la optimización consigue una modesta

mejora de la función objetivo, por lo que el comportamiento es similar en ambas estrategias. La diferencia se observa en las pequeñas reducciones de los picos de mayor potencia en la situación con optimización. En la Fig. 6 se aprecia que la estrategia con optimización mejora el confort térmico, manteniendo las temperaturas de los ambientes cercanas a la temperatura deseada (23°C), sin elevar la demanda de potencia. En el Caso 2, la demanda base aumenta, y la estrategia con optimización genera un mejor perfil de demanda respetando las restricciones impuestas. Se observa que la estrategia recorta los picos de potencia al apagar los aires acondicionados además de producir un descenso de temperatura previo a los picos de demanda desplazando el consumo.

La Fig. 7 muestra los perfiles de temperatura del Caso 2 donde se observa que, al aplicarse la estrategia de optimización, el rango de temperatura de los ambientes se incrementa, particularmente en los momentos de mayor demanda, pero no supera las restricciones impuestas. La temperatura promedio de los 8 ambientes se encuentra en el rango [23.8°C – 24.6°C]. Las diferentes dinámicas térmicas observadas en las figuras 6 y 7 se deben a las diferentes dimensiones y características constructivas de los ambientes.

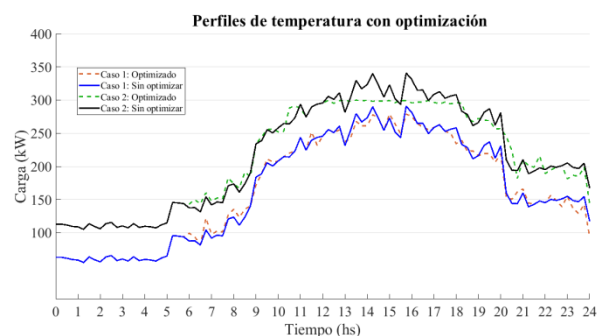


Fig. 5: Perfil diario de potencia demandada.

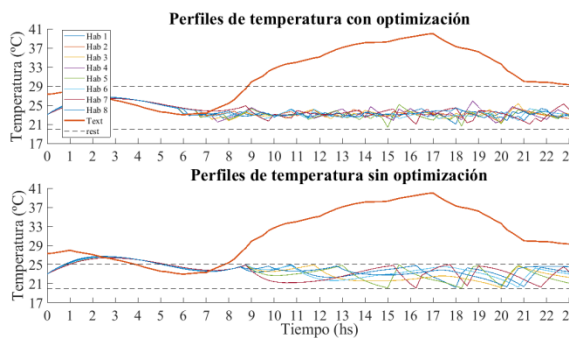


Fig. 6: Caso 1. Perfiles de las temperaturas ambiente diarias.

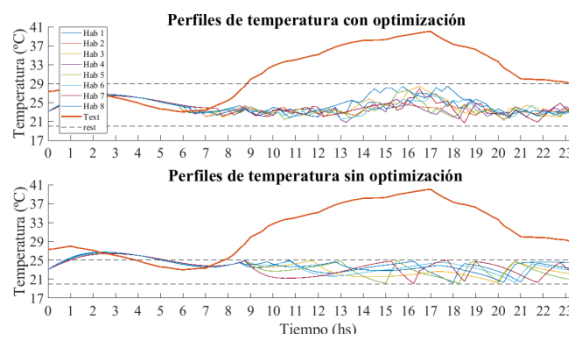


Fig. 7: Caso 2. Perfiles de las temperaturas ambiente diarias.

En términos económicos, los beneficios obtenidos por la implementación de la estrategia dependen de la temperatura exterior y del perfil de consumo, particularmente de la demanda base. Para poder realizar una comparación, se supuso un caso hipotético donde la demanda y la temperatura diaria descritas en los casos anteriores, se repiten en 5 días del mes de enero. Los restantes días responden a un perfil promedio real del CM. Los resultados de la comparación de ambas estrategias se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: Comparación mensual del desempeño de las estrategias

Caso	Potencia pico [kW]	Energía [kWh]	Costo \$	
1	<i>Optimizado</i>	279.1	105293	563228
	<i>Sin optimizar</i>	290.7	105359	567649
2	<i>Optimizado</i>	299.8	105009	577317
	<i>Sin optimizar</i>	340.7	105359	720983

La Tabla 2 sugiere que, bajo las condiciones mencionadas, en el Caso 2, la aplicación de la estrategia de optimización produciría un ahorro mensual de \$143666, que significa una reducción del gasto de 20%. Este ahorro se debe a que, en la situación con optimización, la demanda de potencia nunca supera los 300 kW, mientras que, en la situación sin optimización, la demanda supera los 300 kW y la tarifa de energía se encarece aumentando los costos de facturación. El consumo energético disminuye 350 kWh al realizar la optimización, es decir, un 0.33%. Para el caso 1 se obtiene una pequeña reducción de consumo y de costo y una mejora del confort térmico al realizar la optimización.

CONCLUSIONES

La estrategia propuesta de DR para planificación del funcionamiento de equipos de aire acondicionado permite elevados ahorros económicos con pequeñas modificaciones en el consumo para usuarios con potencias cercanas a los límites donde la tarifa eléctrica se encarece. Esto demuestra que se puede implementar una solución de bajo costo a un problema recurrente de los grandes usuarios de energía.

La gestión de la demanda y los algoritmos de optimización pueden utilizarse para la predicción y control de los equipos de climatización permitiendo la reducción del costo en la factura eléctrica. Solo se requiere una central de cómputo, dispositivos de telemando para los equipos a gestionar, un modelo térmico y la predicción de temperatura brindada por los servicios meteorológicos.

REFERENCIAS

- Ajao, A., Luo, J., Liang, Z., Alsafasfeh, Q. H., & Su, W. (2017). *Intelligent home energy management system for distributed renewable generators, dispatchable residential loads and distributed energy storage devices*. 1–6. <https://doi.org/10.1109/IREC.2017.7926040>
- Amara, F., Agbossou, K., Cardenas, A., Dubé, Y., & Kelouwani, S. (2015). Comparison and Simulation of Building Thermal Models for Effective Energy Management. *Smart Grid and Renewable Energy*, 06, 95–112. <https://doi.org/10.4236/sgre.2015.64009>
- Baniasadi, A., Habibi, D., Bass, O., & Masoum, M. A. S. (2019). Optimal Real-Time Residential Thermal Energy Management for Peak-Load Shifting With Experimental Verification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(5), 5587–5599. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2887232>
- Ding, Y., Song, Y., Hui, H., & Shao, C. (2019). Air Conditioning and Heating as Demand Response in Modern Power Systems. In *Integration of Air Conditioning and Heating into Modern Power Systems* (pp. 1–5). Springer.
- ENERSA. (2021). *Situación Tarifaria*. <https://www.enersa.com.ar/informacion-comercial/#SituacionTarifaria>
- Régimen Tarifario, Resolución N° 168/16-ANEXO I § Resoluciones (2016). http://epre.gov.ar/web/wp-content/uploads/2016/11/Resolucion-168-16_A-_I.pdf
- Fan, W., Liu, N., & Zhang, J. (2015). Multi-objective optimization model for energy management of household micro-grids participating in demand response. *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2015.7387040>
- Fayazbakhsh, M. A., Bagheri, F., & Bahrami, M. (2015). A Resistance–Capacitance Model for Real-Time Calculation of Cooling Load in HVAC-R Systems. *Journal of Thermal Science and Engineering Applications*, 7(4), 041008. <https://doi.org/10.1115/1.4030640>
- Godoy, J. L., Schierloh, R. M., & Vega, J. (2018). *Economic Evaluation of Micro-Grids with Renewable Generation*. 1–6.
- Ha, D. L., Ploix, S., Zamai, E., & Jacomino, M. (2006). A home automation system to improve household energy control. *IFAC Proceedings Volumes*, 39(3), 15–20. <https://doi.org/10.3182/20060517-3-FR-2903.00011>
- Ha, L. D., Ploix, S., Zamai, E., & Jacomino, M. (2006). Tabu search for

the optimization of household energy consumption. *2006 IEEE International Conference on Information Reuse Integration*, 86–92. <https://doi.org/10.1109/IRI.2006.252393>

Huang, G., Yang, J., & Wei, C. (2016). *Cost-Effective and comfort-aware electricity scheduling for home energy management system*. 453–460. <https://doi.org/10.1109/BDCLOUD-SOCIALCOM-SUSTAINCOM.2016.73>

IEA. (2018). *The Future of Cooling*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>

Li, N., Chen, L., & Low, S. H. (2011). *Optimal demand response based on utility maximization in power networks*. 1–8. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039082>

Liu, Y., Yuen, C., Huang, S., Hassan, N. U., Wang, X., & Xie, S. (2014). Peak-to-Average Ratio Constrained Demand-Side Management With Consumer's Preference in Residential Smart Grid. *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, 8(6), 1084–1097. <https://doi.org/10.1109/JSTSP.2014.2332301>

Logenthiran, T., Srinivasan, D., & Shun, T. Z. (2012). Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(3), 1244–1252. <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2195686>

Lokeshgupta, B., Sadhukhan, A., & Sivasubramani, S. (2017). Multi-objective optimization for demand side management in a smart grid environment. *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 200–205. <https://doi.org/10.1109/ICPES.2017.8387293>

Mortensen, R. E., & Haggerty, K. P. (1988). A stochastic computer model for heating and cooling loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3), 1213–1219. <https://doi.org/10.1109/59.14584>

Norma IRAM 11601. (1996). *Acondicionamiento térmico de edificios. Métodos de cálculo*.

Short, M., Rodriguez, S., Charlesworth, R., Crosbie, T., & Dawood, N. (2019). Optimal Dispatch of Aggregated HVAC Units for Demand Response: An Industry 4.0 Approach. *Energies*, 12(22), 4320. <https://doi.org/10.3390/en12224320>

Vidal, A. R., Jacobs, L. A., & Batista, L. S. (2014). An evolutionary approach for the demand side management optimization in smart grid. *IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/CIASG.2014.7011561>

Wang, F., Zhou, L., Ren, H., Liu, X., Talari, S., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2018). Multi-objective optimization model of source-load-storage synergetic dispatch for a building energy management system based on tou price demand response. *IEEE Transactions on Industry Applications*,

54(2), 1017–1028.
<https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2781639>

Wu, F., Lu, S., Armando, L.-A., & She, J. (2019). Temperature Prediction Based on Long Short Term Memory Networks. *2019 International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, 312–317.
<https://doi.org/10.1109/CSCI49370.2019.000062>

Zhang, Y., Zeng, P., & Zang, C. (2015). *Optimization algorithm for home energy management system based on artificial bee colony in smart grid*. 734–740.
<https://doi.org/10.1109/CYBER.2015.7288033>

La distribución eléctrica ante un estudio de prospectiva del empleo de un vehículo eléctrico en el corredor vial de la ruta N°2

Claudio Tamburini; Juan Carlos Perez Arrieu, Adrian M. Canzian*

UTN. FRGP. H. Yrigoyen 288, General Pacheco (1617), Buenos Aires, Argentina: +54- 4740. 5040 (int 174-175)

* amcanzian@gmail.com acanzian@docentes.frgp.utn.edu.ar

Resumen – La introducción del vehículo eléctrico (VEB) es una tendencia a nivel mundial y una realidad en muchos países del primer mundo. Está fuertemente impulsada por una concientización ambiental junto con fuertes marcos regulatorios y subsidios por parte de los estados.

Todavía subyacen limitaciones en la autonomía de los VEB, sin embargo, los avances tecnológicos tanto en el diseño como en los costos de las baterías (mejorando la autonomía a casi 400 km, incluso superando los 500 km, Tesla; Hyundai), como de los sistemas de carga rápidos (tiempo de recarga por debajo de los 20 minutos), permiten vislumbrar la utilización de los VEB para trayectos medios o largos.

Si bien, el vehículo eléctrico ha alcanzado un nivel de desarrollo tecnológico que lo hace viable, uno de los grandes condicionantes para su amplia adopción es la falta de infraestructura de recarga, incluso la falta de eficiencia en el dictado e implementación de leyes para la venta de la energía eléctrica en las electrolineras.

El presente trabajo analiza el estado y la capacidad de las redes eléctricas existentes para satisfacer la mayor demanda durante la época estival, ante la posibilidad de que muchos VEB requieran recargas rápidas y simultáneas. El trabajo se centra en la autovía provincial 2 que une CABA con Mar del Plata. El estudio responde básicamente a la necesidad de anticipación y de planificación con una mirada prospectiva. ¿Cómo abastecer la demanda de energía?, ¿Las redes del sistema eléctrico están capacitadas para absorberla? en función del sistema de distribución de energía eléctrica en ese corredor particularmente, y a la incorporación del VEB con un coeficiente de simultaneidad.

INTRODUCCIÓN

Los vehículos eléctricos a batería (VEB) han tenido un crecimiento exponencial en los últimos años, en particular, en los países del primer mundo, donde existen subsidios e incentivos para la compra de los mismos. En 2010 circulaban en el mundo, alrededor de 17.000 VEB, mientras que, en 2019 esa cifra se incrementó a 7,2 millones, año en que las ventas superaron los 2,1 millones de vehículos eléctricos.

Muchas automotrices han decretado el fin de la fabricación de vehículos de combustión interna (VCI), con el consiguiente reemplazo por los VEB. También se han sumado nuevos actores en la industria automotriz con un alto nivel tecnológico. Lo cual constituirá, claramente una bisagra en el futuro de la electromovilidad. En Argentina, se han presentado tres modelos VEB: Volt (en la provincia de Córdoba); Sero Electric (en la provincia de Bs As) y recientemente, la empresa Coradir de la provincia de San Luis presentó el modelo Tito.

El VEB presenta ventajas y desventajas respecto de los VCI. Entre las primeras sobresalen su eficiencia energética, un mantenimiento reducido, menor coste por km de la carga eléctrica, reducida contaminación de gases de efecto invernadero y la menor contaminación sonora.

La principal desventaja, reside en el precio y su autonomía, que dificulta los viajes de media y larga distancia, el tiempo de recarga de baterías y su dependencia de la infraestructura de carga. En Argentina se suma la falta de planificación y legislación que favorezca su desarrollo.

Los VEB han sufrido una gran evolución y son una alternativa para

entornos urbanos y periurbanos, la autonomía y la disponibilidad de los puntos o de infraestructura de carga son los principales factores a tener en cuenta por los compradores.

Las baterías de iones de litio de alto rendimiento han habilitado el empleo del VEB para trayectos medios aunque también coexisten otras tecnologías, las tradicionales baterías recargables de ácido plomo y de ciclo profundo, las de hidróxido de níquel, entre otras. Sin embargo, el precio sigue representando una componente fundamental en el valor del auto. Ahora bien, con la construcción de gigafactorías para la fabricación de baterías en distintas partes del mundo, un reciente estudio de la consultora internacional Frost & Sullivan [1], se espera que el costo por kWh ronde los US\$ 100 en el año 2025. De esta manera se podrán igualar el valor de compra de un VEB y de un VCI.

A nivel global la infraestructura pública necesaria para recargar los VEB ha aumentado su extensión, en 2019 existieron más de 860.000 puestos de recarga [2]. En la Tabla 1 se clasifican los tipos de recarga según el tiempo y la potencia necesaria.

Tiempo	Potencia	Tipo
de recarga		
Lenta (más de 10 hs)	Entre 3 kW y 7 kW	Residencial, lugares de trabajo. Red monofásica (hasta 16 A y 250 V) y trifásica (480 V y hasta 11 kW)
Semirápida (entre 1,5 hs y 3 hs)	22 kW	Red monofásica (hasta 32 A y 250 V) y trifásica (480

		V y hasta 22 kW)
Rápida (1 hs)	43 kW	Carga pública y con Sistema de Alimentación de Vehículo Eléctrico (SAVE)
Ultra rápida	Entre 80 kW y 160 kW	Recarga pública DC

Tabla 1. Distintos tipos de recarga de VEB

En particular, del análisis de la tabla 1, y previendo el desarrollo de estaciones de recarga rápidas y ultra rápidas (denominadas electrolinerías) surgen inquietantes preguntas respecto de si el sistema de distribución eléctrico en Argentina, estaría preparado para abastecer la demanda en los días de mayor circulación vehicular, como podrían ser los días de recambio turístico.

Además del vehículo, la capacidad de las baterías y la infraestructura de carga se desarrollan complementariamente, otros negocios en el uso del VEB, talleres, seguridad / mantenimiento, baterías, reciclado de baterías, litio, tierras raras / minería, software de apoyo.

El software de apoyo al VEB es un producto que ofrece información sobre puntos de recarga de VEB a nivel local y mundial, donde también se puede interactuar con este servicio web (por ejemplo, se puede reservar un turno para efectuar la carga y el pago). Están disponibles en varios idiomas y a similitud de Google Maps se puede elegir una ruta en función de los puntos de recarga y ver los servicios disponibles.

Respecto del marco regulatorio en Argentina, los miembros de la

Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos (AAVEA) presentaron un proyecto de ley en 2017 cuyo objetivo fue establecer un marco regulatorio que promueva la producción, comercialización y uso de vehículos eléctricos u otros vehículos alternativos sustentables a nivel ambiental.

En el sector eléctrico, ese mismo año Argentina aprobó la Ley 27.424 para el fomento de la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública,

En el año 2018 la provincia de Santa Fe sancionó la Ley N° 13.781 que fomenta la producción de vehículos eléctricos y sus componentes en la provincia, con incentivos como exenciones impositivas y tarifas promocionales por diez años, prorrogables por diez años adicionales.

Ese mismo año se modificó la Ley de Tránsito mediante el Decreto 32/2018, incorporándose las categorías de vehículos eléctricos (incluyendo segmentos de micromovilidad eléctrica) con base en su potencia máxima (en kW), y los requisitos para su homologación. En 2019, mediante el Decreto 26/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó las clasificaciones de las licencias de conducir para incluir a los vehículos eléctricos. Paralelamente, la Legislatura de la Ciudad de Buenos Aires aprobó la ley que regula el uso de los monopatines eléctricos en la ciudad (MOVE, 2019).

A nivel del comercio exterior, una iniciativa concreta fue el Decreto 331/2017, que redujo los derechos de importación extrazona de vehículos eléctricos por 36 meses. El mismo establecía un cupo máximo de 6.000 vehículos; con un derecho del 0%, si el vehículo se armaba en parte o totalmente en el país; y del 5% si el vehículo se

importaba. Esta cuota, exclusiva para empresas radicadas en el país, estuvo lejos de ser cubierta en su totalidad, por lo que hacia fines de marzo de 2019 el Gobierno Nacional amplió dicho beneficio a las empresas importadoras de vehículos mediante el Decreto 230.

En este contexto, en el marco del Plan Movilidad Limpia 2035 de la Ciudad de Buenos Aires se están realizando pruebas piloto de incorporación de autobuses híbridos y 100% eléctricos, con ocho unidades en cuatro líneas de colectivos que transitan por la ciudad (MOVE, 2018). A la par, en la ciudad de Mendoza circulan 18 autobuses EVs (MOVE, 2019). Por otro lado, el mencionado Decreto 51/2018 dispone también una cuota de importación de 2.500 cargadores rápidos al 2% de arancel, destinados a la infraestructura de recarga.

DESARROLLO

Como ocurre con cualquier estudio prospectivo, se debe partir de determinadas hipótesis; las mismas, están en función de los datos que se disponen y de la tendencia que ocurre a nivel global.

Para Argentina, desafortunadamente, sólo se cuenta con datos de los años 2019 y 2020 referidos a la cantidad de VEB. Por ello, es que se estudió la evolución del número de VEB en función del tiempo para Brasil; España y EEUU. Para las posibles curvas de crecimiento se propuso un modelo exponencial. Ocurre que dicho modelo es ampliamente utilizado en las ciencias biológicas; donde un sistema comienza con un crecimiento exponencial y cuando el entorno comienza a agotar sus recursos, el modelo se transforma en una curva del tipo sigmoide. De esta manera para una primera etapa los datos se

ajustan a una función exponencial del tipo:

$$[1] N(t) = N_o e^{\lambda t},$$

Siendo $N(t)$ la cantidad de VEB en función del tiempo t en años. N_o la cantidad de VEB para $t = 1$ y λ la tasa de crecimiento.

A partir de la tasa de crecimiento para cada uno de los países, se diseñaron tres tipos de escenarios, que denominamos: (1) Pesimista o de mínima; (b) Tendencial o intermedio y (c) Optimista o de máxima. El primero responde a un crecimiento en el número de VEB bajo; mientras que el escenario optimista corresponde a una alta inserción de VEB. Dichas tasas de crecimiento se emplearon para predecir el número de VEB para Argentina desde 2021 hasta 2031 que denominamos etapa 1, y desde el 2031 hasta 2041 que denominamos etapa 2.

Respecto de la distribución eléctrica se contaron con datos obtenidos de la Guía de Referencia de Transba S.A.: “Sistema de Transporte de Energía por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires – Guía de Referencia Años 2021 – 2028” [4]

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tal como indicamos en el apartado anterior se propuso un crecimiento exponencial para el crecimiento de VEB en función del tiempo t (en años) para Argentina. La tabla 2 resumen los parámetros y el coeficiente de correlación (r) obtenido para cada país.

País	N_o	λ	r
------	-------	-----------	-----

Brasil	41,4095 ± 1,2083	0,5041 ± 0,0423	0,9828
España	1819,7556 ± 1,059	0,4469 ± 0,0129	0,9979
EEUU	101168,809 ± 1,046	0,3550 ± 0,0997	0,9980

Tabla 2. Ajuste modelo exponencial para el número de VEB en tres países. N_0 corresponde al año 2014, para el cual se asignó $t = 1$.

Para predecir el número de VEB en Argentina en el período 2021 - 2031 se empleó la tasa de crecimiento (λ). Con la tasa de crecimiento de EEUU se proyectó el escenario de mínima, con la de España el escenario intermedio y con la de Brasil el escenario de máxima. Para obtener el valor de N_0 se planteó que $N(1)$ fuera igual al número de VEB en el año 2019, es decir 40 vehículos (de acuerdo a datos de AAVEA). En la Tabla 3 se observa la cantidad de VEB para Argentina, de acuerdo a cada escenario y etapa.

Escenario	Cantidad de VEB en el año 2031 (etapa 1)	Cantidad de VEB en el año 2041 (etapa 2)
pesimista	2.831	98.532
tendencial	8.534	744.824
optimista	16.946	2.619.543

Tabla 3. Números de VEB para Argentina de acuerdo a tres posibles escenarios y cada etapa. En todos los casos se tomó $t = 1$ para el año 2019.

El estudio se centró en la autovía provincial 2 (A2) que une CABA con Mar del Plata. La autovía tiene una distancia de 400 km, actualmente

cuenta con 30 estaciones de servicio y conecta 27 ciudades o pueblos.

Asimismo, se estudió la distribución de infraestructura de carga en España, sobre los principales corredores viales que cuenta con autovías estatales de longitud similar a la A2 viendo que los puntos de recarga (Lenta, rápida y ultrarrápida) se distribuían coincidentemente con las estaciones de servicio existentes.

En un primer momento se pensó en la instalación de 3 electrolineras convenientemente distribuidas a lo largo del recorrido de la A2, sin embargo, los números estimados de consumo nos llevaron a plantear la necesidad de distribución de energía eléctrica a lo largo de toda la traza.

En todos los escenarios se han considerado 5 cambios de quincenas en un año de 2 días cada uno:

Fin de Diciembre - Ppio. de Enero (2 días a máximo tránsito).

Fin 1° quincena de Ene. – 2° quincena de Enero (2 días a máximo tránsito).

Fin de Enero – 1° de Febrero (2 días a máx. tránsito).

Fin 1° quincena Febr. – 2° quincena Febr. (2 días a máx. tránsito).

Fin 2° quincena Febrero (2 días a máximo tránsito).

En consecuencia, el total de días de máxima afluencia de tránsito de VEB en temporada alta, sería de 10 días.

Además, se consideraron determinados porcentajes como factores de simultaneidad para cada caso en función de la cantidad de VEB que circularían por el país y cuáles lo harían en Bs. As., y especialmente en la A2 en el período estival. Por otra parte, la potencia de recarga para cada VEB fue

estimada en 176,47 kVA. En la Tabla 4 se puede observar, el coeficiente de simultaneidad propuesto; el número de VEB que circularía por día en los cambios de quincena, y en la última columna la potencia total necesaria a lo largo de toda la traza.

Escenario	Simultaneidad	Total VEB/día	Potencia total (MVA)
pesimista	50%	142	75
tendencial	30%	256	135
optimista	20%	339	180

Tabla 4. Coeficiente de simultaneidad y potencia total para toda la traza de la A2, para el período 2021 – 2031.

La cantidad total de VEB/día para cada escenario se calculó empleando la siguiente fórmula:

$$[2] \frac{\text{Valor estimado (tabla 3)} \times \text{Coeficiente de simultaneidad}}{10}$$

Los valores totales de potencia que se obtienen para los tres escenarios analizados resultan adecuados y posibles de satisfacer en esta etapa, si se tiene en cuenta la potencia disponible en la Provincia y en la traza, aunque el eventual crecimiento de la demanda de las ciudades que en ella se encuentran implicaría un análisis más detallado del estado de las redes.

Sin embargo, cuando planteamos los números para el período 2031 - 2041 (etapa 2) los mismos resultan llamativamente grandes. En efecto, en la Tabla 5 se muestran los valores obtenidos para la potencia total a lo largo de la traza de la A2.

Escenario	Simultaneidad	Total VEB/día	Potencia total (MVA)
pesimista	30%	2.956	1.566

tendencial	20%	14.896	7.887
optimista	15%	39.293	20.802

Tabla 5. Coeficiente de simultaneidad y potencia total para toda la traza de la A2, para el período 2031 – 2041.

A diferencia de la etapa anterior, los números obtenidos son mayores a la potencia total que tiene hoy disponible la Provincia de Buenos Aires (6.233 MVA, en los 6.444 kms. de líneas, las cuales se distribuyen en 1.800 MVA en líneas de 500 kV y 4.433 MVA en líneas de 220, 132, 66 y 33 kV), según datos Transba S.A. “Guía de Referencia-Sistema de Transporte de Energía por Distribución Troncal de la Provincia de Bs. As. Años 2021-2028”. Anexo 6. Sección 1: Descripción de la Red, pág. 6.1.1 [4]

Dichos valores, especialmente en los casos “tendencial” (resultan mayores que el disponible) y “optimista” (resultan más del triple de los disponibles actualmente), son críticos frente a la potencia actual disponible, por ende los proyectos y obras necesarios serán importantes y de cierta complejidad de ejecución dada su envergadura, en consecuencia será necesario iniciarlos a la brevedad, de manera que se pueda llegar a esa década con las previsiones e implicancias correspondientes a tal crecimiento de las demandas.

CONCLUSIONES

Prepararse para el futuro del VEB requiere el despliegue masivo de puntos de carga, resulta clave para su implantación efectiva.

El rol del Estado es central para promover las inversiones.

Este análisis prospectivo sobre tres escenarios elementales en una ruta

muy conocida por los argentinos permite alertar a los planificadores y decisores, en las áreas de transporte y energía sobre la necesidad de invertir en infraestructura para acompañar la tendencia mundial sobre el vehículo eléctrico cuyos beneficios ya no se discuten.

Como se puede apreciar en las tablas 4 y 5, la potencia requerida para cargas ultrarrápidas de VEB en la traza de la Autovía 2, en temporada estival, en el caso del primer escenario considerado (2021-2031), podría llegar a abastecerse con las líneas eléctricas y la potencia actual instalada, siempre y cuando el crecimiento de la demanda en las ciudades aledañas a dicha traza no sea excesivo, lo cual es viable dado que la tendencia es a un mayor ahorro energético por parte de los consumidores.

Mientras que, en el caso del segundo escenario (2031-2041), es absolutamente imposible abastecer un crecimiento semejante de la demanda producida por la carga ultrarrápida de los VEB, a pesar que probablemente para esa década la tecnología de baterías, cargas, etc., haya evolucionado y se requiera menos potencia para dichas cargas ultrarrápidas, o bien, la autonomía de los VEB no requiera una recarga. No obstante, será inviable con la potencia actual que se encuentra en las líneas de la provincia.

Por lo tanto, la recomendación para el primer escenario considerado de requerimiento de potencia de carga ultrarrápida en la Autovía 2, sería realizar un estudio detallado de la potencia actual disponible en las redes,

para asegurar su correcto abastecimiento y funcionamiento.

Mientras que, en el segundo escenario, la potencia requerida implicaría una imperiosa ampliación de las redes y de los centros de transformación actuales, a fin de abastecer correctamente las nuevas demandas, puesto que los valores son muy elevados, a pesar que hay proyectos de ampliación de las redes que están siendo considerados pero que aún están lejos de materializarse.

REFERENCIAS

[1] BID; Análisis de tecnología, industria y mercado para vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe ; 2019 Recuperado de: https://publications.iadb.org/publication/s/spanish/document/An%C3%A1lisis_de_tecnolog%C3%ADa_industria_y_mercado_para_veh%C3%ADculos_el%C3%A9ctricos_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_es_es.pdf el 13 de abril 2021.

[2] Baruj G. et al. Recuperado de: https://back.argentina.gob.ar/sites/default/files/2021/03/dt5-la_transicion_hacia_la_electromovilidad.pdf. Consultado el 11 de mayo de 2021

[3] IEA (2021), Global EV Outlook 2021, IEA, París <https://www.iea.org/articles/global-ev-data-explorer> <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>. Consultado el 10 de junio de 2021.

[4] TRANSBA S.A. Guía de Referencia de Transba-Sistema de Transporte de Energía por Distribución

Troncal de la Provincia de Buenos Aires-
Año 2021-2028.

Análisis del impacto sobre la red de subtransmisión de la provincia de Entre Ríos de generación renovable gestionable y no gestionable

Integrantes: Marcos M. Cea, Ulises Manassero, Damián Cano, Javier Acosta, Diego López, José L. Torres

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavalse 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina - Tel:342-6310280 - Mail: marcos.cea@live.com.a

Resumen –El incremento de la demanda de energía eléctrica requieren como contraparte ampliaciones del parque de generación de energía para abastecer la misma. A raíz del cambio en los paradigmas, en la actualidad se busca cubrir parte de esta demanda, a partir de recursos renovables e incluso reducir la generación de tipo convencional. Considerando que las inversiones en generación distribuida renovable en una red eléctrica de distribución se producen de manera progresiva y no en forma conjunta, y a su vez, que es requerimiento determinar el impacto de dichos proyectos en el comportamiento y operación del subsistema en el cual ingresan, y, partiendo de estudios previos de factibilidad del ingreso de centrales térmicas de biogás y parques fotovoltaicos, en el presente trabajo se analizan cuáles proyectos son los más beneficios para el sistema interconectado provincial de Entre Ríos. Se definen y estudian tres indicadores técnicos de operación: potencia nominal de la generación distribuida renovable, variación porcentual de tensión promedio en nodos por potencia inyectada y variación porcentual de pérdidas activas del alimentador por potencia inyectada. En función de los indicadores, se asigna un orden de prioridad a cada proyecto propuesto para su ingreso en la red. Finalmente, con simulaciones de flujos de potencia se evalúa el impacto que produce la operación en conjunto de las distintas centrales conectadas a la red, determinando a su vez la capacidad máxima de parques fotovoltaicos y centrales térmicas de biogás admisibles en simultáneo por la red de transmisión y subtransmisión de la provincia de Entre Ríos.

Los resultados dejan entrever que, de la potencia total teórica, es decir, la suma de potencias individuales de generación distribuida renovable admitidas por nodo, el subsistema podría admitir aproximadamente 224,5 MW, de los cuales aproximadamente el 95% corresponde a parques fotovoltaicos y el otro 5% a centrales térmicas de biogás. Pero debido a las restricciones técnicas que impone la red, los valores de potencias nominales de los parques fotovoltaicos se ven reducidos en promedio un 48%, admitiendo la red 112,5 MW totales, de los cuales el 90,7% corresponde a energía solar y el restante 9,3% a energía térmica de biogás. Los módulos de potencia admitidos presentan diferentes razones de restricción que se deben a los niveles de tensión y cargabilidad de líneas, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias, y a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por variaciones rápidas de potencia en los parques solares o la desconexión intempestiva de las centrales térmicas de biogás.

Palabras claves – Generación Distribuida, Parques Fotovoltaico, Centrales Térmicas de Biogás.

INTRODUCCIÓN

La International Energy Agency (IEA) revela en su reporte “Estado de Energía Global y CO₂” del año 2018, que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial fue cercana al doble de la tasa de crecimiento promedio, alcanzando un 4% y siendo el crecimiento más elevado registrado desde el 2010.

La generación de energía eléctrica mediante Energías Renovables (ER) ha registrado un incremento significativo en los últimos años, sin embargo, no lo suficiente para acaparar el aumento de la demanda, produciéndose así un crecimiento en la generación convencional (GC).

Como consecuencia, se observa un incremento en las emisiones de CO₂ que afectan al medio ambiente, las cuales representan un 38% del total de las emisiones de CO₂ al 2018 (IEA, 2019).

En la actualidad, aproximadamente un 11,4% de la potencia total instalada en Argentina es de carácter renovable (eólica, fotovoltaica, pequeños aprovechamientos hidráulicos - Pnom < 50 [MW]-, biomasa y biogás) y la demanda que se satisface con este tipo de tecnología, de acuerdo con CAMMESA, se ha ido incrementado a lo largo de los años, alcanzando promedios anuales del 6,1% en el 2019, llegando a valores aproximados del 13,1% en el año 2021, mediante la gestión e instalación de nuevos proyectos de Generación Renovable (GR) (CAMMESA, 2021).

Dentro de este contexto, se presenta un escenario en el cual hay una escasa participación de GR en la región del Litoral en comparación con las demás regiones del Sistema Argentino de Interconexión (SADI); si bien se han adjudicado 58 proyectos de bioenergía con una potencia de 269 MW aproximadamente, en la provincia de Entre

Ríos no existe ningún tipo de proyecto. Por lo tanto, es menester investigar la posibilidad de incorporación de GR, ya que esta provincia cuenta con un gran potencial.

La inserción de Generación Distribuida (GD) en la red de distribución puede impactar de forma positiva como negativa, dependiendo de sus características y las del sistema. Es por esto, que se presentan grandes desafíos técnicos que requieren un estudio detallado, con el fin de evitar posibles problemas relacionados con la calidad de la potencia (armónicos, problemas transitorios, entre otros.), como así también que la introducción de este tipo de tecnología permita mantener condiciones admisibles de operación de la red.

En un estudio previo (Cea et al., 2020), los autores verificaron la inserción en forma individual de posibles proyectos de Generación Distribuida Renovable (GDR), sobre las redes de distribución de Media Tensión (MT) en 33 [kV], abastecidas por los corredores de 132 [kV] “Salto Grande-Los Conquistadores” y “Gran Paraná-El Pingo” pertenecientes a la Empresa de Energía de Entre Ríos S.A. (ENERSA). Para ello, se consideraron dos tipos de GDR: centrales térmicas a biogás (CTB) y parques fotovoltaicos (PFV).

Los resultados parciales dejan entrever que, de la potencia total teórica, es decir, la suma de potencias individuales de GDR admitidas por cada uno de los nodos analizados, el subsistema admitiría 224,5 [MW], de los cuales aproximadamente el 95% corresponde a PFVs y el otro 5% a CTBs.

En la Fig. 1 se resumen la potencia total teórica admitida por ET de 132 [kV], discriminado según el tipo de fuente de GDR (PFV o CTB).

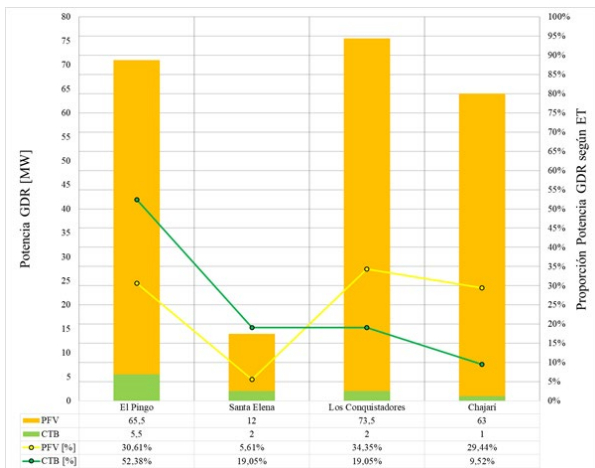


Fig. 1. Resumen potencia total teórica por ET de 132 kV

Partiendo de los resultados obtenidos, en el presente trabajo se plantea por objetivo determinar el orden de prioridad de ingreso de los módulos de GR propuestos por nodo de 33 [kV] a partir de un análisis comparativo de un conjunto de indicadores técnicos. Esto con la finalidad de obtener el conjunto óptimo de proyectos de GR factibles de integrar en alimentadores de 33 [kV], tal que verifiquen condiciones de operación normales de las redes dentro de la zona eléctrica de influencia de los proyectos, determinándose la proporción de cada tipo de tecnología y módulo de potencia.

DESARROLLO

Descripción de la red bajo análisis

Para modelar el subsistema bajo análisis se utiliza software de simulación de sistemas eléctricos de potencia PSS/E en su versión universitaria 34.0.

Se destaca que, el análisis se desarrolla sobre la región noroeste de la provincia de Entre Ríos, precisamente en los departamentos La Paz, Feliciano, Federal, Federación y parcialmente el departamento Paraná, excluyéndose su ciudad de cabecera (Ciudad de Paraná). Esta zona se caracteriza por tener

como principal actividad la producción avícola y ganadera.

El Sistema Interconectado Provincial (SIP) de la región de estudio (ver Fig. 2) consta de una red de transmisión en 132 [kV] conformado por cuatro Estaciones Transformadoras (ETs) de 132/33/13,2 [kV]. En la Tabla 12 se resumen las características principales de cada ET y su ubicación.

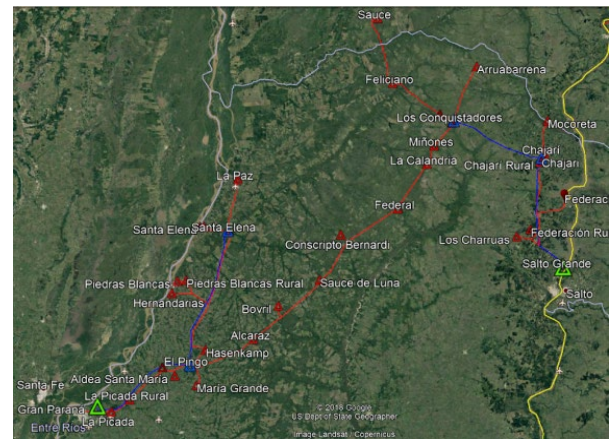


Fig. 2. Imagen Satelital de Zona de Estudio – (Azul 132 kV – Rojo 33 kV)

Tabla 12. Detalles de las ETs 132/33/13,2 [kV] pertenecientes a la red analizada

Departamento	Nombre estación transformadora	P. instal. [MVA]
Paraná	El Pingo	45
La Paz	Santa Elena	30
Federación	Chajarí	60
Federal y Feliciano	Los Conquistadores	30

Los alimentadores de 33 [kV] vinculados a estas ETs abastecen localidades en un radio de cercanía aproximado de 50 [km]. Su configuración de operación es de tipo radial, existiendo en algunos casos, la alternativa de vinculación entre alimentadores.

Consideraciones generales adoptadas para el modelado y simulación

Para el modelado de la red y las sucesivas simulaciones se tienen en cuenta los siguientes supuestos:

- Adopción de los niveles de calidad del producto técnico exigidos por el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos en el Anexo VI del Contrato de Concesión.
- Adopción como límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas aéreas el límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite admisible en condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de la máquina.
- El factor de potencia de las demandas se considera igual a 0,85 inductivo.
- Adopción de un criterio conservador en las condiciones de operación del subsistema en relación con los bancos de capacitores existentes en la red de MT debido a que éstos poseen una alta tasa de falla-principalmente por sobretensiones-, en el modelado de la red, no se consideran 12,6 [MVar] de potencia capacitiva instalada en la red de subtransmisión.
- Las CTB se consideran operando en modo control de tensión, con una curva de capacidad con límites de factor de potencia de 0,85 inductivo a 0,95 capacitivo (CAMMESA, 2014).
- Los PFV poseen capacidad para controlar tensión dentro de su curva de capacidad rectangular con límite de factor de potencia de 0,95 inductivo/capacitivo (CAMMESA, 2017).
- Los porcentajes de variación rápida de potencia en PFV se consideran del 40% para aquellos de potencia superior a 10 [MW], y del 50% para

aquellos cuya potencia es inferior a los 10 [MW] (CAMMESA, 2017).

Determinación de potencia admisible en el SIP de Entre Ríos

Se realiza un análisis comparativo de los módulos de potencia individuales obtenidos por nodo, a partir de un criterio de ordenamiento de ingreso de los proyectos en función de los siguientes indicadores técnicos de operación (ITO):

- Potencia nominal de la GDR (P_{nom}): se otorga un mayor puntaje a aquellos nodos que admitan una mayor inserción de potencia, dado que ello implica un mayor volumen anual de aporte de ER.
- Variación porcentual de tensión promedio en nodos por MW inyectado ($\Delta U_{prom-\%}$): se compara la variación de tensión promedio del alimentador en donde se conecta la GDR para casos con y sin GD. Se establece un puntaje mayor a aquellos proyectos que alcancen una mayor $\Delta U_{prom-\%}$.
- Variación porcentual de pérdidas activas del alimentador por MW inyectado ($\Delta P_{perd-\%}$): compara la variación de las pérdidas activas en los componentes del subsistema (líneas y transformadores) para casos con y sin GDR. Se establece un puntaje mayor a aquellos nodos cuyos proyectos logren una mayor reducción de las pérdidas, pues ello implica una red más eficiente.

Una vez determinados los ITO para cada uno de los proyectos de GDR, se evalúa su prioridad de ingreso a partir de la definición de la ecuación 1. En esta ecuación, se reemplazan las puntuaciones que obtiene cada proyecto para cada clasificación

$$N_{téc} = k_1 \cdot NP_{nom} + k_2 \cdot N\Delta U_{prom-\%} + k_3 N\Delta P_{perd-\%} \quad (1)$$

Donde:

$N_{téc}$: puntaje del proyecto según la clasificación técnica.

NP_{nom} : puntaje del proyecto por módulo de potencia admisible. Rango de 1 a n , siendo n el número total de proyectos.

$N\Delta U_{prom-\%}$: puntaje del proyecto por $\Delta U_{prom-\%}$. Rango de 1 a n , adoptando el mayor valor para proyectos con mayor variación porcentual de tensión por MW.

$N\Delta P_{perd-\%}$: puntaje del proyecto por $\Delta P_{perd-\%}$. Rango de 1 a n , adoptando el mayor valor para proyectos con mayor reducción porcentual de pérdidas activas por MW de inyección de potencia.

k_1 : factor de ponderación por energía inyectada al subsistema. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 0,5, dado que no se considera prioritario el desplazamiento de Generación Térmica Convencional (GTC), ni el abastecimiento de la demanda total del subsistema a partir de los proyectos de GDR.

k_2 : factor de ponderación por compensación de tensión. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 1, dado que la red presenta nodos con gran déficit de reactivo, por lo tanto, niveles de tensión inadmisibles, para lo cual la inserción de los proyectos de GDR, según su nodo de acceso, permite una mejor compensación de reactivo a los fines de garantizar la calidad del producto técnico del subsistema.

k_3 : factor de ponderación por pérdidas activas. Rango entre 0 y 1. En este trabajo se adopta un valor de 0,75, dado que no resulta prioritario los problemas asociados a la eficiencia de transmisión y los costos asociados a las pérdidas en la red en estudio.

Una vez obtenido el puntaje total de cada nodo, según la ecuación 1, se procede a determinar el orden de ingreso de cada proyecto mediante una puntuación en el rango de 1 a n , siendo el mayor puntaje asignado a aquel nodo que posee mayor potencia nominal, menores pérdidas en la red y mayor compensación de voltaje. En la Fig. 3, se resume la secuencia de actividades llevada a cabo para clasificar los diferentes proyectos de GDR a ingresar en el SIP.



Fig. 3. Flujograma de actividades para la clasificación de la GDR según criterios técnicos

En aquellos casos donde dos o más nodos coinciden con el valor final de $N_{téc}$, se opta por priorizar el ingreso en servicio de aquel proyecto de GDR que implique una mayor compensación de tensión en el subsistema – debido al mayor peso establecido para las compensaciones de tensión, en un subsistema con déficits de reactivo y problemas de regulación de tensión-, para lo cual se comparan los valores absolutos obtenidos del indicador $\Delta U_{prom-\%}$.

Luego, con simulaciones de flujos de carga se evalúa el impacto que produce la operación en conjunto de las distintas centrales conectadas a la red, determinando al mismo tiempo la capacidad máxima de PFV y CTB permitida por el SIP.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Resultados de los ITO para PFVs

En la Fig. 4 y Fig. 5 se presentan los resultados obtenidos para los indicadores $\Delta U_{prom-\%}$ y $\Delta P_{act-\%}$ en los diferentes nodos analizados y su relación con los módulos PFVs admitidos por la red, los cuales van desde 0,5 a 23 [MW]. Del análisis, se puede inferir que:

- El ingreso de PFV conlleva aportes de potencia reactiva que se traducen en una mejora global de los perfiles de tensión y por ende brindan soporte de compensación de tensión (valores positivos del indicador $\Delta U_{prom}\%$). Los mayores aportes de reactivo que mejoran perfiles de tensión provienen de proyectos cuyos módulos de potencia rondan valores de 0,5 a 2 [MW], mientras que, para módulos de potencias mayores, si bien contribuyen al aumento de tensión, lo hacen en menor proporción.
- El 62% de los PFV impactan favorablemente en la reducción de las pérdidas activas del subsistema, en mayor o menor cuantía (valores negativos del indicador $\Delta Pact\%$). Los módulos de potencia de dichos nodos van desde 0,5 a 2 [MW] aproximadamente, con alguna excepción -el nodo Santa Elena posee un módulo de potencia de 5 [MW]-. Se verifica que aquellos PFV que superan los 4 [MW], producen un aumento de las pérdidas en el SIP.
- Los módulos de potencia que más favorecen al subsistema, es decir, valores positivos del indicador $\Delta U_{prom}\%$ y valores negativos del indicador $\Delta Pact\%$, están en el rango de 0,5 a 2 [MW].

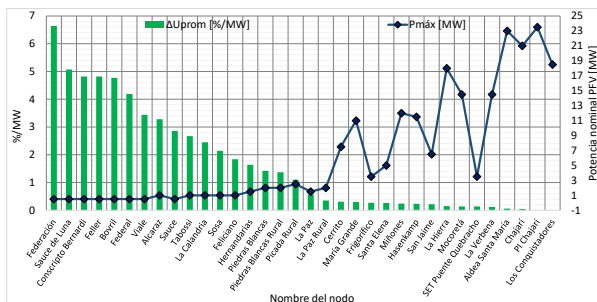


Fig. 4. Indicador $\Delta U_{prom}\%$ vs Potencia Máxima de PFV

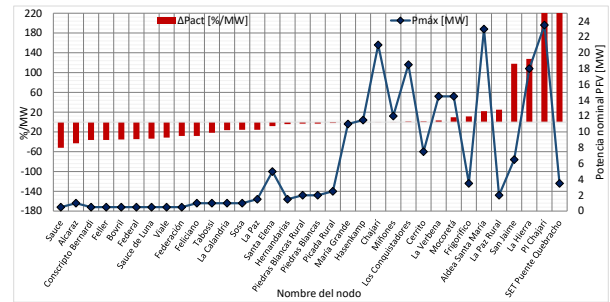


Fig. 5. Indicador $\Delta P_{act}\%$ vs Potencia Máxima de PFV

Resultados de los ITO para CTBs

En la Fig. 6 y Fig. 7 se muestran los valores obtenidos de los ITO $\Delta U_{prom}\%$ y $\Delta Pact\%$ para cada nodo analizado y su relación con los módulos de potencia de CTBs admitidos por la red, los cuales están dentro de un rango de potencias que va desde 0,5 a 2 [MW].

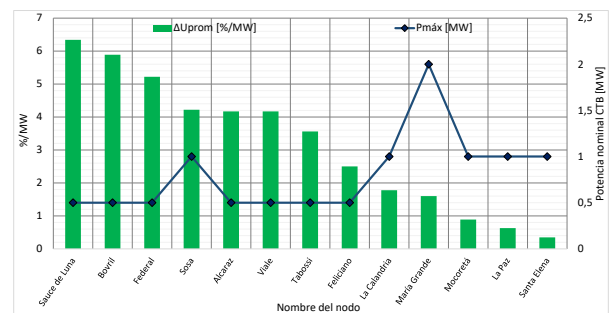


Fig. 6. Indicador $\Delta U_{prom}\%$ vs Potencia Máxima de CTB

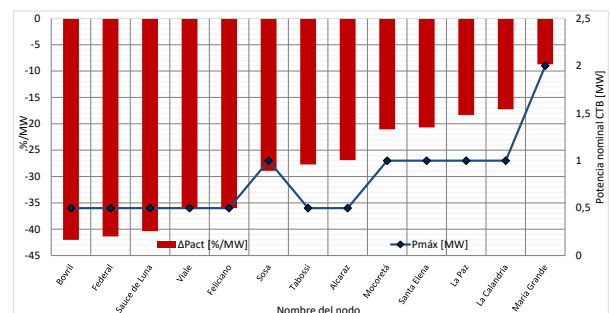


Fig. 7. Indicador $\Delta P_{act}\%$ vs Potencia Máxima de CTB

Con el mismo criterio de análisis aplicado en el acceso de PFV, se detecta que todos los proyectos propuestos contribuyen a la

regulación de tensión y disminución de pérdidas del subsistema bajo análisis.

Determinación Prioridad de Ingreso de GDR

En las

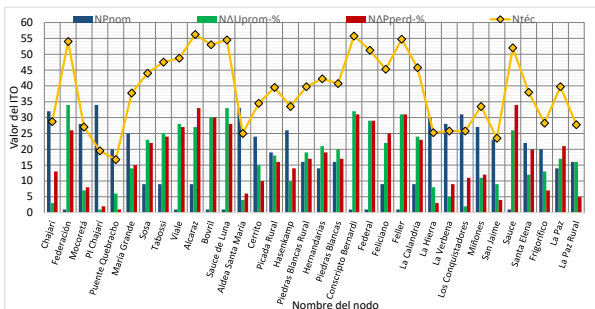
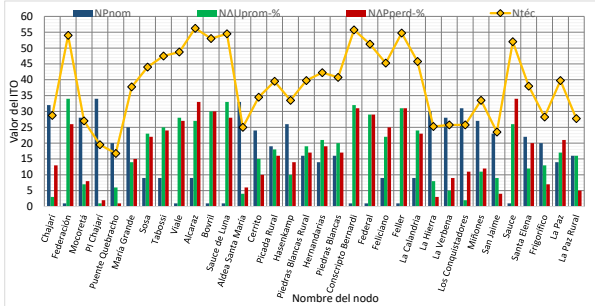


Fig. 8. Puntajes según indicadores técnicos de operación para los proyectos de PFV

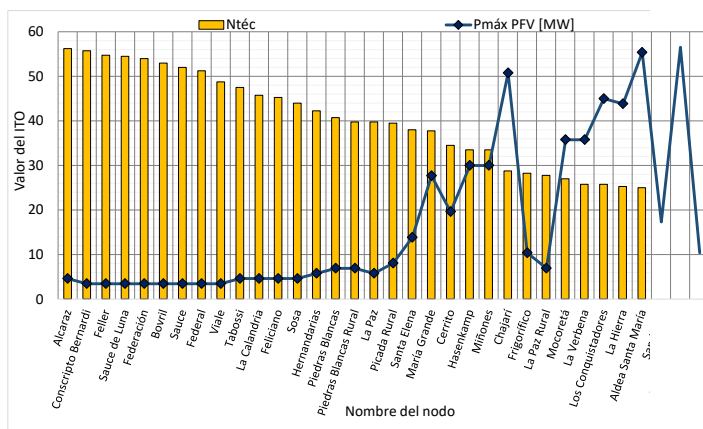


Fig. 9. Gráfica de prioridad de ingreso de proyectos de PFV -Orden de prioridad de izquierda a derecha-

Potencia máxima admisible en el SIP

Fig. 8 se presentan los valores obtenidos de los puntajes según la clasificación técnica para cada PFV de acuerdo con la ecuación 1, y, en la Fig. 9 se grafica el $N_{téc}$ respetando el orden de prioridad obtenido (léase de izquierda a derecha) a partir de la ecuación 1 comparado con la potencia nominal de cada PFV. Por otro lado, en la Fig. 10 se grafican los puntajes para cada una de las CTB y en la Fig. 11 el $N_{téc}$ respetando el orden de prioridad obtenido (léase de izquierda a derecha) a partir de la ecuación 1 comparado con la potencia nominal de cada CTB.

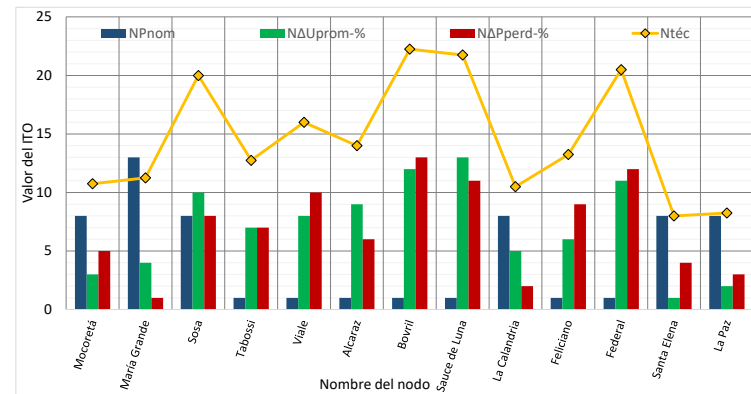


Fig. 10. Puntajes según indicadores técnicos de operación para los proyectos de CTB

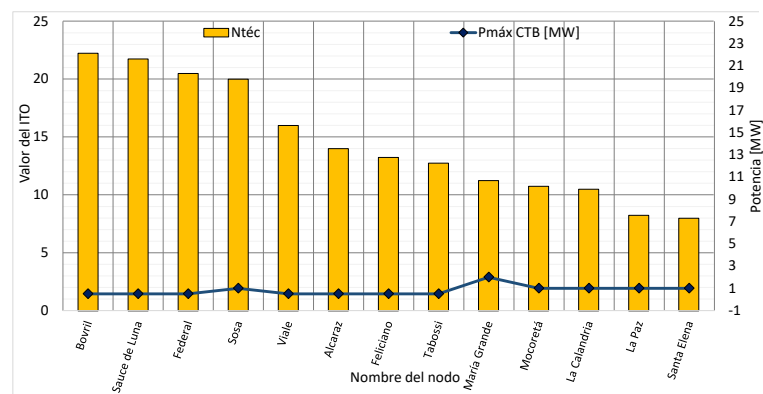


Fig. 11. Gráfica de prioridad de ingreso de proyectos de CTB -Orden de prioridad de izquierda a derecha-

Considerando que en una red eléctrica de distribución las inversiones en GDR se

producen de manera progresiva y no en forma conjunta, ya que, previo a su ingreso, se debe evaluar el impacto sobre la red. Por lo tanto, en función al orden de ingreso definido para proyectos de GDR según tipo de energía primaria, se realizan simulaciones de flujos de carga en régimen estático para condiciones normales de operación y también frente a variaciones rápidas de potencia en aquellos corredores donde solo integran los PFVs, dado que, en el caso de coexistir ambas generaciones, la fluctuación de potencia y, por ende, la variación de tensión será absorbidas por las CTB.

Se analiza el impacto en los indicadores de operación de la red -fluctuaciones de tensión, perfiles de tensión en nodos y cargabilidad de líneas y transformadores-, frente a la inserción en conjunto de los bloques de potencia de generación de PFVs y CTBs. En caso de no cumplir con los requerimientos de red (CAMMESA, 2014), se reduce el módulo de potencia máximo admisible del último proyecto ingresado hasta verificar las condiciones de operación admisibles. Para los análisis de fluctuaciones de tensión en el subsistema, debido a variaciones rápidas de potencia generada (CAMMESA, 2017), se debe tener presente la distancia entre nodos, ya que si se encuentran distanciados por menos de 40 [km], las variaciones rápidas de potencia responsables deben evaluarse en forma conjunta y simultánea en aquellos PFVs que se encuentran dentro del área de influencia.

Los resultados de flujos de potencia en condiciones estacionarias permiten inferir que a medida que ingresan los distintos proyectos, proporcionan un gran aporte de potencia reactiva, mejorando sustancialmente los perfiles de tensión en todos los nodos analizados. Sin embargo, es dable destacar los incrementos de tensión en aquellos nodos que presentan condiciones inadmisibles de operación en el caso base. A modo de ejemplo,

en la Fig. 12 se puede observar que el nodo Viale, perteneciente a la ET El Pingo, tiene un incremento de tensión de aproximadamente 12% respecto del caso base sin GDR. Por otra parte, se observan incrementos de tensión en los distintos nodos a medida que se incorporan los distintos proyectos para el escenario de pico del SIP.

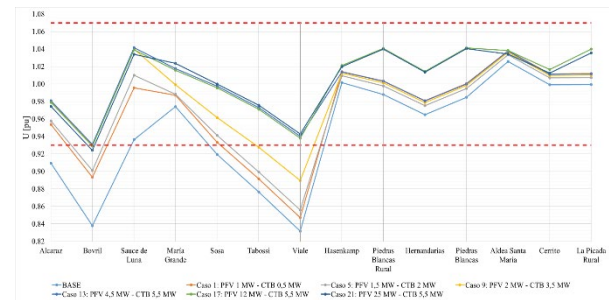


Fig. 12. Perfiles de tensión en ET El Pingo (por simplicidad solo se grafican los nodos analizados más relevantes)

Por otro lado, se destaca que el principal factor limitante de la potencia total admisible en la red se debe a la capacidad de los elementos que componen el subsistema bajo análisis, ya que se observan sobrecargas en LMT y en transformadores de potencia. También se manifiestan problemas de la tensión en nodos, ya que se evidencian sobretensiones y elevadas fluctuaciones de tensión por variación rápida de potencia generada. En este aspecto, los PFVs constituyen el tipo de tecnología a la cual se les debe limitar y/o reducir el módulo de potencia para que se cumpla con las condiciones de operación de la red.

Por lo tanto, según la potencia total teórica admitida por ET, en la Fig. 13 y Fig. 14 se presentan las restricciones de potencia de GDR admitida, donde se destaca que:

- Las ETs El Pingo y Los Conquistadores tienen reducciones de la potencia total de GDR admitida por encima del 60%.
- La ET Chajarí posee una restricción del orden del 40%.

- No se presentan restricciones en la ET Santa Elena.

Tabla 13, se resumen los valores de potencia limitados y las causas de dichas restricciones, discriminados por ET y alimentador donde ingresa cada módulo de GDR planteado para el estudio.

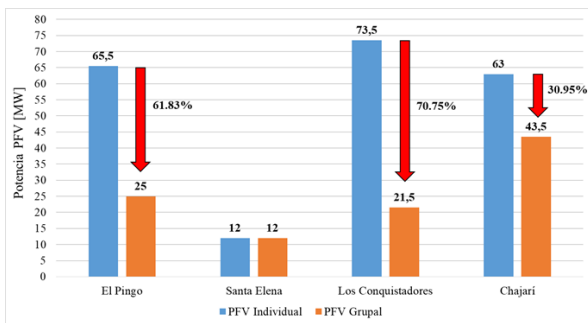


Fig. 13. Comparación potencia total teórica vs potencia total admitida por ET de 132/33/13,2 [kV]

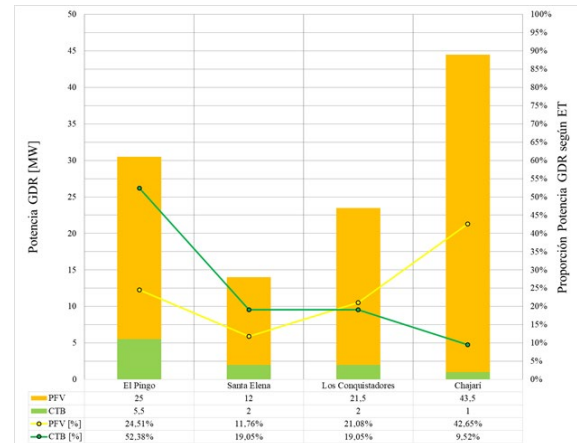


Fig. 14. Potencia total admitida por ET de 132/33/13,2 [kV]

Tabla 13. Resumen de restricciones de potencia por ET

ET 132/33 kV	Alimentador	P _{máx} PFV [MW]		Restricción
		Individual	Grupal	
Chajari	Chajari	21	19,5	Sobrecarga LMT ET Chajari-Chajari
Chajari	Chajari	14,5	-	Sobretensión y Sobrecarga LMT ET Chajari-Chajari
Chajari	Quebracho	3,5	-	Sobrecarga LMT ET Chajari-Parque Industrial
El Pingo	Hasenkamp	2	1,5	Fluctuación de Tensión
El Pingo	Hasenkamp	12	2	Fluctuación de Tensión
Los Conquistadores	Feliciano	14,5	5,5	Sobrecarga transformadores ET Los Conquistadores
Los Conquistadores	San Jaime	18	-	Sobrecarga transformadores de ET Los Conquistadores y LAT Los Conquistadores-Chajari

CONCLUSIONES

Los módulos de potencia admitidos presentan diferentes razones de restricción que se deben a los niveles de tensión y cargabilidad de líneas, tanto en condiciones normales de operación como de emergencia, y a las fluctuaciones de tensión ocasionadas por

variaciones rápidas de potencia en los PFVs o la desconexión intempestiva de CTBs.

Los proyectos de GDR con módulos de potencia en el rango de 0,5 a 3 [MW] se correlacionan con nodos débiles y según los criterios de orden de ingreso propuestos, constituyen los proyectos prioritarios, principalmente por su gran impacto en el

aumento de los niveles de tensión de la red de 33 [kV] al que se vinculan.

Finalmente se concluye que la metodología aplicada puede ser implementada en otros sistemas de potencia con similares topologías y configuración de operación, constituyendo una herramienta útil a la hora de tomar decisiones orientadas al análisis de inserción de nuevos proyectos de GDR o la elaboración de programas de fomento de inserción de GD.

REFERENCIAS

Cea M., Manassero U., Cano D., Fernández J. P., Steinmann I., Gaspoz P. (2020). Dimensionamiento de módulos de generación distribuida renovable a incorporar en redes de subtransmisión en 33 kV. IX Seminario Nacional Virtual “Energía y su uso Eficiente” - UTN FRGP. Noviembre 2020

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2020). Informe Mensual Principales Variables. Diciembre de 2021. Recuperado de https://ageera.com.ar/wp-content/uploads/2022/01/Informe-Mensual_-_diciembre-2021.pdf

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2017). Anéxo J del Procedimientos Técnico N°4: Generación Fotovoltaica – Requisitos de Conexión.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2014). Procedimiento técnico N° 4: Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

International Energy Agency (IEA). (2019). Global Energy & CO2 Status Report. The Latest Trends in Energy and Emissions in 2018.

Efecto de la carga catalítica en celdas de combustible de baja temperatura

German Cespedes¹, Mariano Asteazaran¹

¹Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAITecS), Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), UTN-FRLP Avda. 60 y 124 S/N, Ciudad de Berisso, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-221-412-4386, germancespedes@gmail.com.

Resumen – Las celdas de combustible permiten la conversión, en forma eficiente y en una única etapa, del hidrógeno o combustibles ricos en hidrógeno en energía eléctrica sin la emisión de contaminantes al medio ambiente. Estos dispositivos son una alternativa realista para la generación de energía para autos eléctricos, dispositivos portátiles y hasta para aplicaciones estacionarias. Para que la generación de electricidad sea eficiente es necesario la utilización de electro-catalizadores eficientes. Estos catalizadores suelen estar compuestos por metales nobles de alto valor económico (Pt por excelencia), por lo que se están estudiando estrategias para disminuir la cantidad necesaria en las celdas de combustible sin comprometer su eficiencia. Como las reacciones de interés en una celda de combustible son superficiales, una de las estrategias más utilizadas para disminuir la cantidad de Pt en un electrodo es la utilización de nanopartículas, las cuales, permiten tener grandes áreas superficiales sin la necesidad de utilizar grandes cantidades de metales preciosos. Sin embargo, todavía está en discusión la carga catalítica adecuada para maximizar la eficiencia de una celda de combustible al momento de utilizarla, es decir, la cantidad de miligramos de platino a utilizar por centímetro cuadrado de electrodo. En este trabajo se presentan los resultados obtenidos en laboratorio después de variar las cargas catalíticas para una celda de combustible unitaria desarrollada en el laboratorio. Para las evaluaciones se desarrollaron ensambles electrodo-membrana-electrodos de cinco capas para celdas de combustible de hidrógeno/oxígeno, con catalizadores de Pt/C como catalizador anódico y catódico. Las cargas catalíticas testeadas son de 0.5, 1 y 2 mg de platino por centímetro cuadrado.

Palabras claves - Celda de combustible, Electrocatalizadores, Energías alternativas.

INTRODUCCIÓN

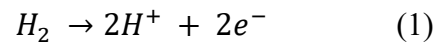
En las últimas décadas se ha evidenciado a nivel mundial un incremento demográfico nunca antes visto en la historia de la humanidad. Este aumento demográfico trae aparejado un incremento en las necesidades de alimentos y en la cantidad de energía consumida para el correcto desarrollo de las actividades diarias. Hasta la actualidad, las principales fuentes de producción de energía son las derivadas de los combustibles no renovables, destacándose el carbón, los combustibles fósiles y el gas natural. En mayor o menor medida, este esquema de producción de energía libera enormes volúmenes diarios de gases contaminantes, lo que ha empezado a afectar a nuestro planeta, poniendo en peligro la vida de las personas y todos sus integrantes, fauna y flora, tal como la conocemos hoy en día.

En consecuencia, se están buscando alternativas de producción de energía con bajos o nulos niveles de emisiones de gases contaminantes. Entre los esquemas más destacados se encuentra la denominada economía del hidrógeno (Woods2022). Este enfoque se basa principalmente en la utilización de recursos renovables, como ser solar, eólico, hidráulico, entre otros, para la generación y almacenamiento de hidrógeno verde mediante electrólisis de agua. Luego, este hidrógeno puede ser reconvertido bajo demanda en electricidad en una celda de combustible.

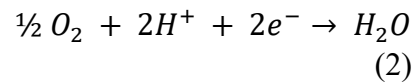
Las celdas de combustible son dispositivos que permiten la conversión, en una única etapa, de la energía contenida en el hidrógeno o en

compuestos ricos en hidrógeno, como ser metanol, amoníaco, etc. en electricidad (Vielstich2010). Las reacciones involucradas en una celda de combustible de hidrógeno/oxígeno son las siguientes:

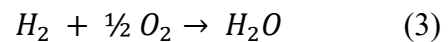
Reacción en el ánodo:



Reacción en el cátodo:



Reacción global:



Estos dispositivos están siendo ampliamente investigados debido a su practicidad, alto rango de aplicabilidad y sus emisiones libres de contaminantes al medio ambiente (Keith2022). La celda de combustible de hidrógeno/oxígeno tiene como productos únicamente agua y calor, lo que lo convierte en un excelente sustituto de las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles. Sin embargo, en la actualidad todavía faltan avances significativos en nuestro país para poder comercializar estos dispositivos en forma masiva. Para este trabajo se han desarrollado en laboratorio ensambles electrodo-membrana-electrodo (MEA) para determinar los efectos de la

conformación de ensambles con tres cargas catalíticas características (0.5 mg_{Pt}/cm², 1 mg_{Pt}/cm² y 2 mg_{Pt}/cm²).

DESARROLLO

Carga catalítica y grado de utilización del catalizador

La carga catalítica está determinada por la cantidad de mg_{Pt}/cm² en el ensamble electrodo-membrana-electrodo. Como las reacciones electroquímicas son superficiales, el desarrollo de electrocatalizadores nanoestructurados ha logrado disminuir considerablemente la cantidad de Pt utilizado sin disminuir el área electroquímicamente activa (ECSA) (Mohammad2021). Así mismo, el grado de utilización del catalizador puede ser calculado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Pt_{\text{útil}} = \frac{ECSA_{\text{medido}}}{ECSA_{\text{teorico}}} * 100 \quad (4)$$

donde

$ECSA_{\text{medido}}$ representa el área electroquímicamente activa medido mediante los picos de adsorción/desorción de hidrógeno de una voltamperometría cíclica en la celda de combustible.

$ECSA_{\text{teorico}}$ depende del catalizador usado. En (Breitkopf2015) se considera un ECSA teórico para Pt-Etek[®] comercial de 70 m²_{Pt}/g_{Pt}.

Tintas catalíticas

Las tintas catalíticas desarrolladas en las experiencias de celda de

combustible están conformadas por un electrocatalizador de Pt-Etek/C. Éstas fueron preparadas mediante la ultrasonificación de 0,1 g del carbón catalítico, 0,874 g de solución de Nafion R (5 wt% marca Aldrich) y 3 ml de isopropanol (marca Merck[®]) por 1 (una) hora para garantizar su homogeneidad (Asteazaran2015).

Capa difusora de gases (GDL)

Como GDL se usaron capas difusoras de gases comerciales, marca ELATR LT1400 de FuelCellsEtc. La GDL ELATR, de 454 mm de espesor, está conformada por una tela de carbón (carbon Cloth) como capa macroporosa (MPL) y una fina capa de carbón como capa microporosa (mPL).

Deposición de la capa catalítica: Spray

Convencionalmente para la deposición de la capa catalítica sobre la GDL se utiliza la técnica de pincelado, la cual consiste en aplicar la tinta catalítica mediante pinceladas uniformes hasta obtener la carga del catalizador deseada (Stauffer1998). Con esta técnica es difícil obtener capas uniformes del catalizador. En este estudio, para la deposición de la tinta catalítica se usó la técnica de deposición por spray. Con el auxilio de un aerógrafo profesional se dispersa la tinta catalítica sobre el sustrato. Esto asegura una distribución uniforme del catalizador sobre la GDL (Prapainainar2018, Marinoiu2018, Avcioglu2018, Prapainainar2017, Xing2013).

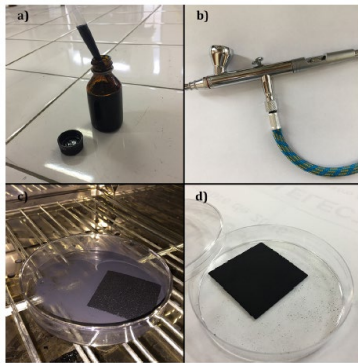


Figura 1: Etapas de deposición de la capa catalítica sobre la capa difusora de gases mediante la técnica del spray

Para esta técnica, la tinta catalítica debe ser menos espesa que la de la técnica del pincelado. La CL es depositada mediante un aerógrafo profesional (Figura 1) alimentado con un flujo constante e inerte de N₂ hasta obtener la carga catalítica deseada. La Tabla 1 muestra la carga catalítica lograda para cada uno de los electrodos confeccionados.

Tabla 1: Ensamblados electrodo-membrana-electrodo desarrollados y sus características principales

ID	PEM	Tipo electrodo	Carga deseada (mg _{cat} /cm ²)	Catalizador	Peso Inicial (g)	Peso final (g)	Carga de catalizador lograda (mg _{cat} /cm ²)
MEA05Pt/Pt	Nafion® N-115	Ánodo y Cátodo	0,5	Pt-Eteck/C	0,0940	0,1053	0,478
MEA1Pt/Pt	Nafion® N-115	Ánodo y Cátodo	1,0	Pt-Eteck/C	0,0924	0,1241	1,114
MEA2Pt/Pt	Nafion® N-115	Ánodo y Cátodo	2,0	Pt-Eteck/C	0,0958	0,1512	1,961

En una segunda etapa, se procede al armado de la MEA (Figura 2). Como primera etapa se recortan los electrodos en porciones de 5 cm² y se realiza el ensamble en una prensa hidráulica con calentamiento. La lámina de Nafion® (PEM) utilizada fue previamente tratada en etapas sucesivas de peróxido de

hidrógeno, ácido sulfúrico y agua destilada, para garantizar la oxidación de todos los compuestos orgánicos que puedan tener y para devolverle su carácter ácido e hidratación necesaria para su correcto funcionamiento en una celda de combustible. En la Figura 3 se presenta un corte transversal de un electrodo en de un microscopio electrónico de barrido SEM. En el mismo se puede evidenciar las capas constitutivas.

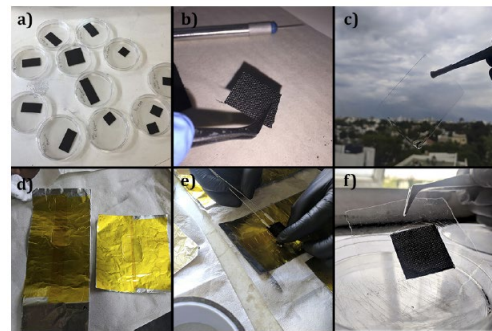


Figura 2: Etapas del proceso de armado de los ensambles electrodo-membrana-electrodo.

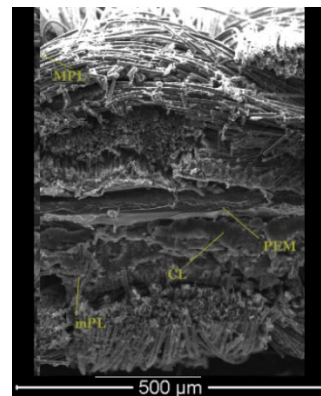


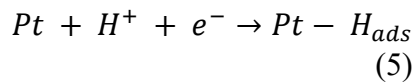
Figura 3: Imagen SEM del corte transversal de un ensamble electrodo-membrana-electrodo

Área superficial electroquímicamente activa (ECSA)

Para determinar el área superficial electroquímicamente activa del

catalizador en un electrodo se utiliza la voltagrametría cíclica (CV) en el rango de 0.0 V a los 1.2 V. Mientras se realiza la CV, el cátodo de la celda de combustible es alimentado con N₂ mientras H₂ alimenta el ánodo de la celda. El procedimiento consiste en ciclar el electrodo en un rango de voltaje de interés de tal manera que las reacciones de transferencia de carga están limitadas por la adsorción. Es decir, un potencial tal que los sitios del área activa pueden calcularse mediante un registro de la cantidad de carga requerida para la adsorción/desorción de una monocapa.

La reacción utilizada para caracterizar los electrodos de las celdas de combustible PEM son las reacciones de adsorción/desorción de hidrógeno.



Durante el barrido de potencial inverso de la CV ocurre la reducción de los protones (H⁺) a hidrógeno adsorbido (H_{ads}) en la región de potencial entre 0,4-0,05 V. La reacción de interés es la reducción electroquímica de protones (H⁺) y la subsecuente deposición de hidrógeno atómico sobre la superficie del catalizador de platino. La densidad de carga (Q en C/cm²) debido a la adsorción de hidrógeno atómico puede ser determinada mediante la CV. Para el cálculo tiene en cuenta la cantidad de carga necesaria para reducir una monocapa de protones es de $\rho_{Pt} = 210 \mu C/cm^2_{Pt}$ y la carga catalítica de Pt en el electrodo ($L_{cat} [g_{Pt}/cm^2]$).

$$ECSA \left[\frac{cm^2}{g_{Pt}} \right] = \frac{Q}{\rho_{Pt} L_{cat}} \quad (6)$$

En la Figura 4 se muestra una de las medidas realizadas en las MEAs desarrolladas en el laboratorio. El área integrada representa la carga total necesaria para la adsorción de hidrógeno. La línea de base (densidad de corriente) es la corriente capacitiva dada por la carga de la doble capa del electrodo. Durante la CV el electrodo de trabajo es ciclado primero en la dirección anódica para oxidar el hidrógeno adsorbido a protones ($H_{ads} \rightarrow H^+$) y entonces en la dirección catódica para reducir nuevamente los protones a hidrógeno atómico ($H^+ \rightarrow H_{ads}$). Los resultados se muestran en un gráfico de densidad de corriente vs potencial.

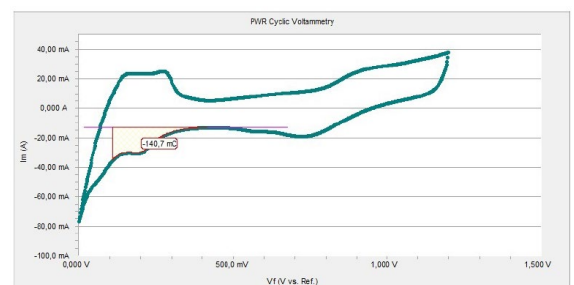


Figura 4: Voltamperometría cíclica para el cálculo del área electroquímicamente activa. MEA: MEA: MEA1Pt/PtHP de 5 cm² a 35 °C. Ánodo: Hidrógeno, RH 100 %, 1 atm, 0,2 SLPM. Cátodo: Oxígeno, RH 100 %, 1 atm, 0,5 SLPM.

Tanto la humedad relativa (RH) de los gases como la temperatura del electrodo afectan al ECSA medido. RH = o >100% (saturado o sobresaturado) es comúnmente utilizado. Se conecta la celda con el sistema de medición igual que en la Figura 5.

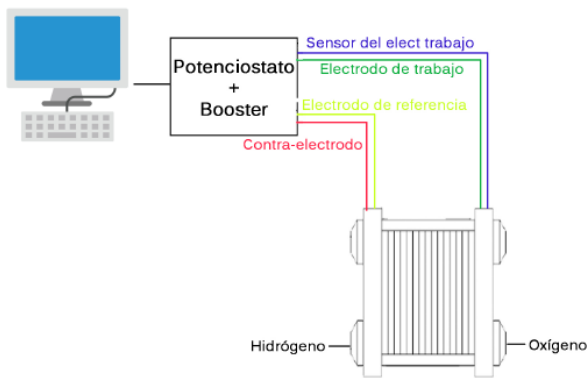


Figura 5: Esquema de conexión de la celda de combustible.

Para determinar el ECSA del electrodo se realiza un CV desde 0,05 V (vs. referencia) a 1,2 V (vs. referencia) a 20 mV/s. La Tabla 2 muestra las áreas electroquímicamente activa de los electrodos calculados mediante el área de adsorción de hidrógeno y la utilización del catalizador en cada caso.

Tabla 2: ECSA y factor de utilización del electrodo catódico por ensamble.

ID	ECSA	Factor de utilización
MEA05Pt/Pt	67,79	0,9684
MEA1Pt/Pt	60,047	0,8578
MEA2Pt/Pt	52,0235	0,7431

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Efectos de la carga del catalizador

Tres cargas catalíticas de los mismos catalizadores en las MEAs MEA05Pt/Pt ($0,5 \text{ mg}_{\text{Pt}}\text{cm}^2$ en ánodo y cátodo), MEA1Pt/Pt ($1 \text{ mg}_{\text{Pt}}\text{cm}^2$ en ánodo y cátodo) y MEA2Pt/Pt ($2 \text{ mg}_{\text{Pt}}\text{cm}^2$ en ánodo y cátodo) fueron testeadas.

La Figura 6 muestra las voltaamperometrías cíclicas de las tres MEAs estudiadas. Como se puede apreciar el área de adsorción y desorción de hidrógeno se incrementa conforme se incrementa la carga catalítica. Esto concuerda con las mediciones de los ECSAs para las tres cargas mostradas en la Tabla 2, donde MEA05Pt/Pt presenta un ECSA de $67,79 \text{ cm}^2/\text{g}_{\text{Pt}}$, MEA1Pt/Pt un ECSA de $60,047 \text{ cm}^2/\text{g}_{\text{Pt}}$ y MEA2Pt/Pt $52,0235 \text{ cm}^2/\text{g}_{\text{Pt}}$. Las mediciones de los OCV para las tres MEAs dieron 1,011 V para MEA05Pt/Pt, 1,03824 V para MEA1Pt/Pt y 1,0367 V para MEA2Pt/Pt.

Si comparamos además de los ECSAs las utilizaciones de los catalizadores, las cuales son 0,9684, 0,8578 y 0,7431 para MEA05Pt/Pt, MEA1Pt/Pt y MEA2Pt/Pt correspondientemente, se evidencia que a medida que se aumenta la carga catalítica disminuye la utilización del mismo. Por ejemplo, en la MEA MEA2Pt/Pt un 26% del Pt utilizado en la preparación del electrodo no participa en las reacciones de interés y por ende contribuyen al costo de la celda sin contribuir en su desempeño. Este fenómeno se estima es porque al aumentar la carga del catalizador aumenta el espesor del electrodo y por consiguiente mayor cantidad de nanocatalizadores no llegan a formar la triple interface entre la membrana transportadora de protones, catalizador y reactivo. Una carga catalítica de $1 \text{ mg}_{\text{Pt}}/\text{cm}^2$ presenta buena relación de costo/beneficio entre costo del electrodo y desempeño. Atributos necesarios para el desarrollo de celdas de combustible comerciales, en donde el funcionamiento

a largos periodos de tiempo es fundamental.

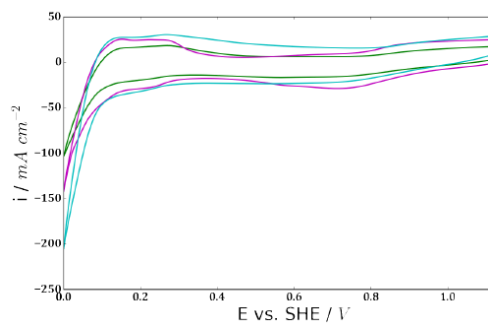


Figura 6: Voltaamperometría cíclica medidas a 20 mV/s para diferentes cargas catalíticas. (—) MEA05Pt/Pt, (—) MEA1Pt/Pt y (—) MEA2Pt/Pt a 50 °C. Ánodo: Hidrógeno, RH 100 %, 1 atm, 0,2 SLPM. Cátodo: Oxígeno, RH 100 %, 1 atm, 0,5 SLPM.

La Figura 7 muestra las curvas de polarización realizadas. Siendo de especial interés la relación voltaje-corriente existente a los 0,6 V, potencial de trabajo deseado para una celda de combustible de hidrógeno/oxígeno. Se logra una densidad de corriente a 0,6 V de 175 mA/cm², 490 mA/cm² y 630 mA/cm² para MEA05Pt/Pt, MEA1Pt/Pt y MEA2Pt/Pt respectivamente.

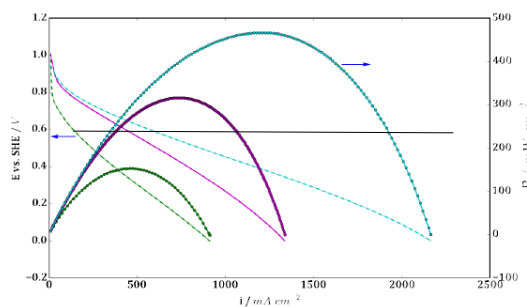


Figura 7: Curvas de polarización y de potencia medidas para diferentes cargas catalíticas. (—) MEA05Pt/Pt, (---) MEA1Pt/Pt y (---) MEA2Pt/Pt a 50 °C. Ánodo: Hidrógeno, RH 100 %, 1 atm, 0,2 SLPM. Cátodo: Oxígeno, RH 100 %, 1 atm, 0,5 SLPM.

CONCLUSIONES

El desarrollo de celdas de combustible es de vital importancia para

la generación de electricidad a partir de H₂ en la ya muy conocida economía del hidrógeno. Si bien la búsqueda de electrocatalizadores que mejoren las cinéticas de las reacciones de HOR y ORR es necesario, también es imprescindible encontrar métodos reproducibles y eficaces para el desarrollo de los ensambles. Muchos inconvenientes que disminuyen el rendimiento de la celda de combustible pueden evitarse tan solo buscando mejoras en el ensamblado de las MEAs. Como se evidencia en las experiencias, la carga catalítica de los electrodos tiene efectos sobre los costos de la celda de combustible y la utilización efectiva del electrocatalizador de Pt testado. Un aumento del doble en la carga catalítica entre 1 mg_{Pt}/cm² a 2 mg_{Pt}/cm² ha disminuido drásticamente el porcentaje de utilización del catalizador sin incrementar considerablemente la densidad de corriente obtenida a 0,6 V. Así mismo, bajo las condiciones medidas, la aplicación de 0,5 mg_{Pt}/cm² ha aumentado el grado de utilización del catalizador a casi el 100%, sin embargo, los efectos de los sobrepotenciales provoca una pobre capacidad de extracción de corriente al voltaje de interés.

REFERENCIAS

- Asteazaran M., Cespedes G., Bengió S., Moreno M. S., Triaca W. E., Castro A. M. Luna, Research on methanol-tolerant catalysts for the oxygen reduction reaction, Journal of Applied Electrochemistry (in press). doi:10.1007/s10800-015-0845-9.

- Avcioglu G. S., Ficicilar B., Eroglu I., Effective factors improving catalyst layers of PEM fuel cell, *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (23) (2018) 10779–10797. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.12.055.

- Breitkopf C., Swider-Lyons K., *Handbook of Electrochemical Energy*, Springer, 2015. doi:10.1201/b19061.

- Keith S., 4.01 - Introduction to Hydrogen, Electrolyzers and Fuel Cells Science and Technology, Editor(s): Trevor M. Letcher, *Comprehensive Renewable Energy (Second Edition)*, Elsevier, 2022, Pages 1-28, ISBN 9780128197349, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00142-4>.

- Marinoiu A., Raceanu M., Carcadea E., Varlam M., Iodine-doped graphene – Catalyst layer in PEM fuel cells, *Applied Surface Science* 456 (2018) 238–245. doi:10.1016/j.apsusc.2018.06.100.

- Mohammad E, Shahram MA, Anongnat S, Soorathep K, Recent progress of electrocatalysts for hydrogen proton exchange membrane fuel cells, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.133>.

- Prapainainar P., Maliwan S., Sarakham K., Z. Du, Prapainainar C., Holmes S. M., Kongkachuichay P., Homogeneous polymer/filler composite membrane by spraying method for enhanced direct methanol fuel cell performance, *International Journal of Hydrogen Energy* doi:10.1016/j.ijhydene.2018.05.173.

- Prapainainar P., Du Z., Kongkachuichay P., Holmes S. M., Prapainainar C., Mordenite/Nafion and analcime/Nafion composite membranes prepared by spray method for improved direct methanol fuel cell performance, *Applied Surface Science* 421 (2017) 24–41. doi:10.1016/j.apsusc.2017.02.004.

- Stauffer D. B., Hirschenhofer J. H., Klett M. G., Engleman R. R., *Fuel Cell Handbook, Fourth Edition*, Tech. rep., National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, and Morgantown, WV (United States) (nov 1998). doi: 10.2172/14997.

Vielstich W., Lamm A., H. A., Gasteiger H. Yokokawa, *Handbook of Fuel Cells*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2010. doi:10.1002/9780470974001.

- Xing D., He G., Hou Z., Ming P., Song S., Properties and morphology of Nafion/polytetrafluoroethylene composite membrane fabricated by a solutionspray process, *International Journal of Hydrogen Energy* 38 (20) (2013) 8400–8408. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.04.084.

- Woods P, Bustamante H, Aguey-Zinsou K-F, The hydrogen economy - Where is the water?, *Energy Nexus*, Volume 7, 2022, 100123, ISSN 2772-4271, <https://doi.org/10.1016/j.nexus.2022.100123>.

Simulación de un Convertidor Matricial utilizando el método de Modulación Espacial

Maximiliano Bernardo, Javier W. Coky, Luis H. Perna, Eduardo Arostegui, Emiliano O. Marinucci, Gabriel A. Pitter, Hernán Martínez Reina, Elías Mezzelani

UTN-FRD, San Martín 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-42-0400, gidep@frd.utn.edu.ar

Resumen - El presente trabajo expone la simulación de un Convertidor Matricial utilizando el método de Modulación de Vector Espacial aplicado a una carga real, en este caso un motor con un ventilador acoplado. En él se contrasta este método con la estrategia Venturini Alesina, para las mismas condiciones de carga. Asimismo, se evalúan las ventajas y desventajas de ambas modulaciones, además de las consideraciones a tener en cuenta en un diseño futuro para su aplicación a un generador eólico de velocidad no controlada que alimentará una red eléctrica.

Palabras Claves – Contenido armónico – Convertidor matricial directo – Modulación de Vector espacial

INTRODUCCIÓN

En un trabajo previo (L. Perna, 2017), hemos establecido que el Convertidor Matricial Directo (CMD), además de permitir obtener a su salida una tensión alterna polifásica variable en amplitud y frecuencia, a partir de una fuente de tensión de frecuencia fija, permite también, de forma inversa, obtener una fuente fija a partir de una línea polifásica de tensión y frecuencia variables.

En la figura 1 se muestra un CMD de 3 x 3 interruptores que conecta una fuente trifásica a una carga trifásica.

El CMD es una alternativa al convertidor de Corriente Alterna – Corriente Continua – Corriente Alterna y no requiere componentes reactivos en el llamado DC-link, lo cual es una ventaja. Además, permite el flujo de potencia en forma bidireccional (L. Zhang, 1998)

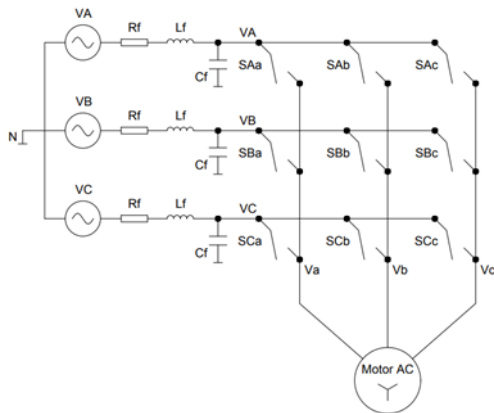


Fig. 1 Circuito de un Convertidor Matricial Directo

Cada fase de salida se conecta con las fases de entrada durante períodos muy pequeños de tiempo y con un patrón determinado mediante interruptores bidireccionales, los cuales en la práctica consisten en transistores MOSFET o IGBT (L. Perna, 2017; M Jusila, 2007, J. Rodriguez).

El patrón de disparo de los interruptores bidireccionales se determina mediante la estrategia de modulación de un PWM.

Este trabajo compara dos estrategias de control: El método Venturini Alesina y el método de Modulación por vector espacial (SVM) aplicado a una carga real.

Se comparan los resultados obtenidos en (L. Perna, 2017) mediante el empleo del método Venturini Alesina con los obtenidos a través de la modulación por SVM en un modelo simulado en Matlab© Simulink©.

Breve descripción de los dos métodos de control

Método Venturini Alesina

La modulación es el proceso usado para generar los pulsos de activación de cada uno de los nueve interruptores bidireccionales (S_{ij}) de modo de generar tensiones de salida sinusoidales de frecuencia y amplitud variable (v_{jN}) a partir de tensiones de frecuencia y amplitud fija (v_i). Una forma directa de hacer esto es considerando intervalos de tiempo, que corresponden a los que cada interruptor está cerrado, en los cuales los valores instantáneos de la tensión de salida deseada son muestreados, y se emplea la tensión instantánea de entrada para sintetizar una señal cuya componente de baja frecuencia es, precisamente, la tensión de salida deseada.

Sea T el intervalo de tiempo durante el cual las m tensiones de línea (3 en este caso) son “muestreadas” por los interruptores y aplicadas a la fase “ j ” de salida. Así, si t_{ij} es el tiempo en el cual el interruptor S_{ij} está cerrado, se cumple que:

$$T = t_{Aj} + t_{Bj} + t_{Cj} \quad (1)$$

y entonces, siendo $\bar{v}_{jN}(t)$ la componente de baja frecuencia (valor medio calculado sobre un intervalo de muestreo) de la j-ésima fase de salida, se puede expresar la síntesis del principio mencionado como:

$$\bar{v}_{jN}(t) = \frac{t_{Aj}v_A(t) + t_{Bj}v_B(t) + t_{Cj}v_C(t)}{T} \quad (2)$$

$$j = \{a, b, c\}$$

donde $\bar{v}_{jN}(t)$ es la tensión de salida senoidal de frecuencia y amplitud deseada, de modo que, con esta estrategia, se genera una tensión conmutada de salida de alta frecuencia, cuya componente fundamental es la forma de onda deseada.

Los factores de servicio correspondientes para cada fase de entrada son entonces:

$$m_{Aj}(t) = \frac{t_{Aj}}{T}$$

$$m_{Bj}(t) = \frac{t_{Bj}}{T} \quad (3)$$

$$m_{Cj}(t) = \frac{t_{Cj}}{T}$$

Combinando las ecuaciones (2) y (3), se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{aN}(t) \\ \bar{v}_{bN}(t) \\ \bar{v}_{cN}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_{Aa}(t) & m_{Ba}(t) & m_{Ca}(t) \\ m_{Ab}(t) & m_{Bb}(t) & m_{Cb}(t) \\ m_{Ac}(t) & m_{Bc}(t) & m_{Cc}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_A(t) \\ v_B(t) \\ v_C(t) \end{bmatrix} \quad (4)$$

lo que se escribe en forma compacta como:

$$\bar{\vec{v}}_o(t) = M(t) \cdot \vec{v}_i(t) \quad (5)$$

donde $\bar{\vec{v}}_o(t)$ es el vector de tensión de salida de baja frecuencia, $\vec{v}_i(t)$ es el vector de tensión instantánea de entrada y $M(t)$ es la matriz de transferencia de baja frecuencia del CMD. Es fácil ver que las corrientes de

red de entrada se pueden calcular a partir de las de salida mediante:

$$\vec{i}_i(t) = M^T(t) \cdot \vec{i}_o(t) \quad (6)$$

donde $\bar{\vec{i}}_i(t) = [\bar{i}_A(t) \ \bar{i}_B(t) \ \bar{i}_C(t)]^T$ es el vector de corriente de entrada de baja frecuencia, $\vec{i}_o(t) = [i_a(t) \ i_b(t) \ i_c(t)]^T$ es el vector de corriente de salida instantáneo y $M^T(t)$ es la transpuesta de $M(t)$.

Las ecuaciones (5) y (6) constituyen la base del método de modulación de Venturini Alesina. Queda claro que las componentes de baja frecuencia de la tensión de salida son sintetizadas con los valores instantáneos de las tensiones de entrada, y que las componentes de baja frecuencia de las corrientes de entrada son el resultado de los valores instantáneos de las corrientes de salida.

Los valores de tensión de entrada están dados por:

$$\vec{v}_i(t) = \begin{bmatrix} v_A(t) \\ v_B(t) \\ v_C(t) \end{bmatrix} \quad (7-a)$$

$$\vec{v}_i(t) = \begin{bmatrix} V_i \cos(\omega_i t) \\ V_i \cos(\omega_i t + 2\pi/3) \\ V_i \cos(\omega_i t + 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (8-b)$$

Puede asumirse que, dada la característica pasa bajos de la carga, las corrientes de salida son sinusoidales y pueden expresarse como:

$$\vec{i}_o(t) = \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} \quad (8-a)$$

$$\vec{i}_o(t) = \begin{bmatrix} I_o \cos(\omega_o t + \varphi) \\ I_o \cos(\omega_o t + 2\pi/3 + \varphi) \\ I_o \cos(\omega_o t + 4\pi/3 + \varphi) \end{bmatrix} \quad (8-b)$$

Suponiendo también que las corrientes de entrada deseadas son senoidales:

$$\vec{i}_i(t) = \begin{bmatrix} \bar{i}_A(t) \\ \bar{i}_B(t) \\ \bar{i}_C(t) \end{bmatrix} \quad (9-a)$$

$$\vec{i}_i(t) = \begin{bmatrix} I_i \cos(\omega_i t) \\ I_i \cos(\omega_i t + 2\pi/3) \\ I_i \cos(\omega_i t + 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (9-b)$$

si se obtiene la tensión de salida deseada, entonces la misma puede expresarse:

$$\vec{v}_o(t) = \begin{bmatrix} \bar{v}_{aN}(t) \\ \bar{v}_{bN}(t) \\ \bar{v}_{cN}(t) \end{bmatrix} \quad (10-a)$$

$$\vec{v}_o(t) = \begin{bmatrix} qV_i \cos(\omega_o t) \\ qV_i \cos(\omega_o t + 2\pi/3) \\ qV_i \cos(\omega_o t + 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (10-b)$$

siendo el factor “q”, la “ganancia de tensión” definida en (13)

Por último, la potencia de salida P_o debe ser igual a la de entrada P_i :

$$P_o = \frac{3qV_i I_o \cos(\varphi)}{2} = \frac{3V_i I_i}{2} = P_i \quad (11)$$

En la expresión (11), φ es el ángulo entre tensión y corriente de salida, supuesta una carga simétrica, y en el cálculo de P_i se considera desfase nulo, pues el método de conversión debe garantizar ángulo de desplazamiento de entrada nulo.

La matriz $M(t)$ debe ser tal que satisfaga las ecuaciones (5) y (6),

considerando las restricciones (7) a (11), resultando cada uno de sus elementos dado por la expresión:

$$m_{ij}(t) = \frac{1}{3} \left[1 + 2 \frac{v_{iN}(t)\bar{v}_{jN}(t)}{V_i^2} \right] \quad (12)$$

donde $i = \{A, B, C\}$ y $j = \{a, b, c\}$.

Debe tenerse presente que en la literatura se emplea en la expresión (11) el factor “q”, que es la “ganancia de tensión” del convertidor, definida como:

$$q = \frac{v_o}{v_i} \quad (13)$$

Justamente, debido al principio de funcionamiento, basado en el valor medio durante el período T, según la expresión (2), y las formas de onda de las tensiones de entrada, la ganancia de tensión q no puede ser mayor a 0,5.

En base a lo antedicho, el procedimiento de generación de los pulsos de modulación para el CMD, propuesto en (Rodríguez et al. 2002) consiste en:

1. Se muestrean las tensiones de la red v_{iN} y las tensiones deseadas de salida $v_{jREF} = \bar{v}_{jN}$.
2. Con la ecuación (12) se construye la matriz $M(t)$.
3. Usando (3) se generan los tiempos de cierre t_{ij} de los interruptores.
4. Deben generarse 9 pulsos de duración t_{ij} para la j-ésima fase de salida, siguiendo un patrón determinado, lo que corresponde a la generación de las funciones de conmutación $S_{ij}(t)$.
5. Las funciones de conmutación $S_{ij}(t)$ se emplean para cerrar o abrir los interruptores bidireccionales del CMD.

Un último aspecto que debe tenerse en cuenta es que la deducción previa asume que las tensiones de entrada al CMD, esto es, $v_i = [v_A \ v_B \ v_C]^T$ son senoidales puras, lo cual no es cierto en la práctica pues tienen las componentes de alta frecuencia que la conmutación produce y el filtro atenúa sobre la red.

Método de modulación por Vector Espacial

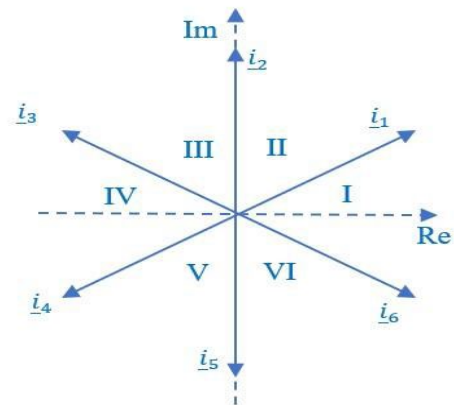
El método de modulación por vector espacial (SVM) utiliza la representación de vectores espaciales de las corrientes trifásicas de entrada y las tensiones trifásicas de línea de la salida.

Se genera un vector espacial de tensión de salida de referencia que idealmente representa las tensiones de línea deseadas, y luego se transforman las tensiones de entrada físicamente posibles con un convertidor matricial para aproximar la salida real al vector espacial de referencia.

Para los 9 interruptores bidireccionales del convertidor matricial solamente hay 27 combinaciones válidas de interruptores que se pueden dividir en 5 grupos.

El primer grupo consta de 6 vectores cuyas posiciones angulares varían de acuerdo con el cambio de tensión de entrada. Este grupo no se emplea en la modulación por vector espacial.

Los siguientes 3 grupos de combinaciones de los interruptores tienen dos características en común. Cada uno de ellos consta de 6 vectores con posiciones angulares constantes y forman un hexágono de 6 sextantes como se muestra en la figura 2. Estos vectores son llamados vectores estacionarios y se utilizan para sintetizar el vector de voltaje de salida deseado.



El grupo restante que comprende 3 vectores nulos también es utilizado en el método.

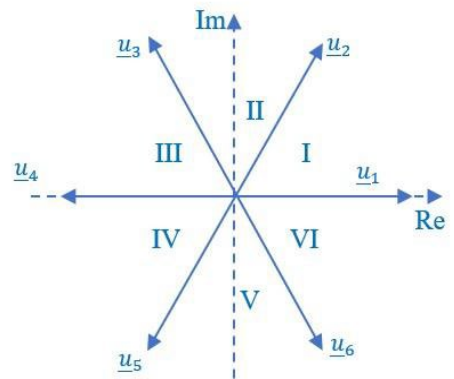


Fig. 2 Vectores espaciales de corriente de entrada y tensión de salida producidos por las combinaciones de interruptores permitidas.

El proceso de modulación utiliza dos procedimientos; la selección de vectores y el cálculo de la duración del vector en el tiempo.

En un instante de tiempo dado T_s , el método SVM selecciona 4 vectores estacionarios para aproximarse a un voltaje de referencia deseado con la restricción de factor de potencia de entrada unitario. Para lograr esto, la amplitud y el ángulo de fase del vector de voltaje de referencia son calculados y el ángulo de fase del vector de

corriente de entrada se determina de antemano.

Los vectores estacionarios elegidos deben ser adyacentes al sextante donde se localiza el vector de voltaje de referencia. Además, sus magnitudes son equivalentes al voltaje de entrada de línea en el instante de muestreo dado.

Para calcular la duración en el tiempo de los vectores elegidos, los 4 vectores seleccionados se combinan en 2 conjuntos que conducen a dos nuevos vectores adyacentes al vector de voltaje de referencia.

De acuerdo con la teoría del SVM, expuesta detalladamente en Jussila y Rodríguez, el valor integral del vector de referencia en un intervalo de tiempo de muestreo se puede aproximar mediante la suma de los productos de los 2 vectores adyacentes y sus relaciones temporales.

Las fórmulas generales derivadas para estimar los intervalos de tiempo del vector son:

$$t_1 = \frac{QT_s}{\cos \phi_i \cos \left(\frac{\pi}{6}\right)} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta_o\right) \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta_i\right) \quad (14)$$

$$t_2 = \frac{QT_s}{\cos \phi_i \cos \left(\frac{\pi}{6}\right)} \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta_o\right) \sin \theta_i \quad (15)$$

$$t_3 = \frac{QT_s}{\cos \phi_i \cos \left(\frac{\pi}{6}\right)} \sin \theta_o \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta_i\right) \quad (16)$$

$$t_4 = \frac{QT_s}{\cos \phi_i \cos \left(\frac{\pi}{6}\right)} \sin \theta_o \sin \theta_i \quad (17)$$

donde $Q = V_{ol}/V_{il}$ es la relación de transferencia de tensión, θ_i y θ_o son los ángulos de fase de la corriente de entrada y

tensión de salida respectivamente y T_s es el período de muestreo.

El tiempo correspondiente al vector nulo está dado por:

$$t_0 = T_s - \sum_{i=1}^4 t_i \quad (18)$$

El procedimiento anterior se realiza para cada período de muestreo. Para esta técnica el máximo voltaje de salida alcanzable está limitado al 86% del voltaje de entrada debido al hecho de que el voltaje de salida de pico a pico no puede ser mayor que el voltaje de línea de entrada mínimo.

DESARROLLO

Se realiza la simulación en Matlab© de un circuito que contiene una fuente de alimentación trifásica de 380 V RMS de tensión de línea a una frecuencia de 50 Hz, el CMD formado por 9 interruptores bidireccionales ideales y la carga compuesta por un motor asincrónico trifásico de 15 KW, 1460 rpm, 190V que acciona un ventilador de 11 KW, 1200 rpm con momento de inercia de 0,92 Kg^m².

El circuito (ver apéndice A) se completa con la impedancia de la red de alimentación, el filtro pasa bajos para disminuir el contenido armónico de la corriente de red y la impedancia del cable de alimentación desde el controlador hasta el motor.

A este circuito se le realiza el control de disparo del CMD por dos métodos de modulación: el Método de Venturini Alesina y el método de Modulación de Vector Espacial (SVM).

En ambos casos se define una frecuencia de conmutación de 5 KHz, una tensión de línea de salida de 114V RMS y

una frecuencia de salida de 30 Hz para lograr que el ventilador gire a 900 rpm.

Se realizan las dos simulaciones utilizando MATLAB© y se presentan los gráficos en el tiempo de las variables involucradas.

Luego, a través de la herramienta de análisis de espectro de frecuencia de MATLAB© se comparan las distorsiones armónicas de cada señal con cada una de las estrategias de modulación.

RESULTADOS

Se efectuaron las simulaciones con una frecuencia de salida de 30 Hz, lo que lleva al ventilador a girar a 900 rpm. Para disminuir el tiempo de simulación antes de llegar al régimen permanente, se utilizó una velocidad inicial del ventilador del orden de las 620 rpm.

En la figura 3 se presenta la tensión de línea sobre el motor para las dos estrategias de simulación.

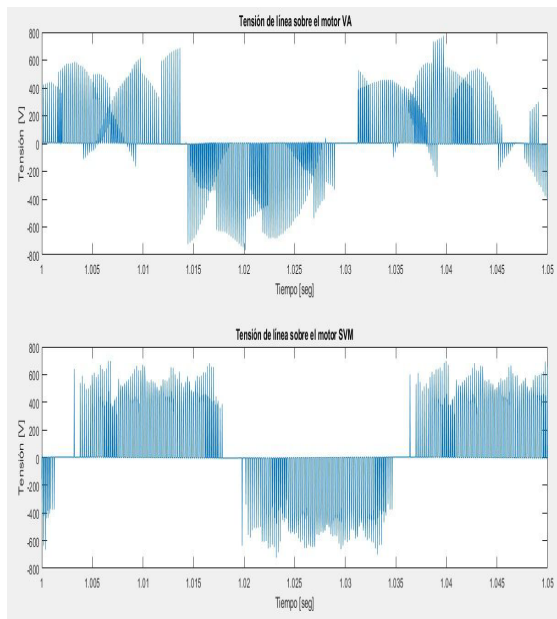


Fig. 3 Tensión de línea sobre el motor

La distorsión armónica total (THD) para esta señal con modulación Venturini Alesina es de 122% con componentes en frecuencias cercanas a 5 KHz del orden de 40% de magnitud referida a la componente de la frecuencia fundamental de 30 Hz. Asimismo, se encuentran componentes subarmónicas alrededor de 10 Hz con un valor de 7% de magnitud con respecto a la componente fundamental.

Para el caso de modulación por SVM se encuentra una THD de 119% con componentes en frecuencias cercanas a 5 KHz del orden de 60% de magnitud referida a la componente de la frecuencia fundamental de 30 Hz. No se aprecian componentes subarmónicas.

Los parámetros utilizados para evaluar las señales son:

- Tiempo de comienzo: 1 s.
- N° de ciclos: 10.
- Máxima frecuencia: 5500 Hz.

Los valores de las THD para la tensión de línea del motor se resumen en la Tabla 1.

Frecuencia	TDH (Tensión sobre la carga)	
	Total	30 Hz
V.A.	122 %	40%
S.V.M	119%	60%

Tabla 1 Valores de Distorsión Armónica

La figura 4 presenta la forma de onda de la componente fundamental de la tensión de línea del motor para los dos métodos de modulación.

A pesar del alto contenido armónico se observa que la tensión tiene el valor de 114V RMS y la frecuencia de 30 Hz definidos por la estrategia de modulación, presentándose en la modulación por SVM

una forma de onda sinusoidal mejor lograda.

La figura 5 representa la forma de onda de la corriente de línea del motor para ambas modulaciones. Para el caso de modulación

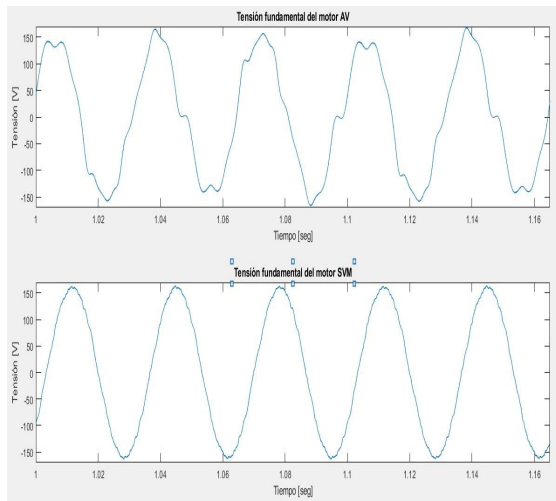
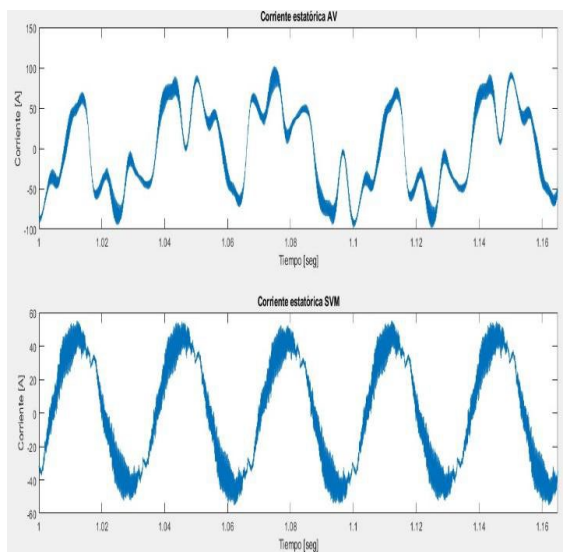


Fig. 4 Tensión fundamental del motor.
Fig. superior.: Venturini Alesina,
Fig, inferior Mod. de Vector Espacial

Venturini Alesina se obtiene una THD de 84%, siendo muy bajo el contenido armónico en frecuencia de 5 KHz. En el caso de la modulación SVM tenemos una



THD de 19% con un contenido armónico en frecuencia de 5 KHz del 10%.

Fig 5. Corriente estática
Fig. superior.: Venturini Alesina,
Fig, inferior Mod. de Vector Espacial
Ambas corrientes presentan contenido armónico, sin embargo, con el método de Venturini Alesina se manifiestan en bajas frecuencias mientras que en el método SVM lo hacen en altas frecuencias.

A los efectos de comparar las formas de onda producidas por la carga de un motor, se presentan las corrientes para una carga trifásica R-L. Las mismas se presentan en la figura 6.

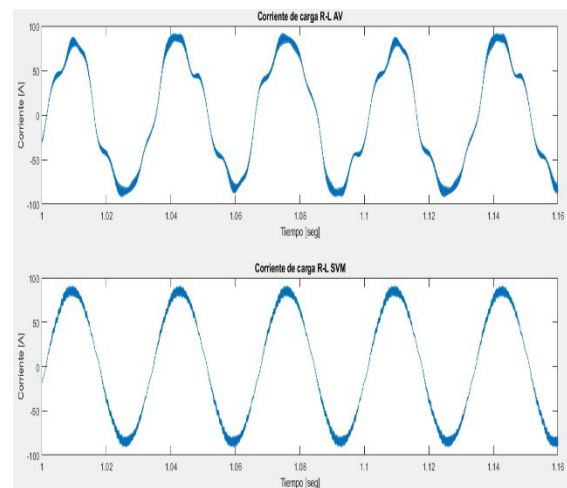


Fig.6 Corriente para carga R-L.
Fig. superior.: Venturini Alesina,
Fig, inferior Mod. de Vector Espacial

Los armónicos de la tensión de línea y de la corriente de línea producen una potencia activa que se refleja en variaciones del par electromagnético que se aprecian en la figura 7 para las dos estrategias de modulación.

El par electromagnético presenta una oscilación en ambos casos con valores medios alrededor de 55 Nm, valor que se

corresponde con el par de la carga y la fricción viscosa.

Para el caso Venturini Alesina se observan valores negativos. Se continuará

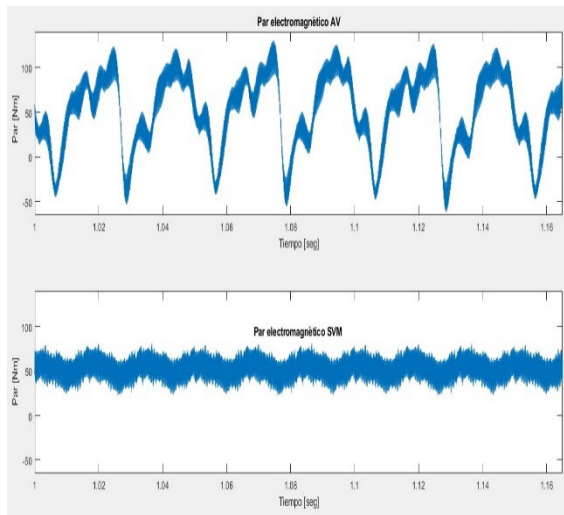


Fig. 7 Par electromagnético.
Fig. superior.: Venturini Alessina
Fig. inferior Mod. de Vector Espacial

analizando en el futuro esta particularidad.

En cambio, en el SVM la oscilación es notoriamente menor, manteniéndose siempre positiva en valores mayores a 20 Nm.

Las variaciones del par se ven reflejadas en la velocidad angular de la máquina con el efecto atenuado por la naturaleza de la carga mecánica que actúa como un filtro pasa bajos. Esto se observa en la figura 8.

La modulación por SVM presenta una respuesta en la velocidad más rápida y mayor estabilidad que el método Venturini Alesina.

La figura 9 presenta la corriente de línea de entrada al CMD para las dos estrategias de modulación.

En el caso Venturini Alesina la corriente está altamente distorsionada por el contenido armónico, llegando la THD al 173% referida a la componente fundamental de 50 Hz, siendo su principal

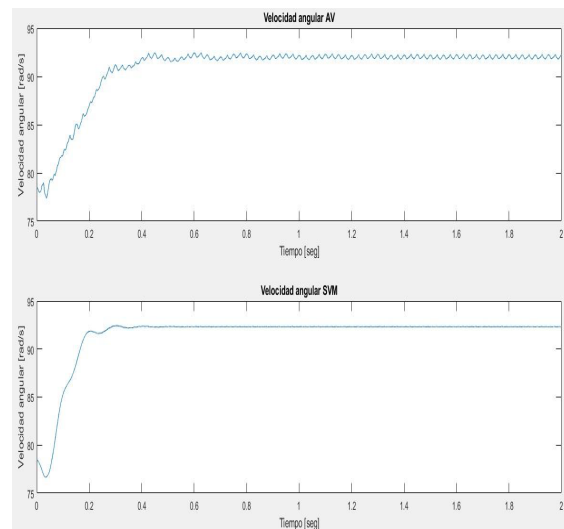


Fig. 8 Velocidad angular.
Fig. superior.: Venturini Alessina
Fig. inferior: Mod. de Vector Espacial

componente en 5 KHz, y la presencia de subarmónicos en 10 Hz con un valor de 40% de la fundamental, en 30 Hz con un valor de 12% y en 90 Hz con un valor de 45%.

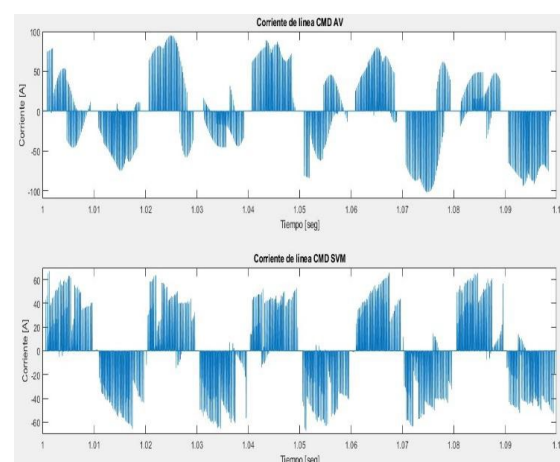


Fig. 9 Corriente de línea CMD.
Fig. superior.: Venturini Alessina
Fig. inferior Mod. de Vector Espacial

En el caso SVM tenemos la THD es menor y llega al 128% referida a la componente fundamental de 50 Hz, con su principal componente por arriba de 5 KHz, también se observa presencia de subarmónicos en 10 Hz con un valor de 8% de la fundamental y en 70 Hz con un valor de 10%.

La figura 10 muestra la forma de onda de la corriente de línea filtrada. Para el caso Venturini Alesina la THD es del orden del 56% con muy poca componente en 5 KHz. Pero persisten los subarmónicos en 10 y 30 Hz con amplitudes del 42 y 14 % respecto de la fundamental de 50 Hz.

En el caso de SVM la THD es del orden del 15% con componentes alrededor de 5 KHz con amplitud del orden de 5% de la fundamental. También se observan subarmónicos en 10 Hz con amplitudes del 6 %.

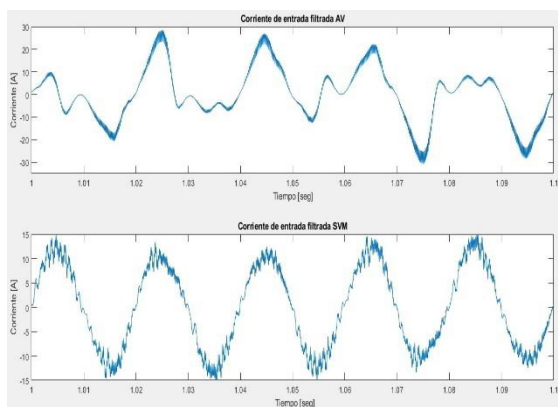


Fig. 10 Corriente de entrada filtrada CMD
 Fig. superior.: Venturini Alessina
 Fig. inferior Mod. de Vector Espacial

Finalmente, la figura 11 presenta la relación entre corriente de línea y tensión de fase de red mostrando el ángulo de desplazamiento de 0°, tal como se preveía.

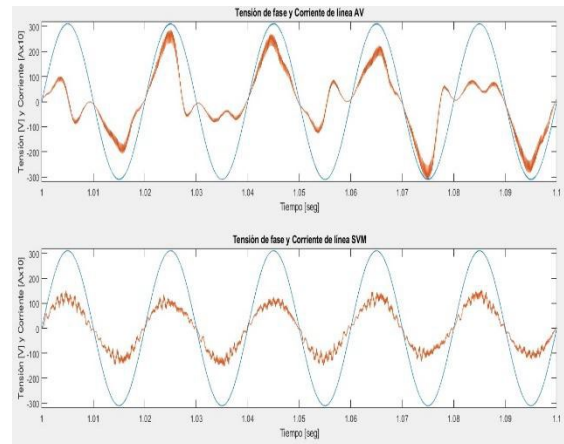


Fig. 11 Tensión de fase y Corriente de línea CMD.

Fig. superior.: Venturini Alessina
 Fig. inferior Mod. de Vector Espacial

Se resumen en la Tabla 2 los valores de THD para todos los casos.

Frecuencia	TDH (Tensión sobre la carga)		TDH (Corriente sobre la carga)		TDH (Corriente de línea)		Corriente de línea filtrada
	Total	30 Hz	Total	5 KHz	50 Hz	10 Hz	50Hz
V.A.	122 %	40%	84%	despreciable	173%	40%	56%
S.V.M	119%	60%	19%	10%	128%	8%	15%

Tabla 2 Valores de Distorsión Armónica

CONCLUSIONES

De la comparación de ambos métodos de modulación se pueden observar las ventajas del método SVM con respecto al método de Venturini Alesina:

- 1) Las señales de corriente en la carga, corriente de línea en la entrada del filtro, par electromagnético y velocidad angular se aprecian con mejor forma de onda y menos distorsión.

- 2) La ganancia de tensión de salida sobre entrada llega a valores de $\frac{\sqrt{3}}{2}$ en lugar de 0.5

Igualmente se aprecian contenidos armónicos y subarmónicos. Se continuará trabajando en mejorar el filtro de entrada para minimizar estos efectos.

De la observación se comprueba en este trabajo el funcionamiento de los dos tipos de modulación destacándose el método SVM como el más indicado. Esto confirma el hecho que sea el método empleado en forma generalizada en los sistemas convencionales de inversores industriales con DC link Sin embargo a efectos de aplicarlo en un circuito con una carga real se deberá continuar el estudio de desarrollo de un filtro de entrada adecuado.

TRABAJO FUTURO

Las futuras acciones serán el desarrollo de la aplicación que constituye el objetivo final del Proyecto, que es la aplicación del CMD con modulación mediante SVM a un sistema de conversión de CA de frecuencia y tensión variable a frecuencia y tensión fijas. Esto incluye el desarrollo del hardware necesario para su implementación real.

Asimismo, a nivel teórico, se continuará el estudio del filtro de entrada, a efectos de diseñar uno adecuado que permita disminuir el contenido armónico en la red o en el generador tanto en una como otra de las dos aplicaciones indicadas en la Introducción.

REFERENCIAS

Matti Jussila, "Comparisson of Space-Vector-Modulated Direct and

Indirect Matrix Converters in Low Power Applications", Thesis (Doctor of Technology), Tampere University of Technology, Tampere Finlandia, 148, (2007).

Jose Rodriguez, Marco Rivera, Johan W. Kolar, Patrick W. Wheeler, "A Review of Control and Modulation Methods for Matrix Converters", IEEE Transactions on Industrial Electronics, VOL. 59, (NO. 1), 58-70, (2012).

J. Rodriguez, E. Silva, R. Burgos, F. Blaabjerk, "Modelling, Analysis and Simulation of Matrix Converters".

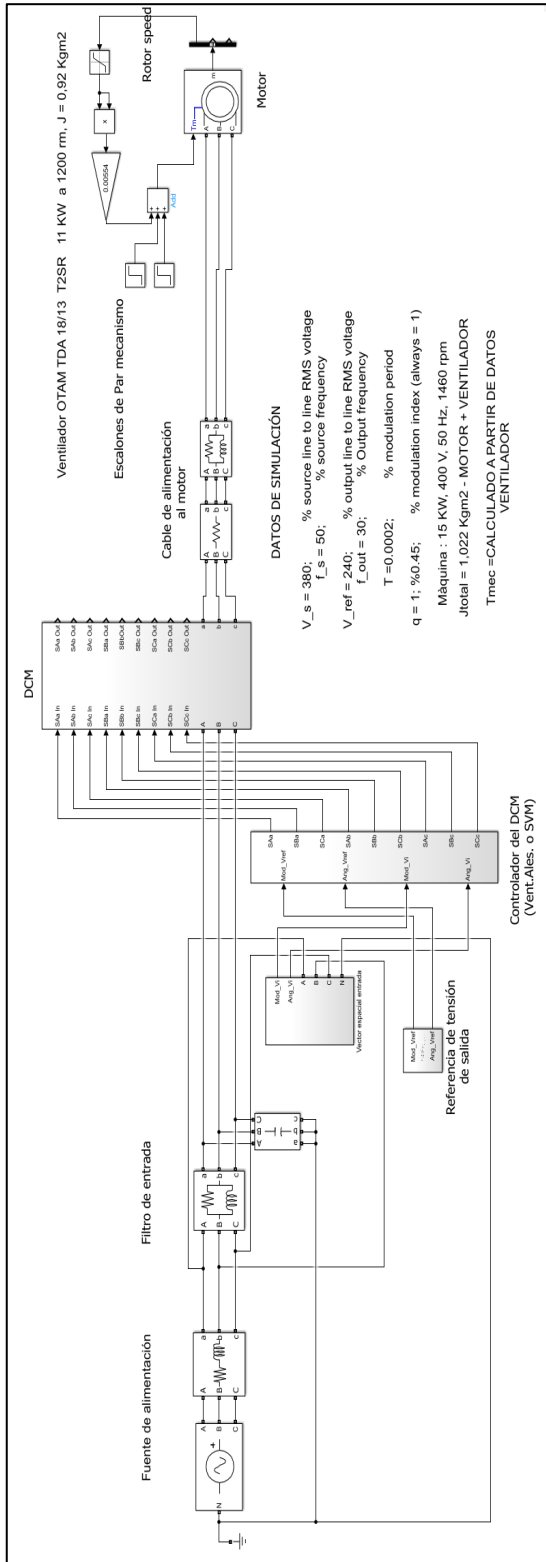
Patrick W. Wheeler, José Rodriguez, Jon C. Clare, Lee Empringham and Alejandro Weinstein, "Matrix Converters: A technology Review", IEEE Transactions on Industrial Electronics, VOL. 49, (NO. 2), 58-70, (2002).

L. Perna, E. Marinucci, E. Elias, G. Pitter, M.. Bernardo, J. Coky "Simulación de una aplicación real de un Convertidor Matricial Directo", 2017

L. Zhang, C. Watthanasarn, W. Sheperd "Analysis and comparison of control techniques for AC-AC matrix converters", IEEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 145, No.4, July 1998

APÉNDICE A

Modelo de Simulación empleado



Estudio de consumos remanentes para la mejora del desempeño energético en una Organización

Pablo A. Angona¹, Jorge R. López¹, Mi Ra Kim¹, Ma. Cecilia D'Andrea¹

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires – Departamento de Ingeniería Eléctrica, Mozart 2300 C1407IVT, C. A. de Bs. As., Argentina, +54-11-4638-8838, pdangona@frba.utn.edu.ar

Resumen – Optimizar la eficiencia energética se basa en detectar, clasificar y evaluar las áreas o sectores de uso y consumo significativo de la energía eléctrica como así también aquellos consumos en donde se presenten remanentes, el actuar sobre estos parámetros permite mejorar el desempeño energético e incrementar la eficiencia energética global en cualquier Organización. Se propone entonces el análisis de un determinado segmento de una instalación eléctrica perteneciente a un proceso productivo industrial buscando optimizar al máximo el rendimiento energético valiéndose para ello de la medición, registro y análisis de parámetros eléctricos como así también de técnicas de medición de mantenimiento preventivo y correctivo. Conocidas las anomalías derivadas de fallas reiterativas en un elemento de consumo determinado y realizando acciones de optimización, se establece para este caso en particular el límite de la eficiencia energética esperable. Una vez realizada la intervención e implementadas las correcciones se cuantifica energéticamente las reducciones de consumo. El objetivo del trabajo es definir un procedimiento que sirva de guía de aplicación de manera de replicarlo en instalaciones eléctricas de procesos productivos.

Palabras claves - Eficiencia; Energía; Gestión; Instalación; Mantenimiento; Variables eléctricas

INTRODUCCIÓN

El desempeño energético de una Organización es un concepto que está relacionado con el uso y consumo de la energía, resulta un elemento clave para asegurar resultados eficaces y mensurables en el tiempo. Los indicadores de desempeño energético y las líneas de base energéticas son elementos interrelacionados que permiten a las Organizaciones demostrar la mejora del desempeño energético total. El trabajo se centra en aquellas Organizaciones familiarizadas con programas de eficiencia energética las cuales aplican sistemáticamente acciones concretas tendientes a maximizar el rendimiento energético de sus procesos productivos o realizan la optimización de consumos asociados a la prestación de servicios.

Las variables económicas, técnicas, medioambientales y sociales se vinculan directamente al consumo energético de una Organización, la cual, evalúa inversiones en cambios tecnológicos sin a veces considerar que los mismos deben ir acompañados de acciones paralelas que contemplen de manera íntegra la instalación eléctrica.

En el caso de Organizaciones que implementan o se encuentran en proceso de Certificación de la Norma IRAM-ISO 50001, la metodología sintética empleada es la de fijar una línea de demanda base, establecer un indicador energético y una meta u horizonte que será alcanzada luego de aplicar un Sistema de Gestión de Energía. La meta fijada por la Organización debe ser “alcanzable” de manera tal de no malversar recursos humanos, económicos, materiales ni financieros.

Surge generalmente el cuestionamiento si este procedimiento es efectivamente la mejor manera de alcanzar el máximo rendimiento energético ya que generalmente la normativa asociada a una certificación describe el “que” se debe realizar, pero no el “cómo” debe hacerse.

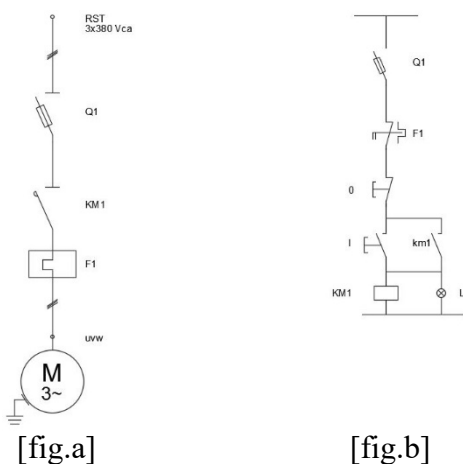
Habiendo desarrollado herramientas y manuales de procedimientos técnicos en los Proyectos de Investigación y Desarrollo denominados “Procedimientos de Evaluación y Calificación Energética en Organizaciones” [1] y “Optimización de la Eficiencia Energética en Organizaciones” [2] radicados en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Buenos Aires, se desarrolla una metodología ejemplificadora de referencia mediante los cuales cualquier Organización puede, sin necesidad de realizar obligatoriamente una Certificación, mejorar y mantener la eficiencia energética de la Instalación.

Se analiza entonces un tramo de la instalación eléctrica de una planta industrial y se demuestra con un caso de ejemplo real las acciones de implementación para pretender alcanzar el máximo rendimiento en eficiencia energética; se establecerá además el procedimiento correctivo acorde y un plan preventivo para evitar que la anomalía se reitere a futuro.

DESARROLLO

Para el análisis del presente trabajo se considera un segmento de la instalación eléctrica entre el tablero seccional y la carga correspondiente al abastecimiento de energía de un equipo determinado que transforma energía eléctrica en mecánica a través de un motor asincrónico trifásico y que forma parte de una de las tres líneas de producción de una empresa metalmeccánica industrial.

El abastecimiento de energía se realiza a través de un tendido en Baja Tensión en un sistema trifásico de 3x380 Vca según esquemas unifilares [fig.a] y de comando [fig.b]



[fig.a]

[fig.b]

La demanda media de potencia activa del equipo, en operación normal del proceso, es de aproximadamente unos 37 kW con picos máximos de 50 kW, estos registros fueron relevados mediante un registrador de variables eléctricas con un periodo de integración en la medición cada 15 minutos a lo largo de un día estableciéndose el perfil de demanda diario [fig.c]

Las variaciones y los picos de demanda son normales y propios del proceso productivo debido a que maneja cargas

variables a lo largo de la operatoria en función del producto que se está elaborando en la línea de producción. El horario de mayor producción se presenta entre las 6:00 hs. y las 21:00 hs



[fig.c] Perfil de demanda diario

La energía diaria fue de aproximadamente 850 kWh y el factor de utilización diario para el caso analizado calculado según fórmula (1) es de 70,8 %

$$FU[\%] = \frac{\text{Energía Total [kWh]}}{\text{Potencia [kW]} \cdot 24[\text{hs}] \cdot \text{periodo}[\text{días}]}$$

(1)

Según consta en el documental de intervenciones del personal de mantenimiento de la Organización, el proceso productivo en evaluación registró a lo largo de un año calendario 3 (tres) salidas de servicio no programadas entre las cuales una de ellas presentó una necesidad de intervención de reparación en los bobinados del motor asociado al proceso por fallas en la aislación producto de un aparente incremento en la temperatura del mismo.

Considerando las salidas de servicio y el costo asociado a las mismas como ser la pérdida de piezas, calibración del proceso, verificación de

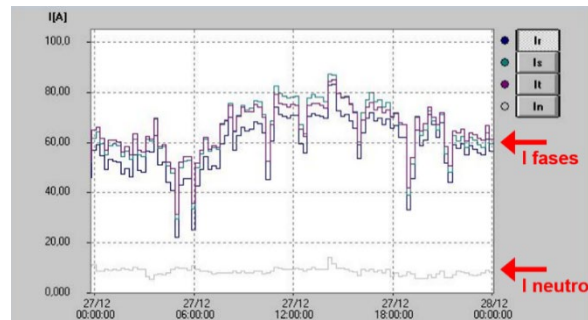
herramientas, scrap, etc., se procede a la instalación de un registrador de variables eléctricas en donde quedará de manifiesto un registro de la totalidad de las variables monofásicas y trifásicas sobre una base de tiempo de manera tal de poder evaluar anomalías dentro de la instalación eléctrica.

En una primera instancia la anomalía que se detecta es una disminución en el nivel de tensión de alimentación a pie de la máquina durante el periodo en el que el proceso se encuentra en máxima carga, se analiza sobre la misma curva la potencia activa y la tensión compuesta trifásica [fig.d]; la medición de parámetros eléctricos también se realiza sobre barra de tablero para determinar si el decremento de tensión es propio del proceso o general de la instalación.



[fig.d] Potencia Activa - Tensión

Al detectar que el decremento de tensión se presenta únicamente sobre la línea de producción analizada se procede a verificar las corrientes de línea detectándose un desbalance en las mismas, tratándose de un motor trifásico esa variación debería ser ínfima y dicho desbalance se manifiesta como la aparición teórica de una corriente de neutro [fig.e].



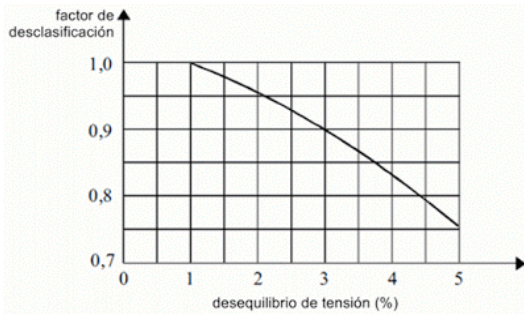
[fig.e] Corrientes de línea

Un desbalance de corrientes en un sistema de distribución trifásico sin neutro es la manifestación de aplicar tensiones desequilibradas lo que equivale a alimentar al motor con tensiones de secuencia inversa; los sistemas inversos crean en los campos giratorios del motor una rotación que es inversa a la del giro del rotor; bajo esta condición el estator induce en el rotor corrientes de frecuencia del doble de la frecuencia de red. Estas corrientes inducidas son las causantes de generar un mayor consumo en el motor, esfuerzos mecánicos, vibraciones y elevación de temperatura de bobinados.

Bajo esta condición, las tensiones inducidas en el rotor hacen que el motor asíncrono trifásico con jaula de ardilla se comporte como un compensador del desequilibrio. La Norma IEC 60034-26 [3] recomienda que la tasa de desequilibrio (2) no exceda el 2%, superado ese límite se desclasifica la potencia nominal [fig.f]. Para el caso analizado la tasa de desequilibrio es del orden del 5,5%

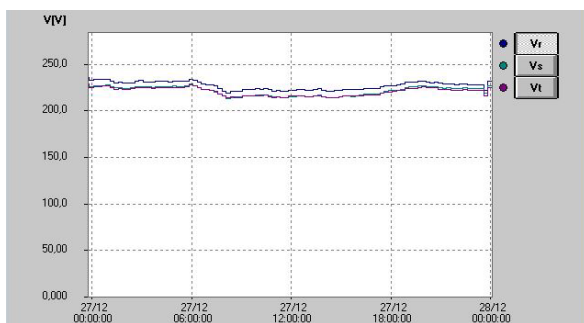
$$\text{deseq. [\%]} = \frac{\text{Máxima desv. de tensión respec de la media}}{\text{Valor medio de tensión}} \cdot 100$$

(2)

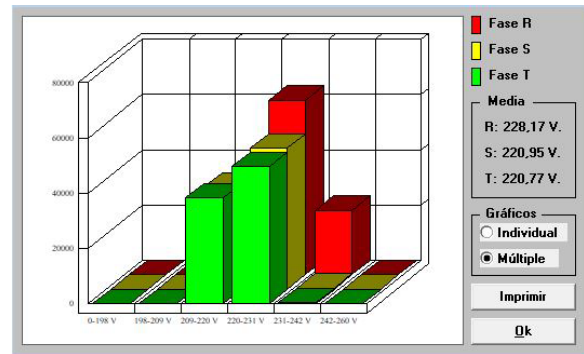


[fig.f] Factor de Desclasificación

Se relevan los valores de tensiones de línea [fig.g] detectándose subtensiones en las fases “S” y “T”, se analiza la distribución de tensiones mediante un histograma para determinar el porcentaje de tiempo que la tensión se mantuvo por debajo de los límites esperables de alimentación [fig.h]



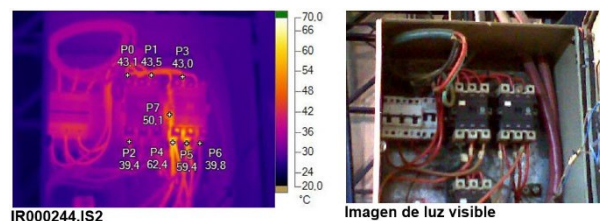
[fig.g] Tensiones de Línea



[fig.h] Histograma de Tensiones

Ante la situación descrita, se procede a realizar el análisis de detección de anomalías, en principio se trabaja sobre el motor realizando la inspección ocular, conexionado, verificación de entrehierro, midiendo la resistencia de devanados, aislación, ensayos en corto circuito y vacío sin detectarse apartamiento alguno.

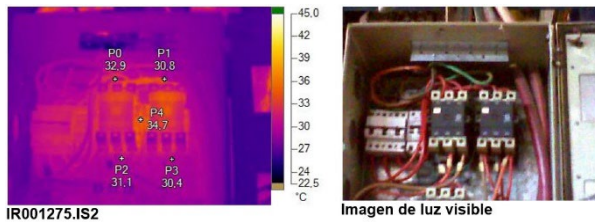
Se inician acciones de mantenimiento predictivo/correctivo mediante la realización de un estudio termográfico de la instalación eléctrica detectándose en el contactor principal una anomalía de nivel 3 (NETA ATS-1999 Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems y NETA MTS-2005 Maintenance Testing Specifications For Electrical Power Distribution Equipment and Systems) en donde dos de los terminales se encuentran con una sobrelevación de temperatura de 38, 35 y 15 °C aproximadamente sobre la temperatura ambiente de 24 °C [fig.i].



[fig.i] Termografía Infrarroja - previo

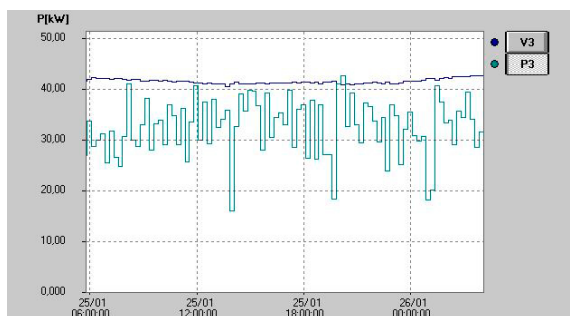
RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realiza la intervención de mantenimiento realizando acciones correctivas de limpieza de contactos del equipamiento, recorte de conductores, rearmado de terminales y eliminación de carbonizaciones y grasitud [fig.j].

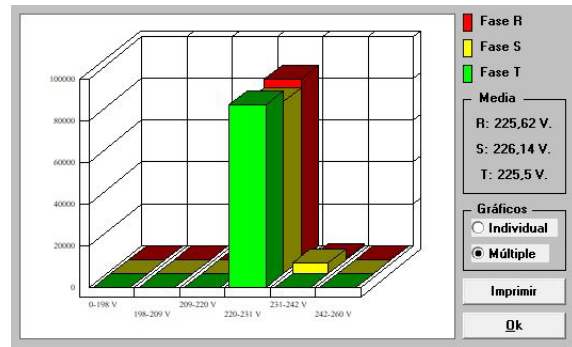


[fig.j] Termografía Infrarroja - posterior

Se procede a realizar nuevamente la medición de variables eléctricas determinándose que, luego de realizada la acción correctiva, el nivel de tensión se mantiene prácticamente constante ante las variaciones de carga y el perfil de demanda no presenta picos más allá de los propios del proceso [fig.k]. El histograma pone de manifiesto que el valor de las tensiones monofásicas se mantuvo para el periodo analizado dentro del 0/+5% del valor nominal [fig.l]



[fig.k] Potencia Activa - Tensión



[fig.l] Histograma de Tensiones

El valor de potencia máximo registrado es de 43 kW, la energía diaria es de aproximadamente 787 kWh y factor de utilización diario calculado según fórmula (1) es de 76,3 %

CONCLUSIONES

El mantenimiento preventivo programado y dirigido a la eficiencia energética es una filosofía que deben necesariamente adoptar las Organizaciones como un complemento a la gestión de mantenimiento y como base en un Sistema de Gestión de la Energía, no existe una metodología detallada de aplicación o un manual de referencia aplicable a todo tipo de instalaciones, con lineamientos técnicos básicos como los descritos en el manual de Procedimientos de Evaluación y Calificación Energética en Organizaciones [1] se puede disponer de herramientas para optimizar y mantener en el tiempo la eficiencia energética.

La eficiencia energética no es una instancia a la cual se llega, es un objetivo alcanzable y debe tener un plan de soporte que garantice incrementar la vida útil del equipamiento, aumentar la

disponibilidad de uso y generar ahorros en concepto de pago de energía eléctrica.

Para el caso analizado, luego de la intervención de mantenimiento correctivo se logra reducir en aproximadamente un 14% el valor de demanda máxima obteniéndose una reducción en la energía total consumida [tabla.1]

Reducción de consumo	63,00	kWh/día
Reducción de pérdidas Joule contacto equip.	1,68	kWh/día
Reducción de pérdidas Joule en conductores	1,23	kWh/día
Total energía diaria	65,91	kWh/día
Total energía anualizada (*)	12.391,08	kWh/año

[tabla.1]

(*) valor anualizado en función de las hs. del proceso productivo/año

Alcanzado el punto óptimo de eficiencia energética para el proceso aquí analizado se puede evaluar la incorporación de nuevas tecnologías para lograr, dentro del proceso de mejora continua, alcanzar el límite de la eficiencia energética con la adquisición de sistemas de variación de frecuencia para la regulación de torque-velocidad o sistema de filtrado y ecualización de alimentadores.

REFERENCIAS

[1] “Procedimientos de Evaluación y Calificación energética en Organizaciones” ENIANBA00003552 D’Angona, Pablo A.; D’Andrea, Ma. Cecilia; López, Jorge R. ISSN 2591-3913, C. A. de Bs. As. (2017).

[2] “optimización de la Eficiencia Energética en Organizaciones” ENIANBA00004848 D’Angona, Pablo A.; López, Jorge R. ISSN 2683-684X, C. A. de Bs. As. (2019).

[3] IEC 60034-26 Rotating Electrical Machines: Effects of Unbalanced Voltages on the Performance of Induction Motors (2006)

National Electrical Manufacturers Association Standard Publications No. MG1-2016. Motors and Generators NETA ATS-1999 - Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems NETA MTS-2005 - Maintenance Testing Specifications For Electrical Power Distribution Equipment and Systems.

ASTM E 1933-99a - Standard Test Methods for Measuring and Compensating for Emissivity Infrared Imaging Radiometers. –

ASTM E 1934-99a - Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography. NFPA 70B-06 - Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance.

Implementación de Algoritmo de Optimización Aplicado Sobre Una Plataforma Industrial de PLC

Maximiliano Carabajal[†], Tomás Kuron[†], Carlos D'Attellis^{†‡}, Patricio Mazzaro[†]

[†]Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Buenos Aires, Mozart 2300, Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-011-4638-8100/8838
mcarabajal@frba.utn.edu.ar

[‡]Centro de Matemática Aplicada, Universidad Nacional de San Martín, Av. 25 de Mayo y Francia, San Martín, Argentina.

Resumen – En el presente trabajo se indicarán los avances logrados en la implementación de un algoritmo de optimización de un controlador a un convertidor de potencia DC/DC, aplicado sobre una plataforma industrial de PLC. Se focalizará sobre el desarrollo del algoritmo mediante texto estructurado, utilizando técnicas que permitan una rápida convergencia al punto de trabajo óptimo del controlador.

El objetivo del trabajo es desarrollar sobre una plataforma ampliamente utilizada en la industria un controlador sencillo, escalable y confiable.

La arquitectura del sistema comprende, por una parte, el modelo del conjunto panel fotovoltaico/conversor DC-DC, y por el otro el controlador, encargado de recibir, procesar y optimizar las variables físicas, y ejecutar las distintas tareas del sistema de control.

Palabras claves - algoritmo; controlador; MPPT; optimización; PLC.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se mostrarán los avances en la implementación de un algoritmo de control para optimizar el punto de trabajo óptimo de un panel fotovoltaico, desarrollado sobre la plataforma de control SIMATIC de Siemens, utilizando un controlador S7-1200 y la plataforma de desarrollo TIA Portal.

Este tipo de algoritmos se denominan MPPT, del inglés Maximum Power Point Tracking, y buscan obtener la máxima extracción de potencia del sistema en todo el rango de operación. Los detalles de la estrategia utilizada se desarrollan en la sección *controlador MPPT*.

La idea de desarrollarlo sobre una plataforma de PLC industrial se basa en la posibilidad que brindan las mismas de: escalabilidad, confiabilidad a largo plazo, y aptitud para ser utilizado en entornos industriales.

En esta etapa, el sistema abordado (esquemático en la figura 1), consta de las siguientes partes:

- Un panel fotovoltaico.
- Un convertidor elevador DC-DC.
- Un controlador (PLC) para la implementación de algoritmo MPPT.
- Una carga de DC representada por un circuito equivalente.

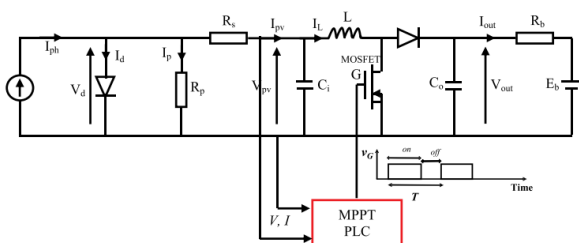


Figura 4. Esquema circuital

Para el desarrollo de la lógica del control y la evaluación del desempeño, se hizo uso del modelado del conjunto panel

fotovoltaico / convertidor DC-DC, el cual se detalla en las secciones *modelo dinámico*. Dicho modelo se ejecuta en tiempo real en el controlador.

DESARROLLO

Modelado de panel fotovoltaico

Para el modelado del panel fotovoltaico, se utilizó el modelo de un diodo. Este modelo, indicado en la figura 2, es válido para una celda fotovoltaica individual, para un módulo (panel fotovoltaico) o para un arreglo que comprende varios módulos. El mismo incorpora una fuente de corriente, que representa la corriente fotovoltaica (I_L) producida por la irradiancia solar sobre el panel fotovoltaico. En paralelo con la fuente de corriente, se encuentra un diodo, el cual caracteriza la juntura del material semiconductor de la celda fotovoltaica (corriente de saturación I_0 a través del diodo debido a la recombinación). A su vez, se incorpora al modelo una resistencia serie (R_s), la cual representa las pérdidas internas tales como pérdidas en soldaduras entre celdas, interconexiones, cajas de conjunción, etc., y una resistencia en paralelo (resistencia shunt, R_{sh}), que tiene en cuenta la fuga de corriente a través de la junta p-n.

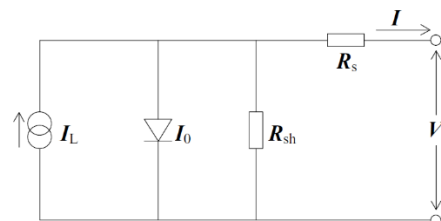


Figura 2. Modelo de 1 Diodo

De esta manera, la ecuación de la corriente I queda definida implícitamente por la siguiente ecuación:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{V+IR_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

$$a \equiv \frac{N_s n_i k T_c}{q} \quad (2)$$

Donde a representa el factor de idealidad modificado, que depende del número de celdas en serie (N_s), n_i el factor de idealidad común del diodo, el cual toma un valor entre 1 y 2 y es dato del fabricante, k es la constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/K), T_c es la temperatura de la celda en Kelvin y q es la carga del electrón (1.602×10^{-19} coulomb).

El fabricante del panel fotovoltaico, indica los valores característicos en condiciones normales de ensayo (STC, Standard Test Conditions), esto es, con una irradiancia de 1000 W/m^2 y una temperatura ambiente de 25°C . Estos valores generalmente son la corriente de corto circuito (I_{sc} , short circuit current), la tensión a circuito abierto (V_{oc} , open circuit voltage), la potencia pico (P_{max} , peak power o maximum power point), la corriente en el punto de operación a máxima potencia (I_{mpp} , maximum power point current) y la tensión en el punto de operación a máxima potencia (V_{mpp} , maximum power point voltage). En este trabajo los valores anteriores serán indicados con el subíndice ref, el cual indica valores de referencia en condiciones STC. Frecuentemente es indicado por el fabricante también la cantidad de celdas conectadas en serie (N_s), y los coeficientes de variación de corriente y tensión en función de la temperatura (indicados en este trabajo como $\alpha_{I_{sc}}$ y $\mu_{V_{oc}}$ respectivamente).

La corriente I_{0ref} de saturación inversa del diodo se calcula a partir de la ecuación (1), para la tensión de circuito abierto, a partir de los valores de referencia (STC):

$$I = 0, V = V_{ocref}$$

$$0 = I_L - I_{0ref} \left[e^{\frac{V_{ocref}}{a_{ref}}} - 1 \right] - \frac{V_{ocref}}{R_{shref}}$$

$$I_{0ref} = \frac{I_L + \frac{V_{ocref}}{R_{shref}}}{\left[e^{\frac{V_{ocref}}{a_{ref}}} - 1 \right]} \quad (3)$$

La corriente fotovoltaica I_{Lref} también se calcula a partir de la ecuación (1), para la corriente de cortocircuito, a partir de los valores de referencia (STC):

$$I = I_{scref}, V = 0$$

$$I_{scref} = I_{Lref} - I_{0ref} \left[e^{\frac{I_{scref} \cdot R_{sref}}{a_{ref}}} - 1 \right] - \frac{I_{scref} \cdot R_{sref}}{R_{shref}}$$

$$I_{Lref} = I_{scref} \cdot \left(1 + \frac{R_{sref}}{R_{shref}} \right) + I_{0ref} \left[e^{\frac{I_{scref} \cdot R_{sref}}{a_{ref}}} - 1 \right] \quad (4)$$

El valor de corriente I_L , es ajustado a la irradiancia sobre el panel fotovoltaico:

$$I_L = G_{pu} \left[I_{Lref} + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T - T_{ref}) \right] \quad (5)$$

donde $G_{pu} = G/1000$ es la irradiancia solar en por unidad, con 1000 W/m^2 como valor base (condiciones STC), I_{Lref} es la corriente de cortocircuito en condiciones STC, $\alpha_{I_{sc}}$ es el coeficiente de corrección por temperatura referido a condiciones STC, el cual es dato del fabricante, y la diferencia $\Delta T = (T - T_{ref})$, representa la variación de temperatura de la celda T_c con respecto a las condiciones STC. En la figura 3 se observa la variación de corriente, en función de la tensión de operación a distintos valores de irradiancia.

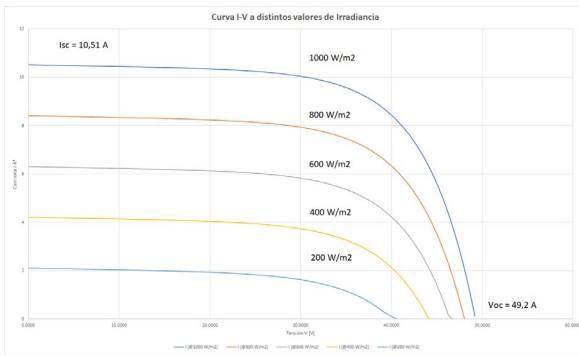


Figura 3. Curvas I-V a distintos valores de Irradiancia.

El valor de I_0 es también ajustado a la temperatura de operación del panel fotovoltaico:

$$I_0 = I_{0ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g}{T} \Big|_{T_{ref}} - \frac{E_g}{T} \Big|_{T_c} \right) \right] \quad (6)$$

A su vez, el valor de a y el valor de T_c , se encontrarán afectados por la temperatura de operación del panel, siendo a_{ref} y T_{cref} , los valores de factor de idealidad y temperatura de celda correspondientes a los valores de referencia (STC).

El valor de a para las condiciones de operación quedará definido como:

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{cref}}$$

$$a = \frac{T_c}{T_{cref}} \cdot a_{ref} \quad (7)$$

Por otro lado, la tensión V es la tensión en bornes del panel fotovoltaico, y depende de la temperatura de operación del panel. De esta manera, el valor de V_{ocref} establecido en condiciones STC es afectado por el coeficiente de temperatura de tensión a circuito abierto μ_{Voc} , dato del fabricante:

$$\mu_{Voc} = \frac{\partial V}{\partial T} \Big|_{I=0} \approx \frac{V_{ocref} - V_{ocTc}}{T_{ref} - T_c}$$

$$V_{ocTc} = V_{ocref} - \mu_{Voc} \cdot (T_{ref} - T_c) \quad (8)$$

En este trabajo se consideró el panel Kyocera KC200GT, cuyas especificaciones son las siguientes:

- Potencia máxima a STC: 200 W
- Tensión a potencia máxima: 26.3 V
- Corriente a potencia máxima: 7.61 A
- Tensión a circuito abierto: 32.9 V
- Corriente de cortocircuito: 8.21 A
- Celdas en serie: 54
- Celdas en paralelo: 1
- Factor de idealidad: 1.3
- Temperatura de referencia: 25 °C
- Irradiancia de referencia: 1000 W/m²
- Coeficiente de temperatura de tensión: 0.123 V/°C
- Coeficiente de temperatura de corriente: 0.00318 A/°C

Para resolver la ecuación implícita (1), se utilizó un script en Python, el cual proporciona el valor de corriente para cada valor de tensión de trabajo, teniendo en cuenta los valores de irradiancia y temperatura ambiente. De esta manera, al variar cualquiera de estos tres últimos parámetros, obtendremos el valor de corriente que brindará el panel fotovoltaico.

Resolviendo la ecuación implícita, se obtiene la curva I-V del panel fotovoltaico, la cual posee dos puntos característicos, el punto ($I_{sc}; 0$), donde la corriente sobre el panel es la máxima, y la tensión en el panel es igual a cero, y el otro punto, es donde la corriente es 0, y la tensión es V_{oc} .

Aparece otro punto característico, llamado MPP (Maximum Power Point), que es el punto de operación para el cual la potencia generada en el panel es máxima. A este punto, se le corresponde el valor de corriente I_{mpp} y un valor de tensión V_{mpp} . Estos puntos característicos se observan en la curva P-V (figura 4):

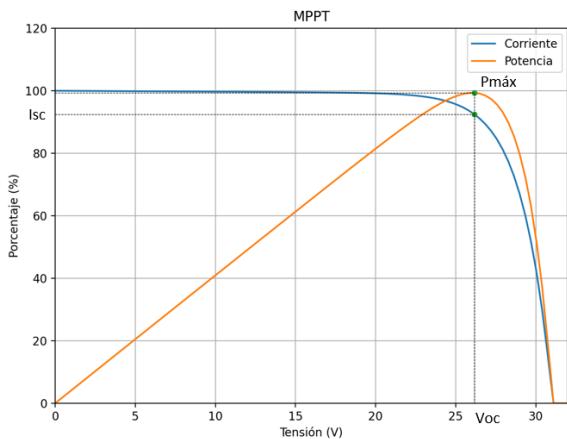


Figura 4. Curvas I-V y P-V

De los valores de I y V obtenidos en el modelado del panel fotovoltaico se obtienen los valores máximos de potencia esperados:

G [W/m ²]	200	400	600	800	1000
T [°C]	Potencia máxima [W]				
25	34.4	73.7	114.5	156.2	198.7
45	27.7	60.2	94.2	129.2	164.8
65	21.0	46.5	73.7	102.0	130.9

Tabla 1. Valores de potencia máxima

Controlador MPPT

Los valores de I y V obtenidos en el modelado del panel fotovoltaico serán los que ingresen al controlador MPPT, el cual permitirá obtener la potencia máxima disponible en el panel fotovoltaico bajo distintas condiciones ambientales.

Existen diferentes algoritmos para localizar el punto MPP propuestos en la literatura, los cuales varían en diferentes aspectos tales como complejidad de implementación, sensores requeridos, rango de efectividad, costo, velocidad de convergencia, correcta localización del MPP con variación de condiciones ambientales, entre otros. Algunos trabajos incluyen recopilación y comparativa.

Para la simulación realizada en este artículo, por simplicidad del algoritmo y de implementación al utilizar solamente un sensor

de tensión y uno de corriente, se adoptará el método de perturbar y observar (Perturb and Observe, P&O).

En el método P&O se mide periódicamente la tensión del enlace de DC entre el panel fotovoltaico y el convertidor, y se compara con la diferencia entre la potencia de salida actual y la medida previamente. Si el incremento de potencia ΔP es positivo, la perturbación en el punto de operación (tensión del enlace de DC) debe ir en la misma dirección del incremento. En cambio, si ΔP es negativo, el punto de operación obtenido se aparta del MPPT y la tensión de referencia debe ir en la dirección opuesta al incremento. El proceso se repite iterativamente, hasta alcanzar el punto $dP/dV=0$ donde se encuentra el MPPT.

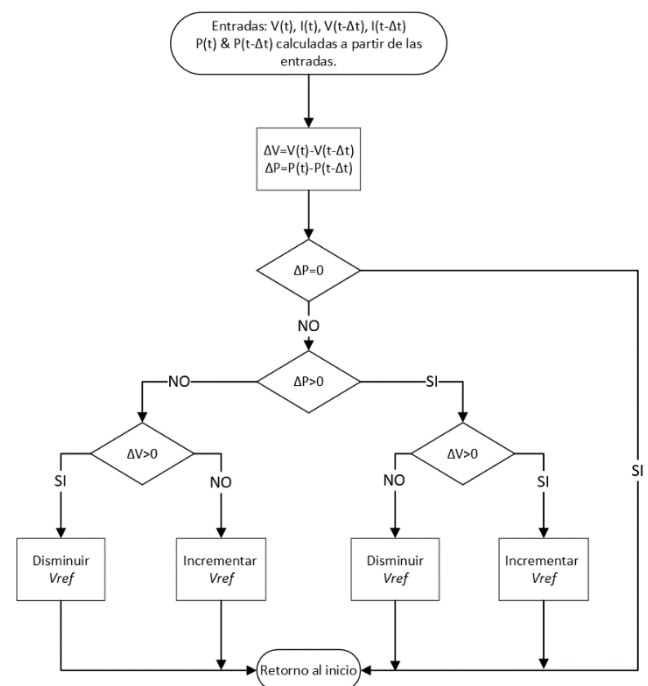


Figura 5. Diagrama de flujo del algoritmo P&O

El tiempo de ejecución del algoritmo es relativamente bajo, pero al llegar a las cercanías del MPP, el algoritmo no se detiene allí, si no que continúa perturbando a uno y a otro lado del máximo. Esto puede resolverse mediante el ajuste de un error límite o una función de espera.

```

21
22 // P&O algorithm
23 IF #pAvg - #pAvgOld > 0 THEN
24     IF #vAvg - #vAvgOld > 0 THEN
25         #duty := #duty - #DELTA_DUTY;
26     ELSE
27         #duty := #duty + #DELTA_DUTY;
28     END_IF;
29 ELSE
30     IF #vAvg - #vAvgOld > 0 THEN
31         #duty := #duty + #DELTA_DUTY;
32     ELSE
33         #duty := #duty - #DELTA_DUTY;
34     END_IF;
35 END_IF;
36
37 // Duty cycle saturation
38 IF #duty > #MAX_DUTY THEN
39     #duty := #MAX_DUTY;
40 ELSIF #duty < #MIN_DUTY THEN
41     #duty := #MIN_DUTY;
42 END_IF;
    
```

Figura 6. Segmento de implementación de P&O en SCL

Modelo dinámico

A partir del esquema circuital de la figura 1, y utilizando un modelado promediado del convertidor tipo “boost”, surge el siguiente modelo:

$$C_i \frac{dv_{pv}}{dt} = i_{pv} - i_L \quad (8)$$

$$L \frac{di_L}{dt} + (1 - d)v_o = v_{pv} \quad (9)$$

$$C_o \frac{dv_o}{dt} = (1 - d)i_L - \frac{v_o - E_b}{R_b} \quad (10)$$

Donde la corriente i_{pv} es calculada a partir de la tensión v_{pv} y de las condiciones ambientales de temperatura T y la irradiancia G con el modelo implícito de la ecuación (1), a través de método de la secante. En cuanto al valor de modulación d es actualizado periódicamente por el controlador MPPT. El resto de los parámetros: L, C_i, C_o, R_b, E_b son constantes del sistema, R_b y E_b son los parámetros de un sistema equivalente capaz de absorber toda la potencia generada por el sistema.

Para resolver el sistema en tiempo de ejecución dentro del controlador (PLC) se implementó el método de Runge-Kutta de orden 4.

```

ControlMPPT > PLC_1 [CPU 1212C DC/DC] > Program blocks
// Valores K del metodo de Runge-Kutta 4
1 #dxdt(i_L := #x1,
2     v_FV := #x2,
3     v_O := #x3,
4     i_FV := #u1,
5     E_b := #u2,
6     d := #u3,
7     di_Ldt => #k1_1,
8     dv_FVdt => #k1_2,
9     dv_Odt => #k1_3);
11
12 #dxdt(i_L := #x1 + #k1_1 * #step / 2,
13     v_FV := #x2 + #k1_2 * #step / 2,
14     v_O := #x3 + #k1_3 * #step / 2,
15     i_FV := #u1,
16     E_b := #u2,
17     d := #u3,
18     di_Ldt => #k2_1,
19     dv_FVdt => #k2_2,
20     dv_Odt => #k2_3);
21 #dxdt(i_L := #x1 + #k2_1 * #step / 2,
22     v_FV := #x2 + #k2_2 * #step / 2,
23     v_O := #x3 + #k2_3 * #step / 2,
24     i_FV := #u1,
25     E_b := #u2,
26     d := #u3,
27     di_Ldt => #k3_1,
28     dv_FVdt => #k3_2,
29     dv_Odt => #k3_3);
    
```

Figura 7. Segmento del sistema modelado en el PLC

Name	Data type	Default value	Retain	Accessible f...	Writa...	Visib
Input						
i_L	LReal	0.0	Non-retain			
v_FV	LReal	0.0	Non-retain			
v_O	LReal	0.0	Non-retain			
i_FV	LReal	0.0	Non-retain			
E_b	LReal	0.0	Non-retain			
d	LReal	0.0	Non-retain			
Output						
di_Ldt	LReal	0.0	Non-retain			
dv_FVdt	LReal	0.0	Non-retain			
dv_Odt	LReal	0.0	Non-retain			

```

1 #di_Ldt := #v_FV / #L - (1 - #d) / #L * #v_O;
2 #dv_FVdt := -#i_L / #C1 + #i_FV / #C1;
3 #dv_Odt := (1 - #d) / #Co * #i_L - 1 / (#Rb * #Co) * #v_O + 1 / (#Rb * #Co) * #E_b;
    
```

Figura 8. Segmento del sistema modelado en el PLC

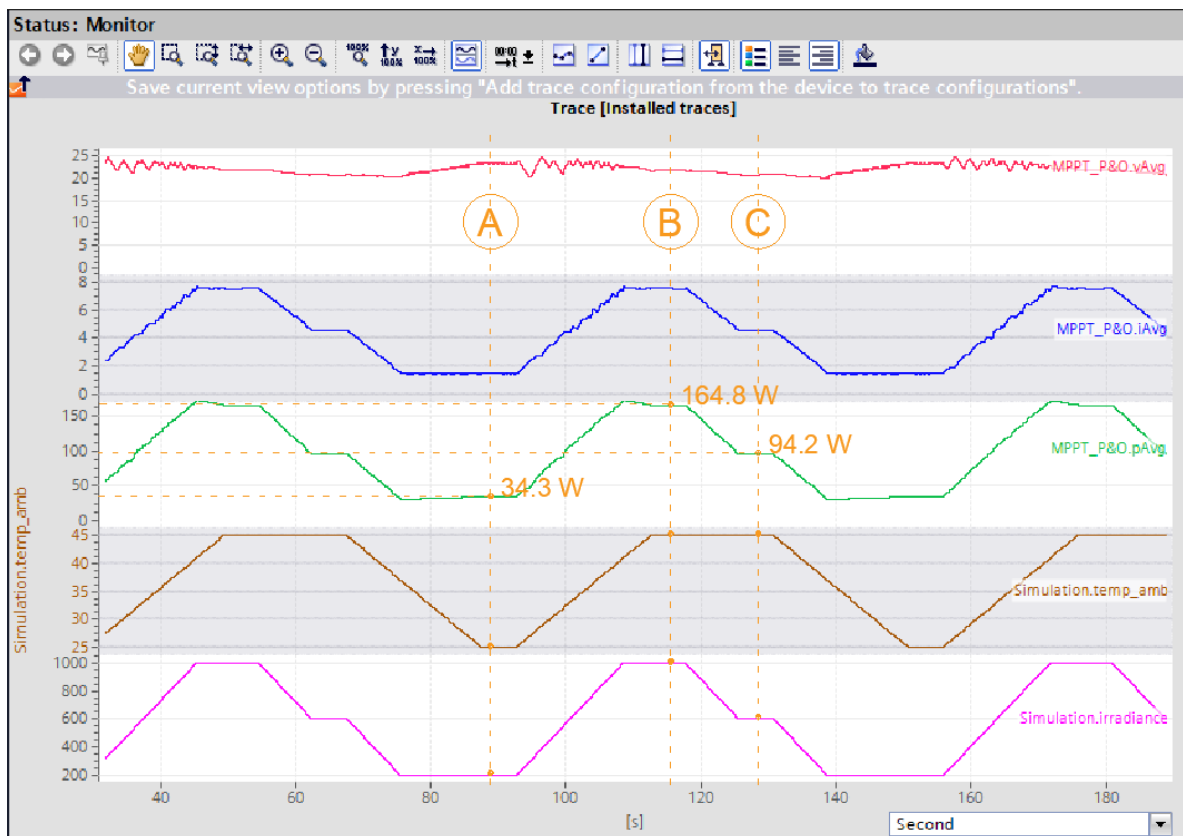


Figura 9. Segmento del sistema modelado en el PLC

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para evaluar el desempeño de la lógica de control se generó una secuencia que cambia las condiciones ambientales (temperatura e irradiancia) que ingresan al modelo del sistema. De esta manera, se puede observar la respuesta del controlador.

La excitación utilizada varía las condiciones entre los siguientes tres puntos:

Punto	Excitación		Respuesta
	T [°C]	G [W/m ²]	P [W]
A	25	200	34.3
B	45	1000	164.8
C	45	600	94.2

Tabla 2. Puntos estables obtenidos

La respuesta del sistema puede verse en la figura 9, donde se observa un correcto seguimiento del sistema de control respecto de punto óptimo de operación. Se obtienen valores similares a los calculados en la tabla 1.

CONCLUSIONES

Como primera conclusión, se pudo validar el algoritmo P&O implementado sobre un controlador industrial. Para los casos evaluados, no se observan oscilaciones ni tampoco inestabilidades, lo que permite avanzar hacia una futura implementación contra un modelo físico real de panel fotovoltaico.

Por otra parte, respecto a la implementación del código, se sacó provecho de las facilidades y bondades que brinda el lenguaje de texto estructurado, SCL (Structured Control Language) en el caso de la plataforma de Siemens TIA Portal, para este tipo de

implementaciones, las cuales puede resultar poco amigables si son desarrolladas en lenguaje de programación gráfico LADDER.

Asimismo, se logró implementar un modelo dinámico en tiempo real sobre un PLC compacto (S7-1212C), cuyo tiempo de paso de cálculo es de 1 mseg. Esto fue implementado a través de una tarea cíclica ejecutada cada 10 mseg., la cual calcula 10 puntos consecutivos de la respuesta del sistema. Este tiempo resulta suficiente dado que el controlador MPPT actualiza la salida cada 100 mseg., y utiliza variables medidas promediadas a lo largo de ese periodo de tiempo. Esto último se realiza para tener estabilidad en las lecturas de las variables, y disminuir el posible impacto del ruido. Esta estrategia puede resultar de mucha utilidad para evaluar algoritmos de control cuando no se dispone del sistema físico, o durante la fase de desarrollo y depuración.

REFERENCIAS

- Askarzadeh A. (2012). Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms. *Solar Energy*, 86 (2012), páginas 3241-3249. doi: 10.1016/j.solener.2012.08.018
- Beckman, W., Duffie, J., (2013). Design of Photovoltaic Systems. En Beckman, W., Duffie, J., *Solar Engineering of Thermal Processes* (pp. 749-750). New Jersey, Estados Unidos de América: John Wiley & Sons.
- Cubas J. (2014). Explicit Expressions for Solar Panel Equivalent Circuit Parameters Based on Analytical Formulation and the Lambert W-

Function. *Energies*, 7 (7), páginas 4098-4115. doi: 10.3390/en7074098

De Soto W. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80 (2006), páginas 78-88. doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010

Echeverría, N. (2014). Extracción de parámetros de un panel solar utilizando algoritmos genéticos. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 34 (2014), páginas 21-28. Recuperado de: <http://portalderevistas.unsa.edu.ar/ojs/index.php/erma/article/view/1436/1387>

Eckstein. Solar Energy Laboratory MS and Ph. D Theses. University of Wisconsin – Madison (1990). Eckstein1990.pdf. Recuperado de <https://minds.wisconsin.edu/bitstream/handle/1793/45596/Eckstein1990.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Elbarbary M. (2021). Review of maximum power point tracking algorithms of PV system. *Frontiers in Engineering and Built Environment*, 1 (1), páginas 68-80. doi: 10.1108/FEBE-03-2021-0019

Erickson, R., Maksimovic, D. (2020). Principles of Steady-State Converter Analysis. En Erickson, R., Maksimovic, D., *Fundamentals of Power Electronics* (pp. 15-42). Suiza: Springer International Publishing AG Switzerland.

Hlaili M. (2016). Comparison of Different MPPT Algorithms with a Proposed One Using a Power Estimator for Grid Connected PV Systems. *International Journal of Photoenergy*, 2016 (Article ID

1728398), páginas 1-11. doi: 10.1155/2016/1728398

Naeijian M. (2021). Parameter estimation of PV solar cells and modules using Whippy Harris Hawks Optimization Algorithm. *Energy Reports*, 7 (2021), páginas 4047-4063. doi: 10.1016/j.egy.2021.06.085

Orioli A. (2020). An accurate one-diode model suited to represent the current-voltage characteristics of crystalline and thin-film photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 145 (2020), páginas 725-743. doi: 10.1016/j.renene.2019.06.074

Salas V. (2006). Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90 (2006), páginas 1555-1578. doi: 10.1016/j.solmat.2005.10.023

Sanz Morales. Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications. Aalto University School of Science and Technology, Faculty of Electronics, Communications and Automation. (2010). urn100399.pdf. Recuperado de <http://lib.tkk.fi/Dipl/2010/urn100399.pdf>

Sengar S. (2006). Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic System: A Review. *International Review of Applied Engineering Research*, 4 (2), páginas 147-154. Recuperado de http://www.ripublication.com/iraerspl/iraerv4n2spl_10.pdf

Stornelli V. (2019). A New Simplified Five-Parameter Estimation Method for Single-Diode Model of Photovoltaic

Panels. *Energies*, 12 (22), páginas 4271.
doi: 10.3390/en7074098

Sumathi S., Ashok Kumar L., Surekha P. (2015). Application of MATLAB/SIMULINK. En Sumathi S., Ashok Kumar L., Surekha P., *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems* (pp. 71-83). Suiza: Springer International Publishing AG Switzerland.

Valderrama F. (2011). Análisis, simulación y control de un convertidor de potencia DC- DC tipo boost. *Ingenium*, 12 (24), páginas 44-55. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5038442.pdf>

Vergura S. (2016). A Complete and Simplified Datasheet-Based Model of PV Cells in Variable Environmental Conditions for Circuit Simulation. *Energies*, 9 (5), páginas 326. doi: 10.3390/en9050326

Youness Ouberri, Hanane Yatimi, Elhassan Aroudam (2019). Design of a robust sliding mode controller for MPPT based on automation PLC for PV applications, *International Transactions on Electrical Energy Systems*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/339141939_Design_of_a_robust_sliding_mode_controller_for_MPPT_based_on_automation_PLC_for_PV_applications

Revisión de la aplicación del túnel de Viento en sistemas escalados

Dr. Ing. di Prátula H.R.¹ - Ing. Eduardo Malchiodi¹ - Mg Ing. Marcelo Antón¹ - Fausto di Prátula² Mauren Abril Bilbao Yeska³ - - Zanfagnini Eliana³- Alexis Martinez³ - Oga Juan José⁴

¹Investigadores del GESE UTN FRBB ²Estudiante UTN Dpto. Ing. Mecánica ³Becarios UTN GESE

⁴UNS Dpto.Ingeniería

Resumen – Se propone el diseño de una microturbina eólica con generador de flujo axial como complemento de otros tipos de generación en Microredes de Energías Renovables para aplicaciones de generación eléctrica distribuida. El equipo estará destinado para usuarios residenciales, los cuales se encuentren aislados eléctricamente del sistema argentino de interconexión. El diseño de la microturbina está fundamentado en un diseño prototipo del tipo Giromill acoplado a un generador de flujo axial, el cual tiene bajos costos de construcción y mantenimiento, lo que la hace de gran utilidad para uso doméstico. Dicho estudio presentará un análisis de las características de los vientos en la zona, lo que permitirá justificar el tipo de microturbina elegida. Además, se realizará el estudio teórico para el diseño de la microturbina eólica, que servirá para determinar cuál es la energía mecánica disponible en eje de la microturbina. Lo que finalmente usaremos para poder determinar la energía eléctrica disponible en bornes del generador.

Palabras claves - Distribuida; Energía; Eléctrica; Eólica; Generación; Microturbina; MicroRed; Renovables.

I - INTRODUCCIÓN

Los trabajos relacionados con los perfiles alares analizan aspectos relacionados al formato de las palas, aplicadas tanto en generadores eólicos (aerofoils) como hidrocineéticos (hydrofoils). En referencias [Abdullah Muratoglu, M. Ishak Yuce, (2015), "Performance Analysis of Hydrokinetic Turbine Blade Sections" y Abdullah Muratoglu, Mehmet Ishak Yuce and Musa E?it (2016), "Foil Generation Inspiring from Nature"] analizan la generalidad de los parámetros importantes de los perfiles alares y ejemplifican con algunos perfiles NACA.

Dado que en la actualidad es posible crear perfiles por computación buscando mejorar los perfiles definidos, la búsqueda es intensa, aunque efectiva solo a veces. Los perfiles alares NACA son los mas usados siendo la contrapartida los perfiles rusos TsAGI. Por lo que se cuenta con suficiente material sobre perfiles alares para decidir el conveniente para cada aplicación.

Tanto toberas como difusores, rodetes, elementos de transmisión mecánicos están desarrollados y son característicos, por lo que su elección es sencilla.

En cambio el generador admite mayor variabilidad en su elección, siendo factible analizar los generadores de flujo radial o axial existentes con imanes permanentes o bobinados de excitación. En nuestro caso se utilizaría el generador de flujo transversal de invención del grupo.

El impacto ambiental del sistema sobre el ecosistema se efectuaría especialmente conducente a la a la aplicación que se indica para este trabajo de investigación.

En proyectos específicos de diseño de una turbina hidrocineética ya analizaados por el grupo a utilizar tanto en agua dulce (río) como salada

(mar) estableciendo pudo observarse la necesidad de contar con túnel de viento para poder ensayar las diferentes condiciones de los perfiles alares en el tiempo cuando son colonizadas con el fin de mejorar la elección sobre una base real utilizando la Teoría del impulso del elemento de pala (BEMT).

El rediseño del túnel ya ha sido calculado y faltan solamente: la construcción y los ensayos sobre perfiles alares tanto sin contaminar como colonizados.

Se prevee realizar un túnel a partir del existente de tipo educacional y sin dañarlo para tales fines, sino que se realizarán las modificaciones de modo tal que se podrán acoplar y retirar al momento de cambiar su función para no perder su objetivo original.

Como primer paso se efectuara el rediseño de un túnel de viento de bajo y muy bajo N° Reynolds a partir de los componentes de uno preexistente del cual se utilizará la planta de poder con su unidad de control y sus soportes y bancadas.

Las modificaciones corresponden a la construcción de la tobera de admisión y descarga y la cámara de ensayo con sus utillajes y sensores.

El túnel permitirá ensayar perfiles aerodinámicos de hasta 250 mm de cuerda a un N° Re de entre 10.000 a 100.000 en un flujo tanto laminar como turbulento, obteniendo valores de distribución presión, comportamiento de capa limite y valores de esfuerzos en dos ejes (Sustentación y resistencia)

II - DESARROLLO

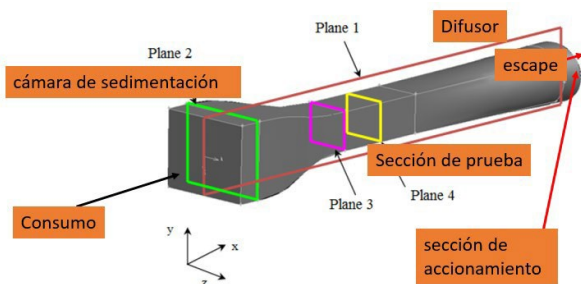
En el túnel, se puede controlar cuidadosamente las condiciones de flujo que afectan las fuerzas en el alabe a ensayar (depende del fluido). Al realizar mediciones cuidadosas de las fuerzas en el modelo, se puede predecir las fuerzas en el elemento a escala real. Y mediante el uso de técnicas de diagnóstico especiales, podemos comprender mejor y mejorar el rendimiento del dispositivo ensayado, sea un álabe (fluidos diversos) o un ala de avión.

Pero es importante conocer que el túnel tiene un objetivo definido que orienta su diseño incluso la velocidad del fluido. En nuestro caso es un túnel de viento subsónico.

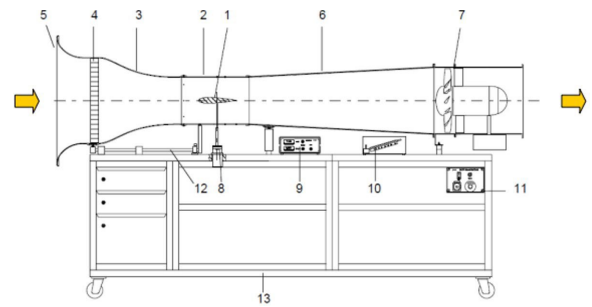
Así como la velocidad del fluido define el túnel su geometría también es importante. Por ejemplo, un túnel abierto en ambos extremos y que extrae aire de la habitación hacia la sección de prueba se denomina túnel de retorno abierto. Nuestro caso está enmarcado en estas condiciones.

Generalmente al túnel de este tipo se lo denomina tipo Eiffel y está compuesto de una tobera, en la sección de prueba, un difusor y una unidad impulsora. El trabajo principal de este túnel de viento es una succión directa del aire atmosférico que se encuentra fuera del túnel de viento llevado a la cámara de sedimentación del túnel y continuó hasta el final del túnel de viento utilizando una unidad de conducción y luego el aire se expulsa a la atmósfera.

La posición de las unidades motrices puede estar en el extremo aguas abajo donde el túnel se opera como túnel de succión, mientras que de lo contrario se denominaría túnel de purga. El túnel de succión es más preferido en un diseño por una razón de calidad flujo de aire (ver figura).



En nuestro caso se propone remodelar un túnel sin modificar sus condiciones iniciales ya que se remodelará mediante elementos adicionales y que pueden ser retirados para recuperar el túnel educativo original (ver figura).



- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1 Modelo | 8 Transductor de fuerza electrónico de dos componentes |
| 2 Tramo de medición | 9 Amplificador de la medición con indicación de la fuerza |
| 3 Tobera | 10 Manómetro de tubo inclinado para velocidad del aire |
| 4 Reja enderezadora de corrientes | 11 Caja de distribución con regulación del número de revoluciones del soplador |
| 5 Tolva de carga | |
| 6 Difusor | |
| 7 Soplador axial | |

Se agregan diferentes sistemas de medición como un Anemómetro de hilo caliente marca TES modelo 1341, un equipo de medición de presión estática y dinámica transmisor de presión diferencial, velocidad y caudal testo 6351 (rango de medición -50 a 50 hPa), así como un sistema de medición de torque.

Ila Aspectos en relación al escalado

Observando bibliografía moderna sobre los diseños de alabes de turbinas hidrocineéticas y considerando que la metodología de escalamiento para extrapolar resultados de experimentos en túnel de viento versus el uso de la turbina hidrocineética de tamaño completo se impone como método adecuado se decide adecuar un túnel educativo y transformarlo en uno adecuado para la investigación.

Considerando que se requiere semejanza dinámica e incluso geométrica porque si no surgen problemas cuando se utilizan modelos a pequeña escala en instalaciones del túnel de viento para predecir el comportamiento aerodinámico de turbinas de tamaño completo, se analizó el escalado y la factibilidad de nuestra propuesta.

Los tres parámetros adimensionales que gobiernan el problema son el número de Reynolds basado en alguna escala integral de la turbina (por ejemplo, el diámetro), la relación

de velocidad punta de pala (una velocidad de rotación adimensional “ λ ”) y el coeficiente de potencia (la potencia adimensional convertida por el rotor “ C_p ”). Cuando los investigadores se enfrentan a la tarea de reproducir estos tres parámetros en turbinas de pequeña escala, fácilmente se hace evidente que no es práctico igualarlos a todos simultáneamente y, muy a menudo, el rango de números de Reynolds practicado en el laboratorio es diferente del número de Reynolds de la escala completa de la turbina.

Esto a menudo tiene consecuencias críticas a fenómenos gobernados por turbulencia, similar a la condición capa límite de desprendimiento sobre las superficies de las palas, tales que la curva de potencia característica del modelo a pequeña escala muestra diferencias significativas en relación con el rotor de tamaño completo.

Durante la última década, las pruebas en túnel de viento utilizando modelos ha sido la principal herramienta para experimentar y analizar turbinas hidráulicas. Se obtiene información valiosa sobre las turbinas a gran escala merced a los experimentos realizados en los mencionados túneles de viento

Más recientemente, el método CFD ha entrado en la refriega como un elemento accesorio que apoya las pruebas con turbinas de pequeña escala, que agrega un factor que contribuye al refinamiento de los proyectos que usen túneles y prueben dispositivos escalados.

Finalmente, vemos que la clave de los estudios que utilizan turbinas de pequeña escala es el inigualable número de Reynolds tanto sean turbinas de energía del viento o hidrocínética los números de Reynolds de las turbinas están entre 106 y 107. Por lo tanto, turbinas de pequeña escala, en un túnel de viento, tienen números Reynolds en el orden de 104–105. Algunos estudios utilizando la dependencia del número de

Reynolds en ensayos de túnel de viento con turbinas, los modelos tienen que ser capaces de corregir los efectos de escala.

Para correlacionar adecuadamente estos resultados, *es necesario obedecer las leyes de similitud (geométrica, cinemática y dinámica)*. La similitud dinámica no se conserva porque es imposible diseñar un modelo con un número de Reynolds del mismo orden que el de la turbina de tamaño completo. Al respecto, algunos estudios han manejado este tema de los aerogeneradores upscaling, los trabajos de Sieros et al. y Ashuri et al. demostró un análisis a escala simple para turbinas eólicas mejoradas donde los efectos del número de Reynolds no fueron considerados.

Al efectuar ensayos con una turbina a pequeña escala [12] y ampliado calculando las curvas características de una turbina hidrocínética a gran escala. Posteriormente, las simulaciones CFD de la turbina de tamaño completo se emplearon para confirmar el enfoque de ampliación a partir de resultados experimentales.

En definitiva, la similitud geométrica será asegurada por las dimensiones de escala exactas entre el modelo y el prototipo.

La similitud cinemática se basará en los mismos valores para TSR en ambas escalas. Asegura que los triángulos de velocidad sean similares en el flujo de las secciones de alabes.

La similitud dinámica nunca está asegurada para ningún régimen de operación porque los números de Reynolds son demasiado diferentes.

Sin embargo, cerca del punto de operación nominal, consideramos que la relación entre los coeficientes de potencia del prototipo y el modelo puede ser determinada por la ley empírica del número de Reynolds en la forma:

$$\frac{C_{p_p}}{C_{p_m}} = \left(\frac{Re_{D_p}}{Re_{D_m}} \right)^n$$

Dónde ReD es el número de Reynolds basado en la velocidad de la corriente libre y el diámetro del corredor, y n es un coeficiente de potencia a determinar. Los subíndices “ p ” y “ m ” se refieren a prototipo y modelo, respectivamente. Bajo estos supuestos, la presente metodología emplea argumentos basados en la Teoría del Momento del elemento Aspa (se mide) aplicada en dos escalas, que permiten el cálculo de “ n ”, considerando las condiciones nominales de operación.

Un detalle muy importante es que si las capas límite del flujo a través de las palas no están colapsadas (bloqueadas), podríamos esperar que sólo grandes variaciones del número de Reynolds (un orden de magnitud o más) conducirán a cambios perceptibles en el coeficiente de potencia. Esto es una buena noticia porque mejora algunos aspectos orientados a escalar una turbina tanto hidrocínética como eólica.

II – METODOLOGÍA PROPUESTA

IIIa) construcción de probetas de afectación con el fin de usarlo para los ensayos preliminares siendo su descripción efectuada en el ítem IVb)

IIIb) Realizar las experiencias en el túnel de viento con el álabe (perfil alar NACA 2412) como referencia inicial (“firma” del perfil de la capa límite del álabe), midiendo las variables que se mencionan en IVa)

IIIc) Efectuar experiencias del álabe “colonizado” y compararlo con la “firma” original en todas las variables que permitan orientar el trabajo hacia un perfil apto y óptimo para diferentes destinos.

III – RESULTADOS Y DISCUSIÓN

IVa) Análisis Preliminar de la Experiencia y su Aplicación

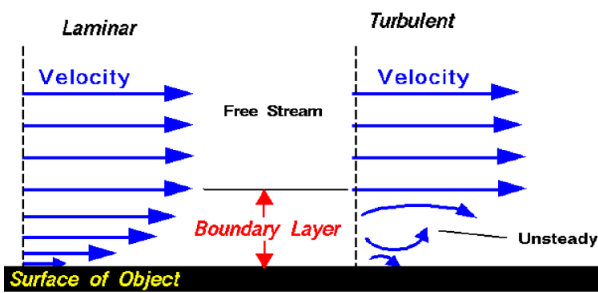
El diseño del túnel orientado a cumplir con el objetivo de ensayar diferentes perfiles alares

tanto no colonizados como colonizados debe explicarse ya que al tratarse de un fluido diferente del aire y con condiciones especiales que no solo dependen del perfil alar a ensayar sino de las condiciones de instalación tanto en el mar como en río requieren justificar la aplicación de túnel de viento y también la expresión de colonizados.

Es importante aclarar que debido a que el flujo de un fluido real es mucho más complejo que el de un fluido ideal, y considerando que en la viscosidad de los fluidos reales, en su movimiento aparecen fuerzas cortantes entre las partículas fluidas y las paredes del contorno y entre las diferentes capas de fluido. Las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales que resolverían de forma general el problema del flujo (ecuaciones de Euler) no admiten, por lo común, una solución. Como consecuencia, los problemas de flujos reales se resuelven aprovechando datos experimentales y utilizando métodos semiempíricos.

Luego existen dos tipos de flujos permanentes en el caso de fluidos reales, que es necesario considerar y entender. Estos se llaman: flujo laminar y flujo turbulento. Ambos tipos de flujos vienen gobernados por leyes distintas.

Las capas límite son regiones de fluido ubicadas inmediatamente adyacentes a una objeto sumergido o pared en la que las velocidades de flujo están gobernadas por fuerzas viscosas. Arrastrar las fuerzas y la mayor parte del intercambio de calor experimentado por el objeto se deben al fluido en esta región. Las capas límite típicamente comienzan como una región muy delgada de flujo laminar que se espesa con el aumento de los números de Reynolds y luego pasa gradualmente a una turbulenta capa que fluye sobre una subcapa viscosa. El flujo fuera de la capa límite es independiente del criterio del número de Reynolds. La Figura a continuación muestra la capa límite de un plano laminar (figura)



El túnel de viento permitirá investigar una interacción entre el cuerpo sólido y el flujo. Por lo tanto, en el mismo se pueden realizar:

- i. Monitoreo de fenómenos de flujo físico como laminar, turbulento y flujos de separación, vórtice y onda de choque.
- ii. Medición de cantidades aerodinámicas como presión, fricción de la piel, sustentación, arrastre y momentos

En nuestro caso se medirá la velocidad del flujo, caudal, temperatura y presión tanto estática como dinámica.

Para que los modelos puedan considerarse representativos deben tener todas las características significativas del prototipo reproducidas a escala (semejanza geométrica) y satisfacer todas las restricciones de diseño (semejanza cinemática y dinámica).

El estudio comparativo entre modelo y prototipo ha mostrado con evidencia que la correspondencia de comportamiento es frecuentemente buena, fuera de las limitaciones esperadas, como lo atestigua el correcto funcionamiento de muchas estructuras diseñadas a partir de ensayos sobre modelos.

La mayor dificultad parece surgir del número de Reynolds ya que debería cumplirse $Re_m = Re_p$, $\Rightarrow (D_p \mu_p) / v_p = (D_m \mu_m) / v_m$ que como se ve tiene una dependencia del tamaño y la velocidad del fluido, lo cual lo hace difícil de cumplir a escala. Sin embargo, la diferencia en casos subsónicos

no afecta el escalado si se cumplen las condiciones de semejanza necesarias

IVb) Probetas de Afectación

Con el fin de identificar los diferentes organismos que tienen tendencia a colonizar objetos inmersos en su medio ambiente se confeccionarán probetas de diferentes materiales con los cuales se podrían construir las palas de los generadores hidrocineéticos. Dichas probetas se sumergirán en diferentes zonas costeras con condiciones favorables para la generación.

Las probetas se irán observando en forma sistemática midiendo las dimensiones, la textura y rugosidad de las deposiciones superficiales de manera de poder alterar el perfil a ser ensayado en el túnel.

Las probetas de afectación tendrán un ancho igual a la cuerda de los perfiles a ensayar. Su instalación será definida durante el desarrollo de la investigación.

IVc) Evaluación Conceptual

Con el fin de una primera evaluación conceptual se instalarán las probetas en la ría de la Bahía Blanca donde se instalará un correntógrafo para registrar las condiciones dinámicas del medio ambiente. Este dispositivo determinará la velocidad del fluido ya que es un instrumento diseñado para la medición automática de corrientes marinas o fluviales en un punto, con registro de la información.

Periódicamente se las evaluará documentando la variación de su estado superficial de manera de simular su estado en los perfiles de ensayo.

IVd) Túnel a ser rediseñado



Túnel de viento existente



Motor impulsor existente (impulsa o extrae)

Al túnel existente de circuito abierto, se le utilizará la planta de poder con su unidad de control y sus soportes y bancadas.

Las modificaciones corresponden a la construcción de la tobera de admisión y descarga y la cámara de ensayo con sus utillajes y sensores.

El túnel permitirá ensayar perfiles aerodinámicos de hasta 250mm de cuerda a un N° Re de entre 10.000 a 100.000 en un flujo tanto laminar como turbulento, obteniendo valores de distribución presión, comportamiento de capa límite y valores de esfuerzos en dos ejes (Sustentación y resistencia).

Sus datos técnicos tentativos serán:

Longitud	3000mm
Diámetro del Ducto	325mm
Potencia	2.2Kw
Cámara de medición x 550mm	275mm

CONCLUSIONES

La mayor contribución será determinar no solo mediante ensayo experimental y medición de las variables fundamentales de los álabes, sino que se podrá elegir el perfil menos afectado y los efectos de la colonización sobre su capa límite.

Al mismo tiempo el túnel de viento permitirá otros ensayos que serán aplicados a las energías renovables como eólica e hidrocínética tanto en enseñanza como en investigación. La transmisión de los conocimientos derivados de las experiencias y avances teóricos permitirán el conocimiento no solo de los mecanismos de experimentación, evaluación sino también de resultados aplicables a lugares similares sobre la colonización de perfiles alares.

REFERENCIAS

1 Wind Tunnels uses and developments Ed Zied Driss 2019 by Nova Science Publishers, Inc. ISBN 978-1-53615-899-1 (ebook)

2 Marianela M. Macias¹ · Rafael C. F. Mendes¹ · Taygoara F. Oliveira¹ · Antonio C. P. Brasil Jr.¹ On the upscaling approach to wind tunnel experiments of horizontal axis hydrokinetic turbines Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering (2020) 42:539 <https://doi.org/10.1007/s40430-020-02600-2>

3 AN EVALUATION OF THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY'S MARINE AND HYDROKINETIC RESOURCE ASSESSMENTS Marine and Hydrokinetic Energy Technology Assessment Committee Board on Energy and Environmental Systems Division on Engineering and Physical Sciences Ocean Studies Board Division on Earth and Life Studies-THE NATIONAL ACADEMIES PRESS Washington, D.C. Copyright 2013 by the National Academy of Sciences Additional copies of this report are available for sale from the National Academies Press 500 Fifth Street, NW, Keck 360, Washington, DC 20001. (800) 624-6242 or (202) 334-3313. <http://www.nap.edu>

4 <https://www.verdantpower.com/>

5 COBSCOOK BAY TIDAL ENERGY PROJECT 2016 ENVIRONMENTAL MONITORING REPORT www.orpc.co

6 <https://tethys.pnnl.gov/project-sites/admiralty-inlet-pilot-tidal-project>

7 Cheng M, Zhu Y (2014) The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: a review. *Energy Convers Manag* 88:332–347. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.08.037>

8 Kinsey T, Dumas G, Lalande G, Ruel J, Méhut A, Viarouge P, Lemay J, Jean Y (2011) Prototype testing of a hydrokinetic turbine based on oscillating hydrofoils. *Renew Energy* 36(6):1710–1718. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.037>

9 Miller MA, Duvvuri S, Brownstein I, Lee M, Dabiri JO, Hultmark M (2018) Vertical-axis wind turbine experiments at full dynamic similarity. *J Fluid Mech*. <https://doi.org/10.1017/jfm.2018.197>

10 G. Sieros¹, P. Chaviaropoulos¹, J. D. Sørensen, B. H. Bulder and P. Jamieson Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy Published online in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/we.527

11 Turaj Ashuri a, Michiel B. Zaaijer b, Joaquim R.R.A. Martins c, Jie Zhang Multidisciplinary design optimization of large wind turbines— Technical, economic, and design challenges *Energy Conversion and Management* 123 (2016) 56–70 ELSEVIER

12 Marianela M. Macias · Rafael C. F. Mendes · Taygoara F. Oliveira Antonio C. P. Brasil Jr. On the upscaling approach to wind tunnel experiments of horizontal axis hydrokinetic turbines

13 Silva PASF, de Oliveira TF, Brasil Junior ACP, Vaz JRP (2016) Numerical study of wake characteristics in a horizontal-axis hydrokinetic turbine. *Anais Acad Bras Ciencias* 88:2441–2456

14 Silva PASF, Shinomiya LD, de Oliveira TF, Vaz JRP, Amarante Mesquita AL, Brasil Junior ACP (2017) Analysis of cavitation for the

optimized design of hydrokinetic turbines using BEM. *Appl Energy* 185:1281–1291. <https://doi.org/10.1016/j.apene.2016.02.098>

15 Silva PASF, Vaz DATDR, Britto V, de Oliveira TF, Vaz JRP, Junior ACPB (2018) A new approach for the design of diffuser-augmented hydro turbines using the blade element momentum. *Energy Convers Manag* 165:801–814. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.093>

Sistema fotovoltaico funcionando bajo distintas estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia considerando los efectos de los componentes parásitos en el bus DC

Herman E. Fernández* H; Mark Qin**; Hua Jin**

*ALTAIR-PSIM, Campana, Buenos Aires, Tel:+54-2914429724

hfernandez@altair.com, hfernandez@etrr.edu.ar

**ALTAIR-PSIM, USA,

hjin@altair.com, hjin@powersimtech.com

mqin@altair.com, mqin@powersimtech.com

Resumen – El trabajo está enfocado en el diseño de la etapa de filtrado para atenuar las perturbaciones causadas por las interferencias electromagnéticas conducidas en el bus DC de un sistema fotovoltaico, comprobando su efectividad ante diversas estrategias para obtener el punto de máxima potencia. Se agregan los componentes parásitos materializados por capacitores e inductancias, producto de las conexiones de cables de potencia entre las partes del sistema: bus DC, los puntos a tierra, el efecto mutuo entre las líneas, la conexión entre los dispositivos de potencia, la conexión a tierra del disipador de calor, entre otros. Debido a las señales de conmutación presentes en los convertidores de potencia, se observan las corrientes en modo diferencial y en modo común a través de estas redes ocultas, que provocan interferencias de propagación y radiación. La investigación comprueba la efectividad de la etapa de filtrado mediante la herramienta de simulación PSIM, considerando el funcionamiento del sistema ante distintas estrategias para lograr el punto deseado de operación. Los resultados indican que en la mayoría de los casos, se alcanza establecer el punto de trabajo esperado, pero con cierto nivel de rizado debido a las señales de ruido atenuadas en el bus DC.

Palabras claves – MPPT; EMI; Filtrado; Fotovoltaico.

INTRODUCCIÓN

En los sistemas fotovoltaicos (PV) o sistemas de acondicionamiento de potencia fotovoltaica (PCSs) la eficacia en términos de la potencia transferida a la carga, se consigue cuando estos funcionan bajo estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia – *MPPT* (Maximum Power Point Tracking) de las celdas solares. Son diversos los algoritmos usados en la actualidad: Perturbación y Observación (P&O), Incremento de la Conductancia (IC), “Hill Climbing” (HC), de único sensor, inteligencia artificial, entre otros (Koutroulis E. and Blaabjerg F., 2017).

La Fig.1 muestra un esquema general de un PV de configuración aislada de la red AC (“stand-alone”) basado en un convertidor DC/DC y una carga DC (baterías, lámparas, máquina BLDC, etc.). La unidad de control realiza la medición de variables eléctricas de la celda solar llevando a cabo el algoritmo MPPT, por ejemplo, mediante la estrategia P&O para asegurar el funcionamiento óptimo del sistema.

Es notable la utilización masiva de los PVs formando parte en la generación distribuida en redes convencionales e inteligentes (“Smart Grid”). Por consiguiente, se deben cumplir con las normas que determinan la calidad de la forma de onda proporcionada por cada inversor conectado a la fuente esencialmente sinusoidal. En tal sentido, se presta gran atención a la etapa de filtrado intercalada entre el convertidor DC/AC y la red eléctrica (Kouro et al, 2015). No obstante, cabe destacar que por causa de la presencia de los convertidores conmutados, se generan en el lado DC, interferencias electromagnéticas (EMI) que se propagan a equipos cercanos, además de la posibilidad de afectación en el proceso MPPT.

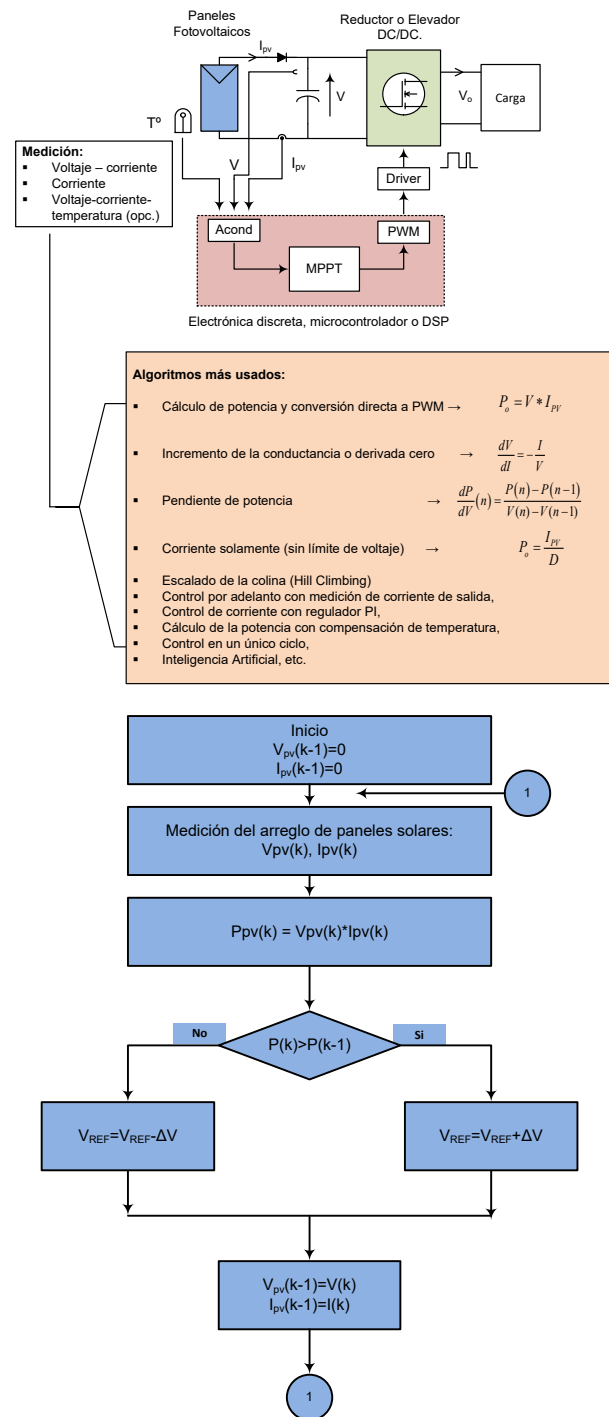


Fig.1 Configuración simple de un PV y variedad de métodos de seguimiento de la potencia. Diagrama de flujo del algoritmo MPPT basado en P&O.

Como se ha comentado en la publicación (Omata and Shimizu, 2016), el nivel superior de ruido en el lado DC no se ha especificado. El análisis realizado en la investigación está enfocado en el estándar internacional CISPR 14-1, el cual abarca la banda de 9kHz a

400GHz (IRAM). Este rango es superior al especificado para las emisiones conducidas que contempla una banda de 150kHz a 30MHz. En vista a que la herramienta EMI-DS (EMI-Design Suite) del PSIM (Powersim, 2021) está orientado al diseño del filtro EMI considerando varias normas que fijan distintos niveles de amplitud en el rango EMI de propagación conducida, es importante evaluar el efecto que tiene las emisiones de ruido en el puerto DC del sistema fotovoltaico, por cuanto las estrategias de seguimiento adquieren señales de corriente y voltaje en el Bus DC del grupo de celdas solares.

DESARROLLO

La Fig.2 muestra un esquema general de las posibilidades de configuración que pueden ser usadas para la evaluación de las emisiones. Por permitir una diversidad de opciones, se restringirá el análisis a casos representativos obtenidos hasta el momento. Los detalles de las unidades relevantes se expondrán en este mismo apartado. El diagrama se conforma por: *a)* el modelo físico de la celda solar (PSIM, 2018) que admite parámetros característicos del panel, *b)* los bloques LISN y el filtro EMI a diseñar para el cumplimiento de las normas, *c)* las etapas de conversión de arreglo simple o en cascada de un convertidor DC/DC (reductor, elevador o combinado) y un inversor (medio puente, puente completo, especiales), *d)* los elementos parásitos en CM y DM (marcados en rojo) permitidos por el EMI-DS; componentes causantes de las emisiones de ruido conducido, y por último, *e)* la unidad de control donde se implementa a elección, el algoritmo MPPT bajo examinación.

El procedimiento del estudio, será realizar la evaluación del efecto EMI en los distintos algoritmos MPPT y en las topologías de conversión, considerando los componentes

parásitos presentes en los paneles solares y en la unidad de potencia, además de diseñar la etapa de filtrado para atenuar las señales indeseadas. Este proceso será llevado a cabo por intermedio de la herramienta EMI-DS, que asiste al usuario en la labor de diseño del filtro tomando en cuenta los factores que inciden en la emisión del ruido.

El EMI-DS es una plantilla que contiene el bloque LISN (Line Impedance Stabilization Network), un panel de diseño para la asignación de valores por defecto y captados en la FFT en modo común (CM) y en modo diferencial (DM) proporcionados por el analizador de señales, un módulo para conectar los condensadores en CM, y por último, el filtro EMI de una o dos etapas, el cual es calculado automáticamente, para atenuar las señales de perturbación según la norma seleccionada, Fig.3. La herramienta permite graficar la respuesta de frecuencia del filtro diseñado y acceder a dos archivos paramétricos. El “*EMI.txt*” que contiene los datos del filtro diseñado, mientras el “*main.txt*” que facilita la asignación paramétrica de los componentes del circuito.

Paralelamente al EMI-DS, se usará el modelo físico de las celdas fotovoltaicas disponible en la herramienta de simulación, con el fin de contar con un análisis más realístico de los casos bajo estudio. Este elemento mostrado en la Fig.4, requiere parámetros como el número de las celdas conectadas en serie N_s , la intensidad de luz estándar S_0 y ambiental, la temperatura de operación y su coeficiente C_t , los elementos de pérdidas R_s y R_{sh} , la corriente de corto circuito I_{sc0} , entre otros.

La corriente generada por el módulo solar es:

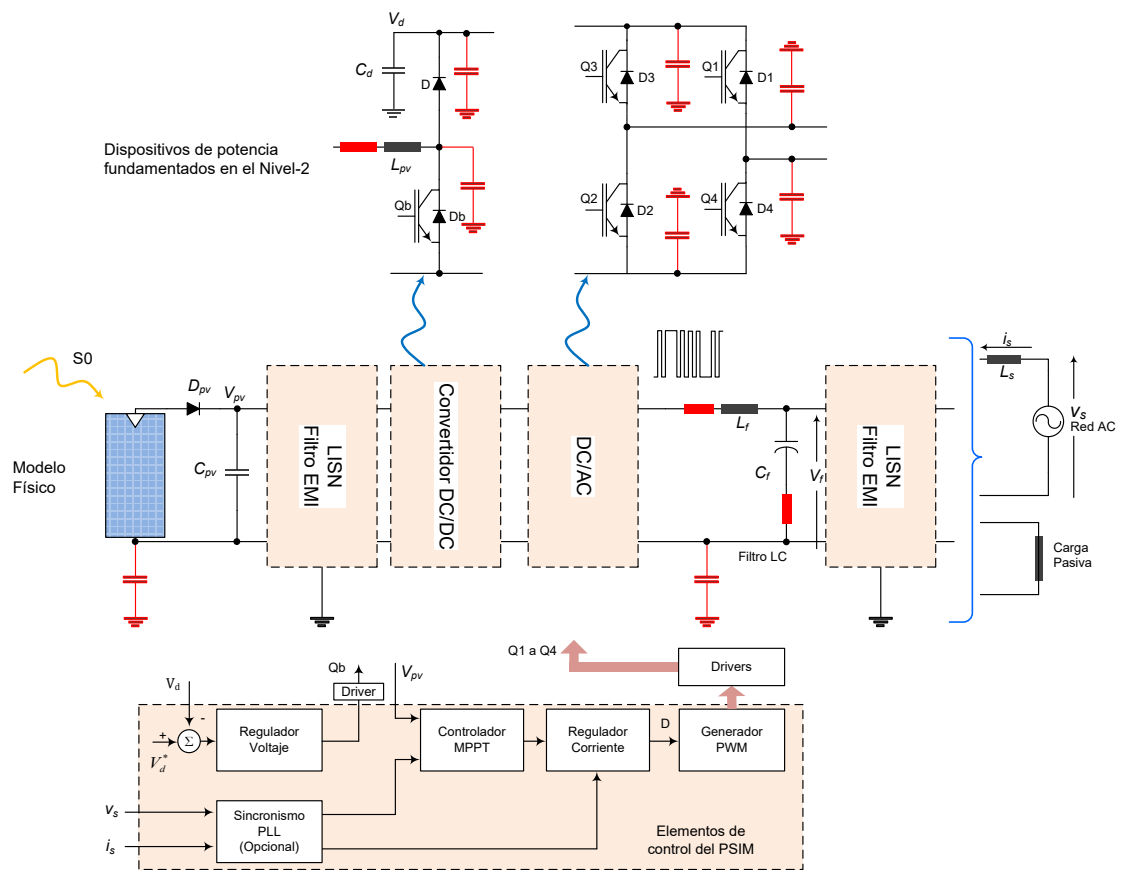


Fig.2 Esquema general de las posibilidades de configuración que pueden ser usadas para la evaluación de las emisiones.

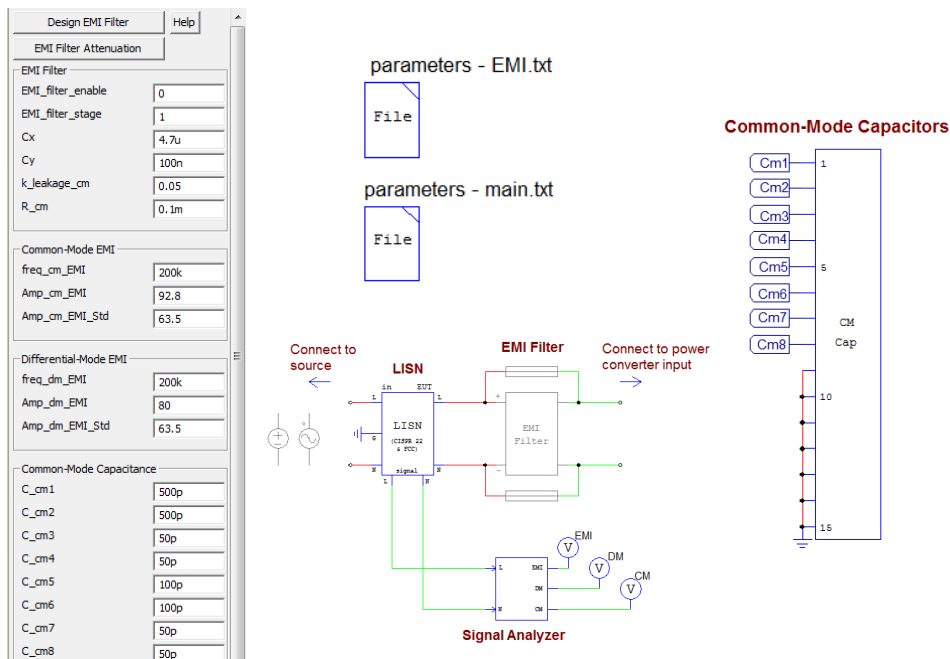


Fig.3 Partes del EMI-DS.

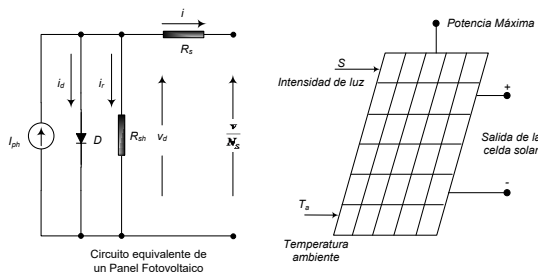


Fig.4 Modelo físico de la celda solar en el PSIM.

$$i = I_{sc0} \cdot \left(\frac{S}{S_0}\right) + C_t \cdot (T - T_{ref}) - I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{qv_d}{AkT}\right)} - 1 \right] - \frac{1}{R_{sh}} \left[\frac{v}{N_s} + (i \cdot R_s) \right] \quad (1)$$

La temperatura asignada al modelo se determina por:

$$T = T_a + k_s \cdot S \quad (2)$$

Donde:

$$q = 1,6 \cdot 10^{-19} C$$

$$k = 1,3806505 \cdot 10^{-23}$$

T_a =temperatura ambiente

i_{ph} =corriente producto de la irradiación solar

Para la evaluación, se comprueban los ensayos de simulación basados en las siguientes estrategias MPPT: P&O, IC y Diferencial de Primer Orden (“First-Order Differential”).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El objetivo primordial de la investigación es la evaluación del posible impacto de las señales de ruido, en el proceso de captura del punto de máxima de potencia generado por la celda solar. En segundo plano, comprobar la eficacia del filtro EMI en la banda de interferencias de propagación conducida.

Caso I: Sistema basado en la estrategia P&O

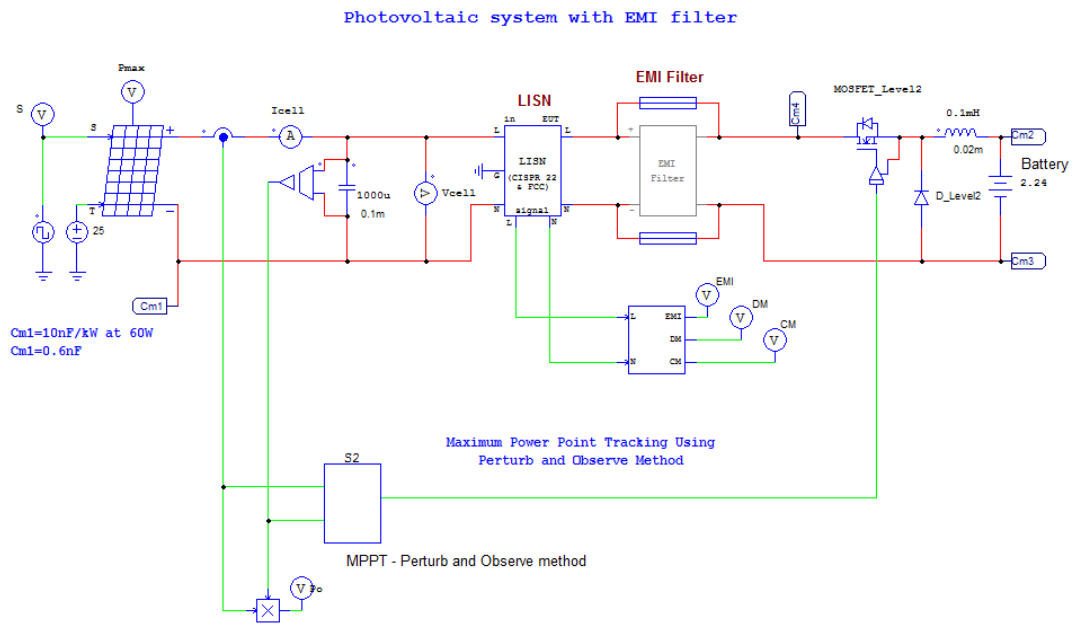
La Fig.5a es el esquema del sistema fotovoltaico usado como cargador de una batería, que ha sido modelada en forma

simplificada por una fuente DC. Los elementos C_m representan los capacitores en CM. Al capacitor e inductor del convertidor DC/DC se agregan componentes parásitos característicos del DM. Se ha seleccionado la opción Nivel-2 para modelar los semiconductores de potencia (MOSFET y diodo), permitiendo la inclusión de componentes parásitos y elementos de pérdidas internos (capacitores en entre sus terminales, inductancia serie, etc.).

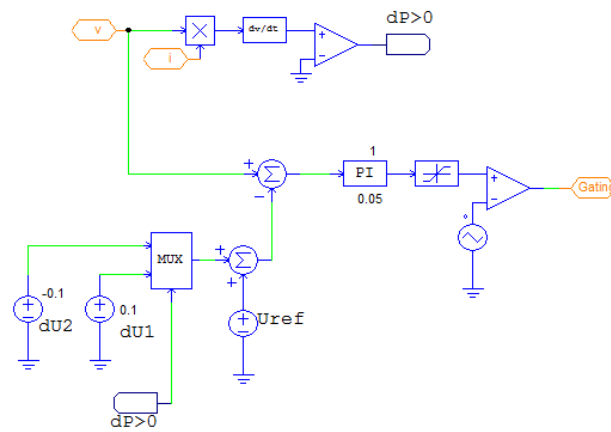
El algoritmo P&O se efectúa en la unidad de control detallada en la Fig.5b, la cual sigue las pautas del diagrama de flujo de la Fig.1. Los diagramas FFT de la Fig.5c muestran las señales de ruido antes (izquierda) y después de insertar el filtro EMI. Se aprecia el efecto de atenuación de las señales de las emisiones según la norma CISPR32/22 Clase A, que ha sido seleccionada arbitrariamente.

La Fig.6 exhibe la respuesta de seguimiento del sistema, ante una señal de luz solar cambiante que produce un perfil similar a una onda cuadrada de potencia P_{max} . La Fig.6a corresponde al comportamiento del circuito cuando se descartan los elementos parásitos en CM y DM, donde se observa el rizado debido a la conmutación del MOSFET. La Fig.6b es la respuesta del sistema con filtro EMI agregado. Es notable en la potencia extraída P_o , la presencia de rizado de menor frecuencia pero de mayor amplitud comparado al mostrado en el caso ideal de funcionamiento. Por otra parte, se aprecia la presencia de transitorios durante los gradientes en la luz solar. Aun siendo así, el sistema responde acorde al esquema de seguimiento P&O.

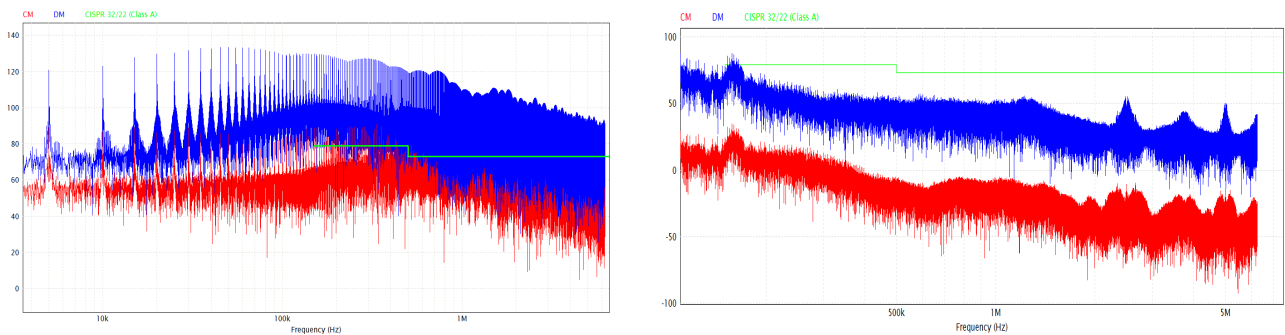
De acuerdo al resultado obtenido, es recomendable desde el punto de vista práctico, contar con filtros en el procesamiento de las señales de voltaje y corriente de la celda solar, evitando provocar un retardo considerable en la adquisición.



(a)



(b)



(c)

Fig.5 (a) Esquema general, (b) controlador MPPT de P&O, (c) ruido de alta frecuencia antes y después de diseñar el filtro EMI.

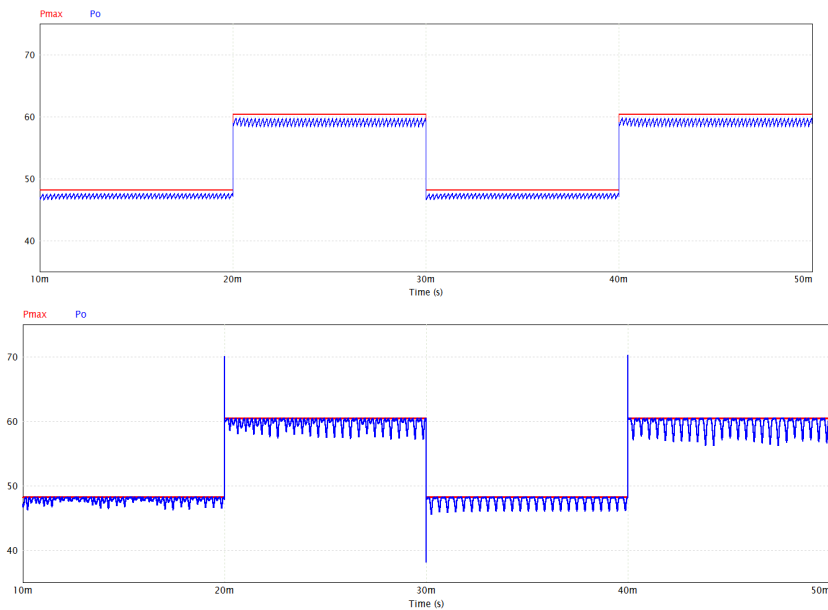


Fig.6 Respuesta MPPT del sistema bajo condiciones distintas de operación. Caso ideal (superior) y con efecto de componentes parásitos y filtro EMI incorporado. En el peor de los escenarios, el sistema mantiene su funcionamiento acorde al algoritmo MPPT P&O. P_{max} y P_o son respectivamente la potencia aportada por la celda y la potencia extraída.

Caso II: Sistema basado en la estrategia IC

Reemplazando la unidad de control para efectuar un algoritmo IC (“Incremental Conductance”) y manteniendo sin cambios el resto de las partes, se obtuvo la respuesta mostrada en la Fig.7. Nuevamente, se verifica la capacidad del sistema en garantizar su operación en el régimen MPPT, pero con los mismos efectos comentados en el caso anterior.

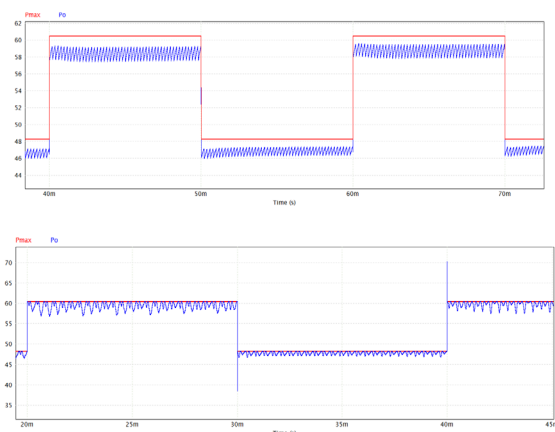


Fig.7 Respuesta comparativa del MPPT usando la técnica IC.

Caso III: Conversión de dos etapas bajo MPPT Diferencial de Primer Orden

El siguiente estudio contempla la conexión en cascada, de un convertidor DC/DC reductor de voltaje alimentando a un inversor monofásico operando bajo la técnica SPWM (Modulación Sinusoidal por Ancho del Pulso).

Los pasos para el análisis son similares a los aplicados en los ejemplos que anteriores.

La Fig.8 agrupa el esquema usado para el ensayo y los resultados conseguidos. En orden descendente se observa: la señal generada por el inversor, las señales de ruido atenuadas tras colocar el filtro EMI por intermedio del EMI-DS, y las curvas de potencia generada por el panel y la transferida a la carga.

Se reitera que las señales de ruido a baja frecuencia tienen poca incidencia en la estrategia de seguimiento. Además, se aprecia baja amplitud en el rizado en la potencia extraída P_o .

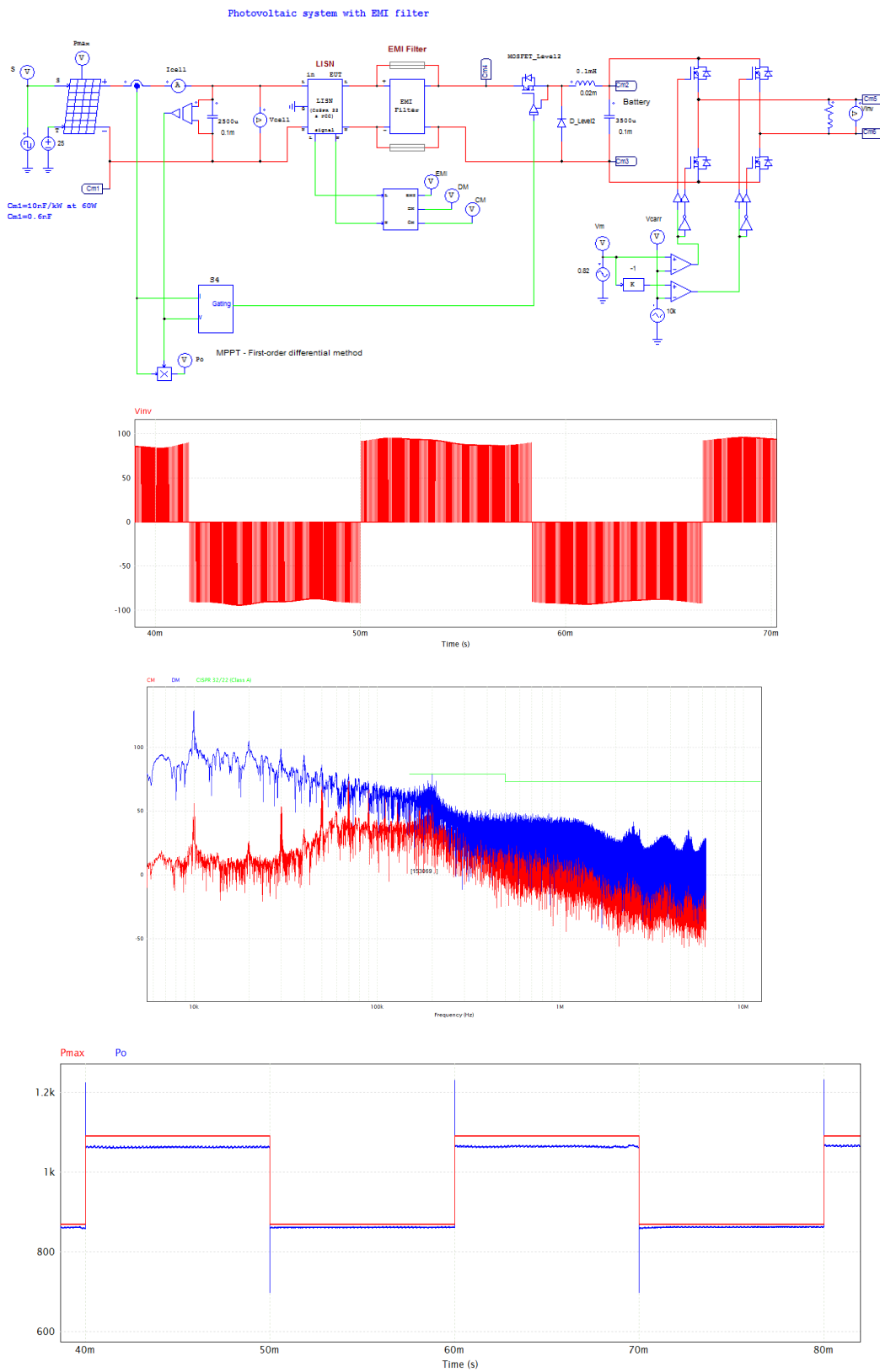


Fig.8 Esquema de un sistema basado en dos etapas de conversión. Señal generada por el inversor. Atenuación de las señales de ruido luego de colocar la etapa de filtrado. Seguimiento de la potencia tras aplicar una señal cuadrada de intensidad de luz.

CONCLUSIONES

Aunque la efectividad del módulo EMI-DS se ha comprobado previamente considerando distintos convertidores donde se requiere la atenuación de las señales de ruido en modo conducido (150kHz a 30MHz), es importante evaluar la incidencia de las señales de ruido de menor frecuencia. La efectividad de los sistemas fotovoltaicos se mide principalmente por la capacidad de operación bajo la estrategia MPPT, razón por la cual, ha sido significativo comprobar en esta investigación, el impacto de las corrientes en DM y CM en distintos algoritmos de seguimiento. Los resultados conseguidos muestran que aunque se registra rizado en la potencia transferida, el sistema funciona bajo las condiciones de diseño esperadas.

La aparición de transitorios en el gradiente de potencia puede corregirse agregando filtros de bajo retardo que no impacten en la velocidad de captura del método MPPT. No obstante, debido al corto intervalo de la transición, es factible desde el punto de vista práctico, que no sea indispensable agregar etapas adicionales de filtrado en la unidad de control.

REFERENCIAS

- Koutroulis E. and Blaabjerg F. (2017). Overview of maximum power point tracking techniques for photovoltaic energy production system. Blaabjerg F. and Ionel D. M. *Renewable Energy devices and systems with simulations in MATLAB and ANSYS* (pp. 91-125). Boca Raton, CRC Press.
- S. Kouro, J. I. Leon, D. Vinnikov and L. G. Franquelo (2015), "Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology," in *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 9, no. 1, pp. 47-61, March 2015, doi: 10.1109/MIE.2014.2376976.

- Omata S. and Shimizu T. (2016). "Design Method for EMI Filters Connected to Both DC and AC Ports of a Residential-Use Photovoltaic Power Conditioner". *Electrical Engineering in Japan*, Vol.197, No.2, pp.56-67.
- Powersim (2021). "EMI analysis and filter design using EMI design Suite". <https://powersimtech.com/resources/tutorials/emi-analysis-and-filter-design-using-emi-design-suite/>.
- NEDO (2012). New Energy and Industrial Technology Development Organization Strategic International Standardization Promotion Project. "Standardization Report on Measurement Method for Electromagnetic System and the Limit Values".
- Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM). "Compatibilidad Electromagnética".
- Powersim (2018). Tutorial. Solar Module Physical Model. www.powersimtech.com.

Módulo de diseño de filtro EMI para sistemas electrónicos de potencia

Herman E. Fernández* H; Mark Qin**; Hua Jin**

*ALTAIR-PSIM, Campana, Buenos Aires, Tel:+54-2914429724

hfernandez@altair.com, hfernandez@etrr.edu.ar

**ALTAIR-PSIM, USA,

hjin@altair.com, hjin@powersimtech.com

mqin@altair.com, mqin@powersimtech.com

Resumen – El trabajo contempla el desarrollo de un módulo basado en el programa de simulación PSIM, el cual determina las interferencias electromagnéticas propagadas en modo común y en modo diferencial de un convertidor simple o de un sistema electrónico de potencia. Por lo general, los aspectos que se toman en cuenta para la fabricación de equipos de conversión son el volumen, el peso, su costo, la eficiencia y la fiabilidad, sin considerar en el peor de los casos, el efecto de estas interferencias. La herramienta desarrollada contiene la red de estabilización de la impedancia de entrada, el bloque para la conexión de capacitores en modo común, el separador de señales para mostrar los espectros de frecuencia, y por último, el bloque de filtrado a diseñar. Una vez captados los valores críticos de las emisiones, el segundo paso es conseguir los valores óptimos de los componentes del filtro. En este caso en particular, el procedimiento se logra en forma automática y en conformidad al estándar de preferencia, el cual fija los límites aceptables de las emisiones de acuerdo a distintos medios susceptibles. Se comprueba la utilización del módulo en diversas topologías de conversión mostrando efectividad en el diseño. El módulo orienta al ingeniero de diseño a conseguir un equipo conforme a las reglamentaciones destinadas a normar las emisiones electromagnéticas.

Palabras claves – Convertidores de potencia; EMI; Filtrado, Modo Común; Modo Diferencial, PSIM; Separador de Señales.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas basados en convertidores de potencia que operan bajo modulación por ancho del pulso (PWM) producen interferencias electromagnéticas (EMI) que pueden afectar el desempeño de equipos cercanos. La medición de los niveles de amplitud de las señales de ruido, están normados por entidades u organismos que se han dedicado a investigar los valores tolerables de estas señales de perturbación, clasificando según el escenario: equipos médicos, residencial, en el ámbito militar, en sistemas de comunicaciones, entre otros.

Por lo general, los aspectos que se toman en cuenta para la fabricación de equipos de conversión de la energía son el volumen, el peso, su costo, la eficiencia y la fiabilidad, sin considerar en el peor de los casos, el efecto de las interferencias. Por tal motivo, es conveniente disponer de una herramienta eficaz para la determinación efectiva y la reducción de estas emisiones. El módulo *EMI - Design Suite* (Powersim, 2021) se ha incorporado en la reciente versión del PSIM, con el fin de facilitar el diseño de la etapa de filtrado en sistemas electrónicos de potencia, orientado en atenuar las perturbaciones a niveles de amplitud conforme a varias normas internacionales.

El trabajo contempla el desarrollo de un módulo basado en el programa de simulación PSIM, el cual determina las interferencias electromagnéticas propagadas en modo común (CM) y en modo diferencial (DM) de un convertidor simple o de un sistema electrónico de potencia, para luego diseñar la etapa de filtrado conforme al estándar seleccionado. El desempeño del módulo se ha comprobado en distintos casos relacionados en el ámbito de la electrónica de potencia.

DESARROLLO

La Fig.1 ilustra la propagación de las señales de ruido conducidas en CM y DM, considerando el caso de un equipo que funciona en conmutación conectado a una carga genérica, (Costa et al; 2014). La circulación de corriente en DM se establece entre la fuente de voltaje y los conductores de potencia principales, mientras que en CM, está determinada por las fuentes de corriente y el plano de tierra. Debido al proceso de conmutación interno y a los elementos parásitos (inductancias y capacitancias) en distintos puntos de un circuito, se producen señales de ruido que se propagan a la fuente AC donde se conectan otros equipos. Estas anomalías están presentes en: rectificadores (diodos y/o tiristores), rectificación con control del factor de potencia, UPS, accionamientos de motores, HVDC, equipos de soldadura, fuentes conmutadas, etc.

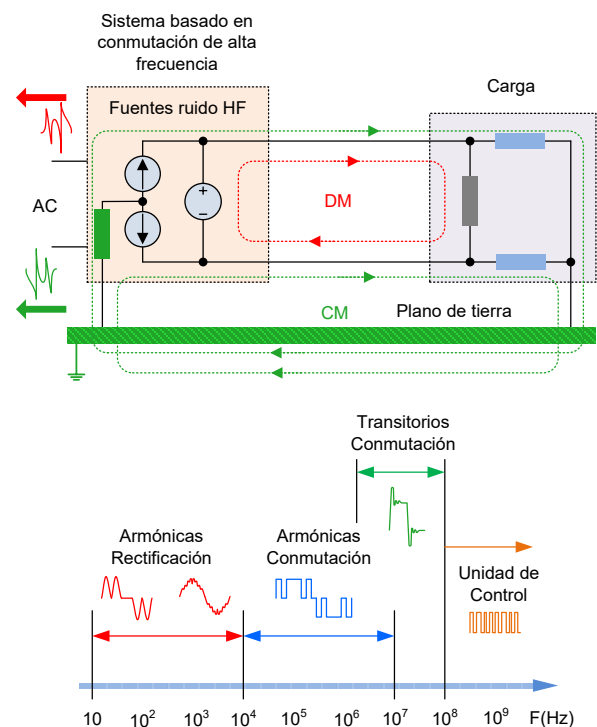


Fig.1 Circulación de corriente en DM y CM de un equipo conmutado. Rango de frecuencias de posibles perturbaciones de un sistema electrónico de potencia.

El diseño de la etapa de filtrado para atenuar el efecto EMI resulta un proceso

pausado y de cierta complejidad debido a que depende de ciertos factores: identificación de los componentes parásitos en ambos modos de conducción, el tipo de convertidor, la estrategia de modulación, etc. Por otra parte, se requiere de una plataforma experimental adaptada para captar el ruido conducido propagado por el sistema bajo análisis. Esto conlleva en algunos casos, a menospreciar las pruebas requeridas para determinar los niveles de las interferencias. En tal sentido, se ha desarrollado la herramienta de simulación para facilitar el diseño del filtro que cumpla los requerimientos exigido por las normas que fijan los niveles tolerables de las componentes de ruido conducido. El EMI-DS consta de una plantilla que contiene las siguientes partes: la etapa LISN (Line Impedance Stabilization Network), un separador o analizador de señales EMI, DM y CM, un bloque para la conexión de capacitores parásitos en modo común y la etapa de filtrado (de una o dos etapas) tal como se muestra en la Fig.2a. Actualmente, el módulo permite la conexión a una fuente de entrada DC o monofásica AC. En su versión posterior, el módulo se conectará a una entrada AC trifásica. También cuenta con un panel de iniciación de diseño, donde carga información primordial para la evaluación y permite mostrar la respuesta de frecuencia del filtro diseñado. Se incorporan además, dos archivos de parámetros identificados como *EMI.txt* y *main.txt*. El primero donde se cargan los datos paramétricos del filtro a diseñar el cual se completa automáticamente, y el segundo, asignar valores genéricos de los componentes del convertidor.

El diseño del filtro está basado en los circuitos equivalentes en ambos modos según se ilustra en la Fig.2b. La atenuación del filtro se calcula a partir de (1):

$$A_{T,CM} = \frac{V_{ruido_sin_filtro}}{V_{ruido_filtro}} \quad (1)$$

La fuente de ruido proviene de las emisiones del convertidor equivalente a la fuente de corriente con la impedancia en paralelo, mientras que la carga corresponde a la impedancia de la LISN. En CM las expresiones de voltaje son:

$$V_{ruido_sin_filtro} = \frac{Z_{LISN,CM} \cdot Z_{s,CM}}{Z_{LISN,CM} + Z_{s,CM}} I_{s,CM} \quad (2)$$

$$V_{ruido_filtro} = \frac{Z_{LISN,CM} \cdot Z_{s,CM}}{Z_{LISN,CM} + Z_{s,CM} + Z_{f,CM}} I_{s,CM} \quad (3)$$

Para satisfacer la condición de atenuación se debe cumplir que:

$$|Z_{LISN,CM} + Z_{s,CM} + Z_{f,CM}| > |Z_{LISN,CM} + Z_{s,CM}| \quad (4)$$

Siguiendo el mismo procedimiento para el circuito en modo diferencial, se calcula la atenuación:

$$|A_{T,DM}| = \left| 1 + \frac{Z_{LISN,DM} \cdot Z_{s,DM}}{Z_{f,DM}(Z_{LISN,DM} + Z_{s,DM})} \right| \quad (5)$$

Esta expresión puede aproximarse a:

$$|A_{T,DM}| = \left| 1 + \frac{Z_{s,DM}}{Z_{f,DM}} \right| \quad (6)$$

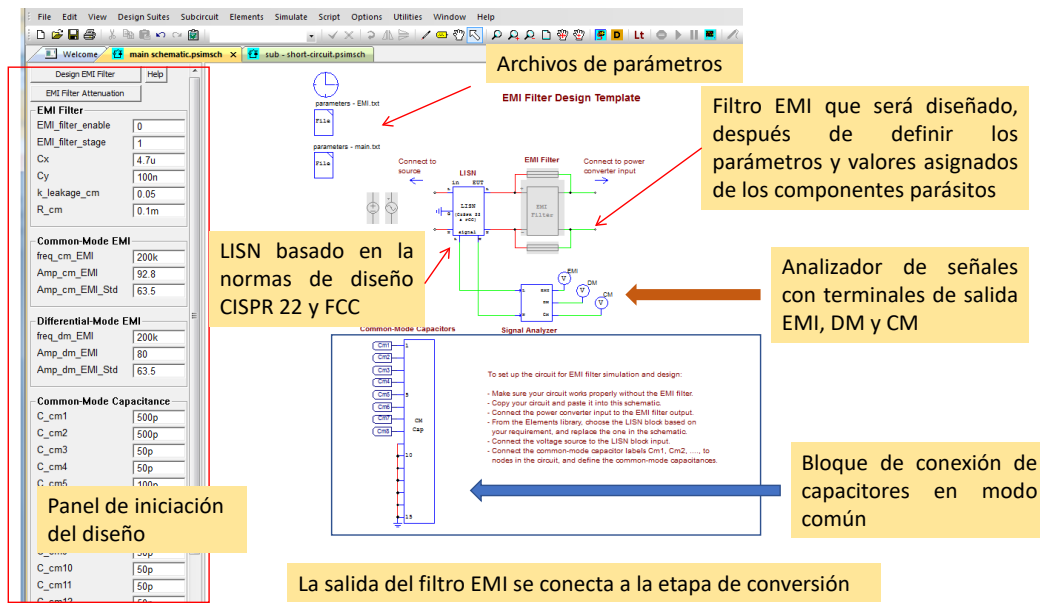
En las ecuaciones (4) y (6) se observa el efecto de la impedancia del filtro Z_f en el factor de atenuación el cual debe ser mayor a la unidad.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

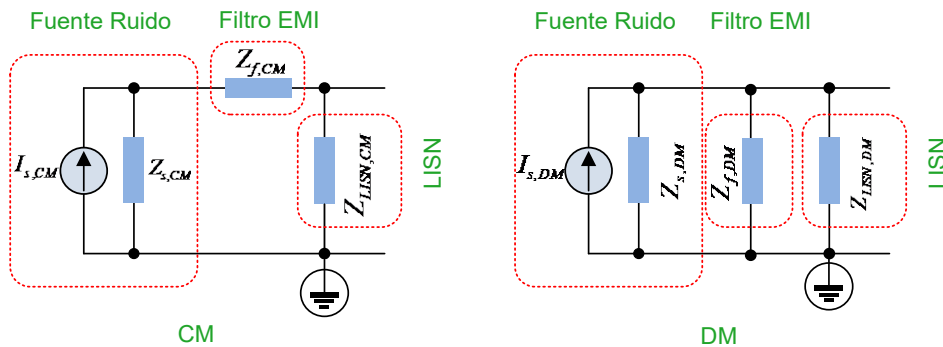
A continuación se presentan y discuten diversos casos usando el EMI-DS.

1) Convertidor DC/DC reductor

El esquema y los resultados obtenidos se muestran en la Fig.3. Se agregan los componentes parásitos en modo diferencial L_s , L_e y C_e , y en modo común C_{ml} . El valor asignado, la cantidad y la disposición de estos elementos dependen de la topología del convertidor, del conexionado, etc.



(a)



(b)

Fig.2 (a) Plantilla de diseño del EMI-DS del PSIM, (b) Circuitos equivalentes en ambos modos de conducción considerando la fuente de ruido, la impedancia del filtro y el LISN.

Los pasos son los siguientes: (a) verificar el funcionamiento del convertidor DC/DC, comprobando que el voltaje de salida se encuentra cercano a los 40V, el cual equivale a un ciclo de trabajo de 0.8. (b) Se apertura la plantilla, se copia el diagrama usado anteriormente y se coloca C_{m1} conectado al bloque destinado para los elementos en CM. (c) Desactivando el filtro EMI y tras poner en marcha el simulador, se muestran las señales DM y CM proporcionadas por el analizar de señales. Luego se aplica la FFT fijando la escala del eje Y en $dB\mu V$ para que el espectro

sea compatible con las distintas normas que establecen los valores tolerados de ruido en la banda de frecuencia correspondiente. Seguidamente se ingresan los valores de amplitud en la plantilla de entrada. Para el ensayo se utilizará la norma del *Comité Internacional de Perturbaciones de Radio Frecuencia* CISPR32/22. Después de calcular los valores del filtro y poner en marcha la simulación, se observa la atenuación de las señales de ruido en ambos modos, por debajo de los niveles de amplitud fijados por la norma seleccionada.

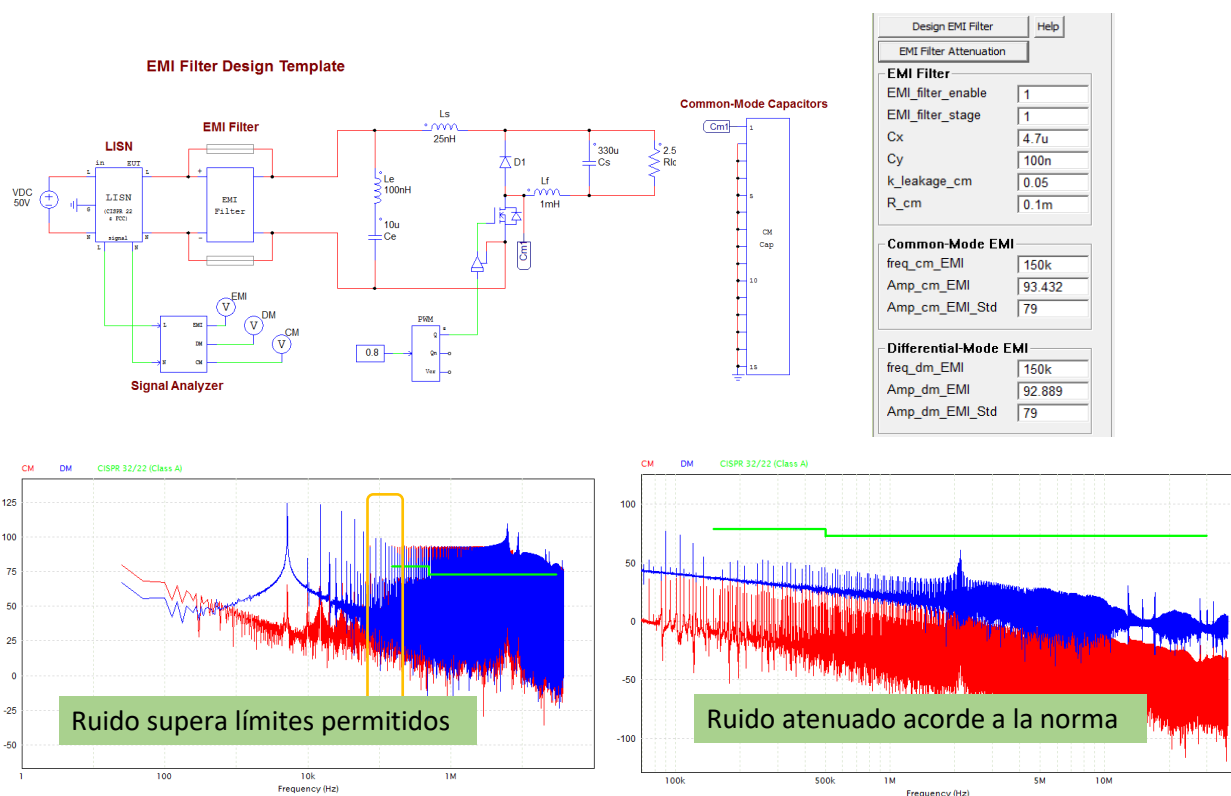


Fig.3 Diseño del filtro EMI para un convertidor reductor (Buck converter). Componentes parásitos en DM y CM. Valores por defecto asignados del filtro y mediciones en el espectro que son cargados en el panel de iniciación. Comparación de espectros antes y después del diseño.

2) Inversor - motor de inducción alta frecuencia

La Fig.4 exhibe el esquema de un inversor conectado al modelo en alta frecuencia del motor de inducción (Boglietti and Carpaneto, 1999). El esquema admite parámetros que permiten la afinidad como un modelo realístico como se explica a continuación.

El convertidor DC/AC emplea IGBT's modelo nivel-2 que permiten la asignación de las capacitancias internas (C_{ge} , C_{ce} y C_{gc}), la inductancia serie, el voltaje umbral, entre otros parámetros (PSIM, 2017). Los circuitos de compuerta integran las resistencias R_{g_on} y R_{g_off} , y la polaridad de los pulsos de control. Aplicando el mismo procedimiento del caso anterior, se consigue la atenuación deseada de las componentes CM y DM (espectro con

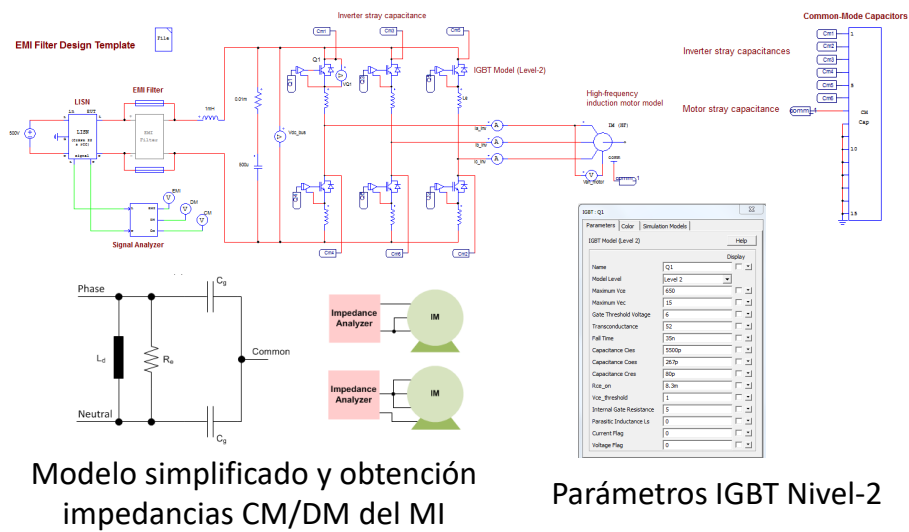
niveles de amplitud inferiores a las especificaciones de la norma).

3) Aplicaciones más complejas

A continuación se describe brevemente la aplicación del EMI-DS en casos más sofisticados. La Fig.5 agrupa los diagramas simplificados de los sistemas analizados. La documentación técnica y los ejercicios de simulación se encuentran en la (PSIM, 2021-E).

3.1) Rectificador con control del factor de potencia (PFC)

El diagrama para el análisis EMI y los resultados se muestran en la Fig.5. Nuevamente se confirma la efectividad en el diseño de la etapa de filtrado considerando la norma FCC Clase-B.



Modelo simplificado y obtención impedancias CM/DM del MI

Parámetros IGBT Nivel-2

Parameter	Value	Simulation Model	Help
Name	IGBT Model Level-2		
Model Level	Level 2		
Minimum Ios	1000		
Maximum Vcc	15		
Gate Threshold Voltage	5		
Transconductance	50		
Fall Time	500		
Capacitance Cies	1000p		
Capacitance Cges	25Tp		
Capacitance Coss	50p		
Ros_0m	0.3m		
Vce_Threshold	1		
Internal Gate Resistance	5		
Parasitic Inductance Ls	0		
Current Flag	0		
Voltage Flag	0		

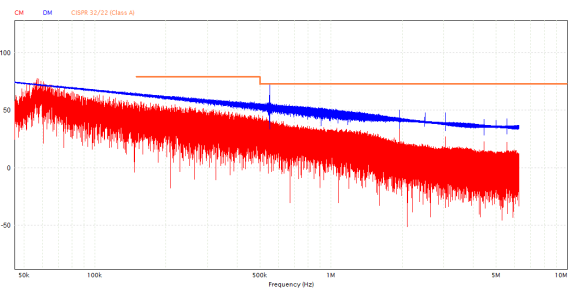
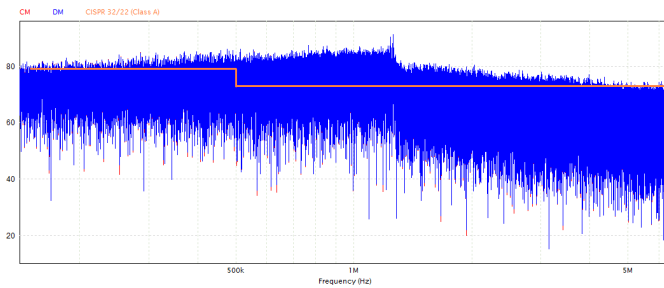


Fig.4 Inversor conectado a un motor de inducción. El inversor incorpora elementos de nivel-2 y circuitos de puerta con elementos relacionados a un escenario práctico. El motor de inducción es modelado tomando en cuenta las partes en alta frecuencia, tal como se muestra en el circuito equivalente por fase de la máquina según los diagramas CM y DM. Los espectros corresponden a la respuesta obtenida antes y después de agregar el filtro EMI.

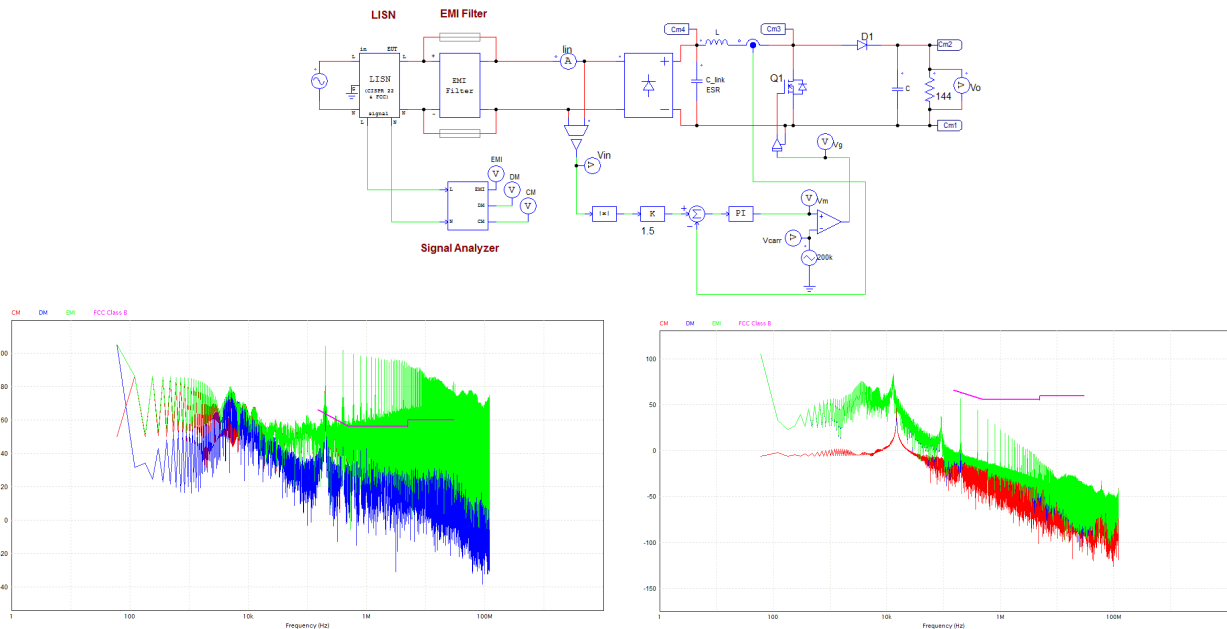


Fig.5 Respuesta del EMI-DS de un PFC.

3.2) Cocina de inducción de configuración simple

El siguiente caso de la Fig.6 está enfocado en el desempeño del EMI-DS de un convertidor resonante aplicado en una cocina de inducción de configuración básica. El arreglo incorpora una gran cantidad de elementos parásitos: en la red resonante, en el bus DC y en serie a los terminales de salida del IGBT (colector y emisor); estos últimos vinculados al circuito impreso por la conexión entre el interruptor y el controlador de compuerta (Sheikhian et al, 2014). El control de la potencia se establece de acuerdo al ciclo de trabajo del IGBT. El sistema funciona a lazo abierto y como un ZVS (Zero Voltage Switch).

3.3) Accionamiento de un motor síncrono de imán permanente (PMSM)

Como un ejemplo de mayor complejidad, ahora es analizado un accionamiento de una PMSM fundamentado en controladores de corriente i_d e i_q , con un lazo externo para el control de velocidad. El funcionamiento del sistema en régimen permanente se ha comprobado previamente. Aunque se considera la normativa CISPR-25 Level-3.

Los componentes parásitos se han agregado en los conductores del Bus DC (inductores y capacitancia de filtrado) y en los terminales del motor (por fase y la conexión a neutro).

El espectro resultante responde acorde al límite fijado por la norma seleccionada. No obstante, se compara la prueba de conformidad con estándares, mostrando niveles de ruido que sobrepasan lo indicado para CISPR25 (Clase 4 y 5). Para conseguir un mejor resultado en la atenuación, se puede emplear la opción para añadir un filtro de dos etapas.

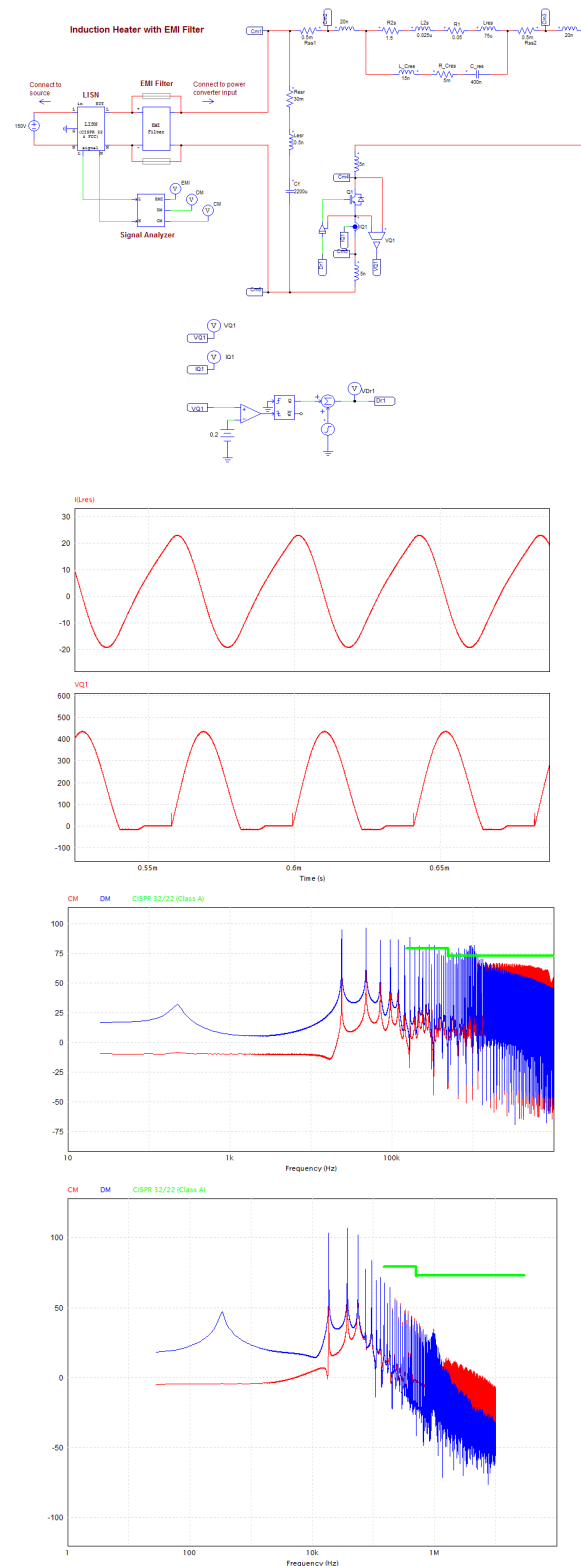


Fig.6 Esquema del convertidor resonante. Simulación en régimen permanente. Espectros de ruido antes y después de insertar la etapa de filtrado.

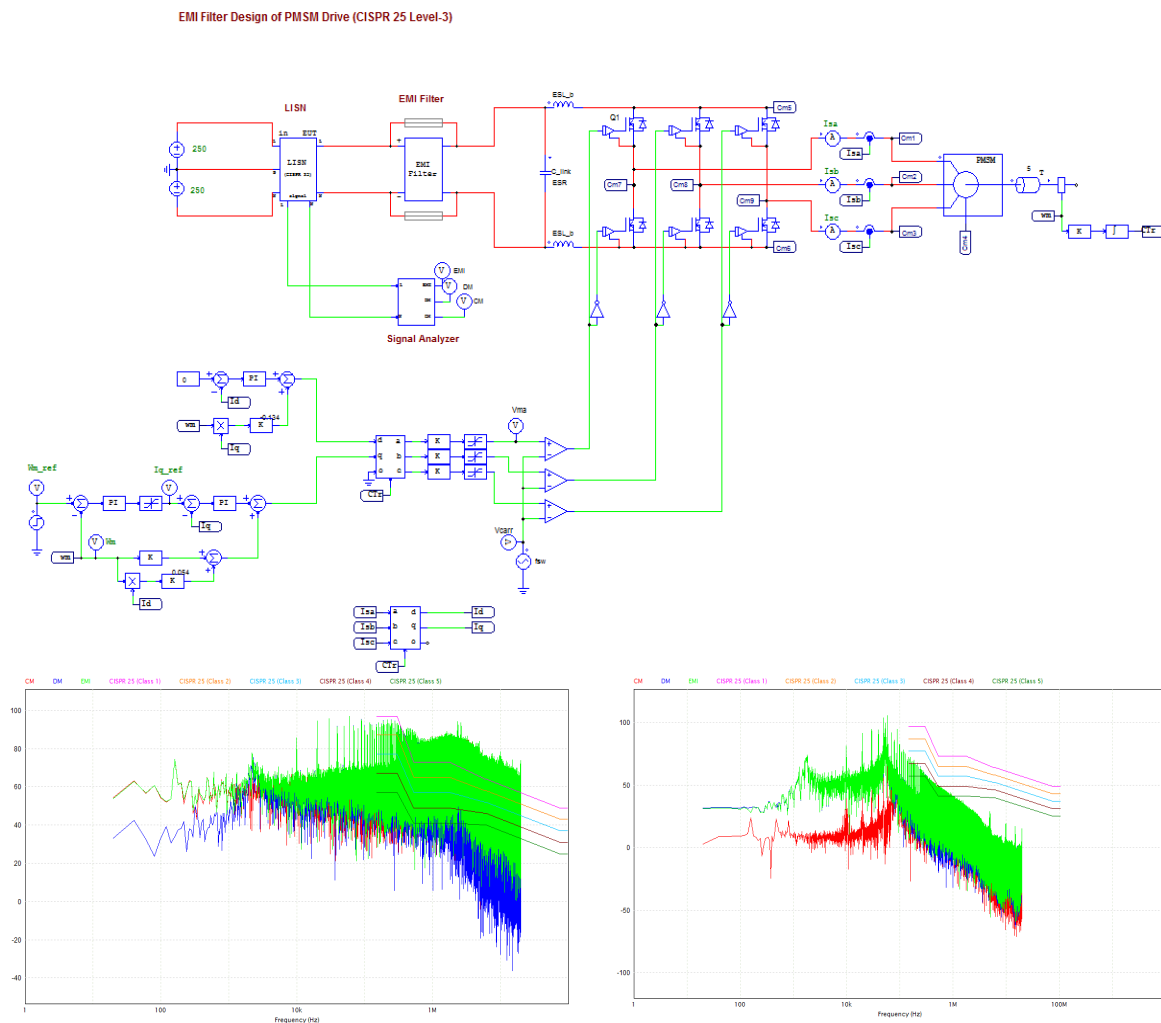


Fig.6 Diseño del filtro EMI para un accionamiento de una PMSM. Comparación con varias normas de estandarización de los niveles de ruido permitidos.

4) Convertidor especial

Por último se realiza el estudio de la herramienta para el diseño del filtro de un puente completo DC-DC con ajuste de fase o por su acrónimo PSFB (Phase-Shift Full-Bridge DC-DC converter), Fig.7. Para lograr alcanzar el nivel de atenuación requerido, solamente es posible usando un filtro de dos etapas, para satisfacer la condición de diseño de la norma CISPR Clase-4.

5) Especificaciones de los filtros EMI

La tabla I resume los valores de los componentes usados por el filtro EMI y los detalles del circuito, usados en todos los casos analizados. Como aspecto relevante, se aprecia

que debido a la elección de la inductancia en modo común, no es necesario incorporar el inductor en DM, lo cual acarrea desde el punto de vista práctico, una reducción en el coste del filtro.

CONCLUSIONES

La herramienta EMI-DS ha mostrado la eficacia en el diseño del filtro EMI en los distintos casos analizados.

La funcionalidad del módulo facilita sin complicaciones, las labores de diseño que resultan ser complejas a nivel práctico.

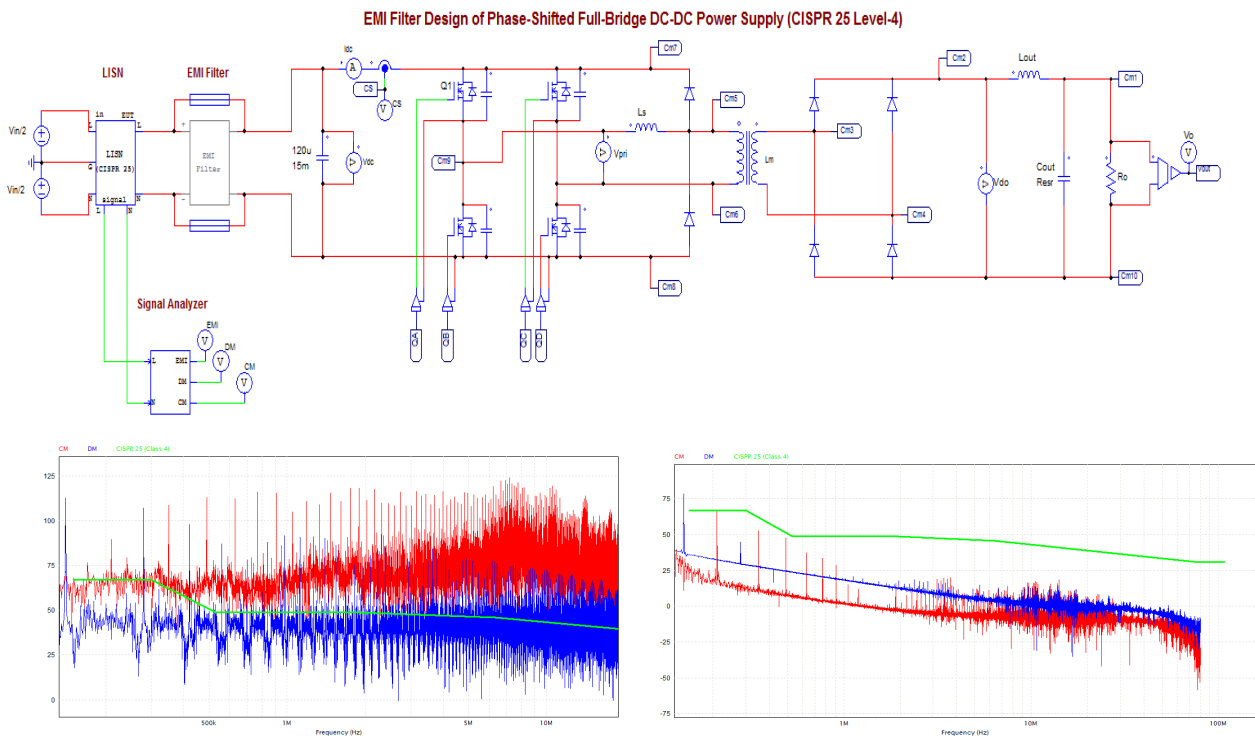
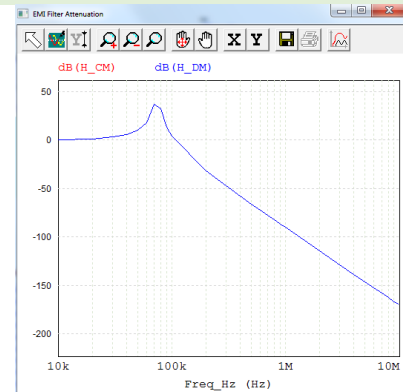
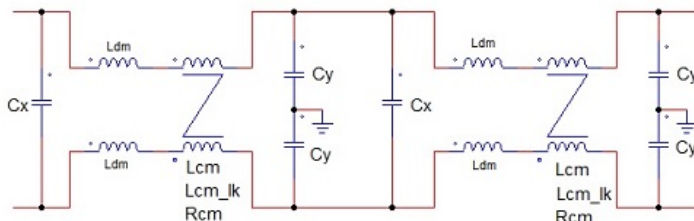


Fig.7 Análisis de un convertidor DC-DC tipo PSFB. Para alcanzar el nivel de atenuación requerido un filtro de dos etapas se ha diseñado para lograr conformidad con CISPR25 Clase 4.

Tabla 1 Especificaciones de los componentes de los filtros EMI diseñados para los casos indicados



Caso

Capacitancias

Inductancias

Reductor

$$C_x = 4.7E-06, C_y = 1E-07$$

$$L_{cm} = 194E-03$$

$$L_{leakage} = 9.7E-06, k_{leakage_cm} = 0.05$$

PSFB

$$L_{cm} = 2.4E-05$$

$$L_{leakage} = 1.2E-06, k_{leakage_cm} = 0.05$$

Se ha cumplido los requerimientos de distintas normas que fijan los niveles tolerables de los ruidos en DM y CM en la banda de frecuencias comprendida entre 150kHz a 30MHz, que corresponde al ruido conducido, el cual es propagado por elementos que funcionan en conmutación.

Actualmente se llevan a cabo tareas de investigación y pruebas para mejorar las potencialidades del EMI-DS, particularmente para convertidores alimentados por una fuente AC trifásica.

REFERENCIAS

- Powersim (2021). “*EMI analysis and filter design using EMI design Suite*”. <https://powersimtech.com/resources/tutorials/emi-analysis-and-filter-design-using-emi-design-suite/>.
- Costa F, Gautier C, Labouré E and Revol B. (2014). “*Electromagnetic compatibility in power electronics*”, pp.1-74. Great Britain, Wiley.
- Boglietti A. and Carpaneto E. (1999), “*Induction motor high frequency model*,” *Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting*.
- Powersim (2017). “*IGBT Level-2 Model*”. <https://powersimtech.com/resources/tutorials/level-2-igbt-model/>.
- Powersim (2021-E). “*Simulación de interferencias electromagnéticas y diseño de filtro EMI*”:
<https://psim.powersimtech.com/simulación-de-interferencias-electromagnéticas-y-diseño-de-filtro-emi-basado-en-el-emi-design-suite>.

- Sheikhian I., Kaminski N., Voß S., Scholz W., Herweg E. (2014) “*Optimisation of the reverse conducting IGBT for zero-voltage switching applications such as induction cookers*”. *IET Circuits Devices Syst.*, Vol.8, Iss.3, pp.176-181.

Ensayo de emisión acústica en extensión aislante para trabajos con tensión

Guido Ferrari ^a, Angel Basgall ^a, Pablo Venticinque ^b, Rubén Giménez ^b, Martín Gómez ^a

- a. GEA-UTN-FRD, San Martín 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-42-0400, gferrari@frd.utn.edu.ar.
- b. EPE, Falkner y Villarino, Santa Fe, provincia de Santa Fe, Tel: +54-0341-4635929.

Resumen

El marco regulatorio argentino y el compendio de resoluciones actuales no contempla la realización de ensayos para la verificación de la integridad estructural de las herramientas para trabajos con tensión, sometidas a sollicitaciones mecánicas. Esto crea una carencia al momento implementar protocolos de evaluación periódicos de la integridad de dichos dispositivos para Trabajos con Tensión. En general, la mayoría de los ensayos periódicos están focalizados en la verificación de la integridad dieléctrica de estas herramientas.

El presente estudio se basa en el análisis del monitoreo mediante la técnica de ensayo no destructivo de Emisión Acústica, durante la sollicitación mecánica de flexión (empotrada-libre con carga en un extremo) de un dispositivo de elevación de 5.5 metros de longitud construido en fibra de vidrio con refuerzo de polímero y relleno con espuma de poliuretano. Estos ensayos se basaron parcialmente en la norma ASTM F914 y la publicación técnica ASTM STP1139, las cuales analizan la sollicitación mecánica en dispositivos diferentes al estudiado en el presente trabajo. Estos ensayos tienen por finalidad detectar discontinuidades mecánicas incipientes que puedan comprometer el normal uso del equipamiento y validar las aptitudes mecánicas del dispositivo de izaje para el posicionamiento de personal. Finalmente, la aplicación periódica de estos ensayos conjuntamente con un programa de seguimiento y control podría eventualmente predecir una disminución de la capacidad de carga mecánica de la extensión aislante. La técnica de Emisión Acústica y el procesamiento de datos mediante herramientas específicas permiten discriminar procesos de falla asociados a la micro fisuración de la matriz polimérica, procesos de delaminación entre fibra y matriz o corte de fibras durante la sollicitación mecánica de prueba. Estos procesos de degradación del material pueden ser el resultado del deterioro por envejecimiento y exposición al medio, impactos o sobrecargas recibidas durante la vida en servicio del componente que comprometen la capacidad portante del mismo.

Por estas razones, la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) decidió desarrollar en conjunto con el Grupo de Emisión Acústica (GEA) de la Facultad Regional Delta de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRD), una serie de ensayos para monitorear una extensión aislante la cual se monta en una hidrogrúa para la realización de tareas de mantenimiento y reparación de líneas de media tensión. Los resultados obtenidos de estos ensayos permitirán eventualmente, desarrollar procedimientos y protocolos específicos de examinación periódicos para estos componentes. Adicionalmente estos estudios podrían extenderse a la evaluación de otros componentes aislados del mismo material, que estén sometidos a esfuerzos mecánicos como hidro-elevadores aislados u otros dispositivos de izaje posicionamiento de personal y de equipos.

Palabras claves – Emisión Acústica, Elementos de Izaje, Ensayos No destructivos, Fibra de Vidrio, Trabajos con Tensión.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo surge por la necesidad de evaluar el estado mecánico-estructural de un subgrupo de herramientas utilizadas en trabajos con tensión y de establecer procedimientos que ayuden a conservar la integridad estructural de estas herramientas. La normativa, resoluciones y documentos técnicos SRT 592/2004, IEC 60832, IEC 60855, IEC 61057, ASTM F914, ASTM F1430, STP 1139, serán el punto de partida para evaluar qué tipo y forma de ensayos se pueden proponer para analizar la integridad de las herramientas bajo estudio.

Desde el punto de vista normativo se puede encontrar en el punto 7. Anexos, Tabla II de la actual Resolución SRT 592/2004 la siguiente obligación: “Para pértigas, tensores, mástiles, escaleras aislantes deben ser sometidos a ensayos de aislación con una periodicidad de dos años según las condiciones estipuladas por IEC 60855.” lo que marca obligatoriedad de realizar ensayos dieléctricos y la carencia de obligatoriedad de realizar ensayos mecánicos periódicos en el tipo de herramientas aquí citadas. Si tomáramos el caso particular de hidroelevadores aislados, la resolución nos indica que es obligatorio realizar ensayos mecánicos e hidráulicos con periodicidad de 18 meses y en el caso de ensayos dieléctricos debe ser cada seis meses acorde a la norma IEC 61057.

En el apartado E 5.2 de la misma norma, podemos encontrar Prueba mecánica a la prueba de emisión acústica lo citando lo siguiente: Cuando lo especifique un fabricante o lo requiera un usuario, se podrá realizar una prueba de Emisión Acústica (EA) y los datos serán comparados con los de la pluma en estado nuevo.

La prueba de emisión acústica se usa para detectar y localizar fuentes de

emisión. La verificación de las fuentes de emisión puede requerir el uso de otros métodos de ensayo no destructivo (END), como radiografía, ultrasonido, partículas magnéticas, penetrante de líquidos e inspección visual.

Las normas de referencia para estos ensayos son las ASTM F914 y ASTM F1430 aunque en este caso por las características del producto analizado las mismas no son de aplicación directa. Es la norma IEC 61057 la que brinda antecedente normativo internacional y provee de sustento la aplicación de la EA en ensayos de herramientas aisladas para trabajos con tensión en la República Argentina. Esto se centra en dos líneas importantes de estudio y aplicación:

- Estudio y aplicación de la técnica de EA para ensayos de recepción en herramientas en condición de nueva.
- Estudio y aplicación de la técnica de EA para ensayos de aptitud de uso de carácter periódico.

Finalmente, esta investigación apunta a considerar la eventual normalización nacional de algún tipo de revisión de la estabilidad mecánica de estos componentes para Trabajo con Tensión (TcT) utilizando estas oportunidades de mejora para aplicarlas en las actuales normas y leyes y generar en caso de que sea necesario procedimientos que ayuden a mejorar la utilización de estos dispositivos.

Trabajo con Tensión a potencial (TcT)

En este método de trabajo, el operario desempeña sus tareas de manera manual, colocándose al potencial del conductor, mediante un dispositivo aislante apropiado al nivel de tensión al que se verá expuesto. Ello obliga a mantener las distancias de seguridad con respecto a tierra a los conductores y/o estructuras conductoras cercanas que se encuentren a un potencial distinto.

Existen múltiples formas de acceder a la posición como escaleras, plataformas, mástiles, andamios, hidroelevadores aislados, entre otros. Las Fig. 1 y 2 muestran diferentes tipos de posicionamiento de personal en trabajos a potencial.



Fig. 1. Acceso de operario mediante pluma aislada anclada a estructura y dispositivos adicionales como sillín, arnés y soporte.

Cómo puede observarse en la Fig.1 cada uno de estos dispositivos mostrados, se encuentran alcanzados por las implicancias de la norma IEC 60832/60855 por ser pértigas para trabajos con tensión, no exigiéndose ninguna validación periódica de la integridad mecánica de los elementos.

La empresa E.P.E. cuenta con un prototipo de extensión aislante realizado acoplando un conjunto de pértigas al extremo de la cabeza de la pluma dispuesta en una grúa Hidrogrubert T-15.000.

El diseño se encuentra formado por una pértiga principal de sección cuadrada de 5.5 m de longitud, una pértiga de refuerzo de sección circular de diámetro: 65 mm y un caballete metálico de montaje en la punta de la grúa (Fig. 2). La pértiga principal se encuentra trabajando a flexión y posee montado en su extremo una silla de posicionamiento de personal. Por otro lado, la pértiga de refuerzo se encuentra trabajando a la compresión utilizando una abrazadera para efectuar el acople entre las mismas.



Fig. 2. Diseño EPE de extensión aislante para montar en grúa con barra de refuerzo, caballete de sujeción y sillín para operario.

Este equipo está sujeto por un caballete de hierro que permite empotrar la pértiga principal al extremo de la pluma de la hidrogúa. Ambas pértigas han sido mantenidas en las mismas condiciones en que fueron provistas por sus fabricantes sin alterar medidas, cabezales, abrazaderas, así como elementos de la misma. El caballete de sujeción fue diseñado y construido específicamente para este modelo de utilización.

La técnica de Emisión Acústica

La técnica de emisión acústica (EA) se basa en la adquisición de ondas elásticas en el rango del ultrasonido (30 kHz a 1 MHz) que se producen y propagan en el material. Esta energía elástica puede ser liberada por fuentes tales como el crecimiento de fisuras, el corte de fibras, la micro fracturación de la matriz polimérica y otros fenómenos que puedan vincularse al daño. Estas ondas viajeras pueden ser detectadas por sensores piezoeléctricos colocados en la superficie del material que las convierten en una señal eléctrica que es enviada a un equipo de EA que permite su

digitalización, procesamiento y almacenamiento. Estas señales de EA son detectadas como hits cuando cruzan una tensión de umbral y pueden ser parametrizadas extrayendo características de cada hit tales como la amplitud máxima, la duración, el número de cuentas (veces que la oscilación cruza el umbral), energía, rise time y frecuencias asociadas. En la Fig. 3 se muestran los parámetros básicos de EA.

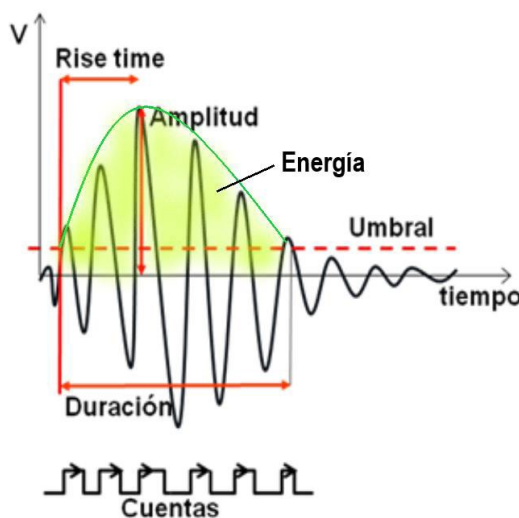


Fig. 3. Parámetros básicos de EA.

Adicionalmente colocando una red de sensores y conociendo la velocidad de propagación del sonido en el medio y los tiempos de arribo de las señales a los sensores, es posible determinar la posición de la fuente que emite la EA. Con toda esta información eventualmente se puede caracterizar el tipo de fuente emisora y detectar el lugar aproximado desde dónde está emitiendo.

La aplicación de la EA en materiales compuestos se remonta a la década del 70 donde se aplicó en las industrias aeroespacial y petroquímica. En trabajos recientes se han logrado caracterizar en muchos casos los diferentes mecanismos de fallas en función de los parámetros característicos de la EA y existe bibliografía que

recopila gran parte de esa información (Ono y Gallego 2010). En una sollicitación a compresión el mecanismo de falla de los FVRP está controlado primariamente por la fractura de la matriz polimérica debido a que es la menos resistente en comparación con la fibra de vidrio. En esa sollicitación, la fibra trabaja menos que a tracción, y la que soporta la carga es mayoritariamente la matriz, eventualmente luego de la deformación de esta, las fibras de vidrio comienzan a doblarse, quebrarse y bloquearse produciendo una falla no catastrófica por pandeo de fibras (L. Gambone, et. al 1992). Estos eventos mecánicos durante el proceso anterior a la falla producen EA que puede ser monitoreada y analizada. Finalmente, la aplicación de la EA junto con el desarrollo de procedimientos apropiados, pueden ser herramientas útiles para poder establecer el grado de aptitud estructural para el uso de herramientas construidas con FVRP.

DESARROLLO

La barra de soporte principal es de PRFV, de sección cuadrada de 100 x 100 mm por 5500 mm de longitud (Fig. 4), Fabricante: RITZ. Carga nominal de trabajo en el extremo del soporte 120 daN. Esta barra se monta en una hidrogrúa mediante un caballete metálico Fig. 5 que fija la barra con dos abrazaderas articuladas que encastran en la sección cuadrada de la barra y se cierran sobre ella mediante 2 pares de tornillos y tuercas que se ajustan de manera manual.



Fig. 4. Fotografía de barra para TcT de material FVRP inyectada de 5500 mm de longitud.

El equipo de Emisión Acústica con el cual se realizó el ensayo está compuesto por dos placas de adquisición marca PAC (Physical Acoustics Corp.) modelo DISP-4 de 8 canales, 8 sensores marca PAC modelo R15I con preamplificador incorporado de 40 dB.



Fig. 5. Barra montada sobre grúa mediante caballete metálico de sujeción.

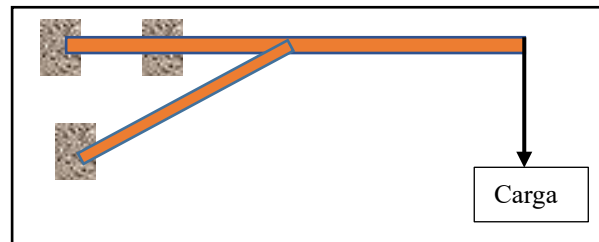
Antes y después de los ensayos se realizó la comprobación de los canales mediante la técnica Hsu Nielsen y se midieron la atenuación y la velocidad de propagación de las ondas en el material de la barra. La información se registra en forma paramétrica, Hits de EA y formas de onda digitalizada.

Durante los ensayos mecánicos se registró la carga aplicada para poder asociarla a la EA del proceso. En los ensayos de flexión la carga se registró de forma digital mediante una celda de carga tipo S de tracción/compresión, marca Flexar, con capacidad máxima de 1500 kg. Para los ensayos de torque la carga se registró de manera manual y se midió mediante una llave torquimétrica

de aguja el torque aplicado a los tornillos de sujeción.

Aplicación de solicitaciones mecánicas:

Ensayo 1: La barra fue solicitada a flexión, de forma empotrada-libre con apoyo intermedio (Fig. 6). La excitación de la barra se produce en dos ciclos de carga, mantenimiento y descarga de tensión, según norma ASTM F 914. La carga se aplicó con un sistema manual de



tensado.

Fig. 6. Croquis de sollicitación a flexión de barra empotrada-libre.

Ensayo 2: En los puntos de sujeción de la barra con el caballete metálico se realizó un ensayo de cierre controlado de las sujeciones midiendo el par de apriete de los tornillos para evaluar el torque máximo de sujeción (Fig. 7).

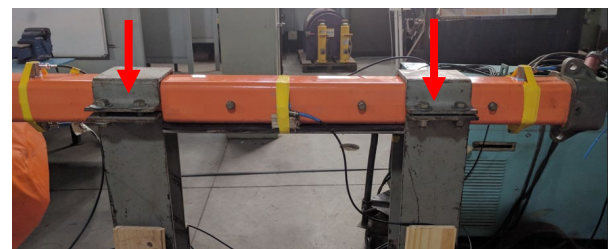


Fig. 7. Montaje experimental para ensayo de apriete de sujeción sobre barra de FVRP.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Ensayo 1: En la Fig. 8 se observa la barra instrumentada mediante los sensores de EA y la posición de cada uno durante el ensayo. La Fig. 9 muestra, para cada uno de los 8 canales de EA, la amplitud en función del tiempo de los

hits registrados durante el ensayo con dos ciclos de carga en flexión.

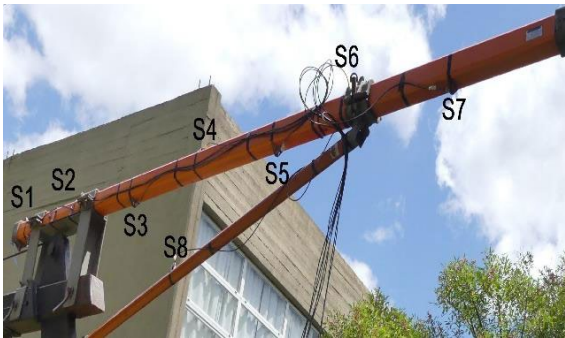


Fig. 8. Posición de los sensores sobre la barra ensayada.

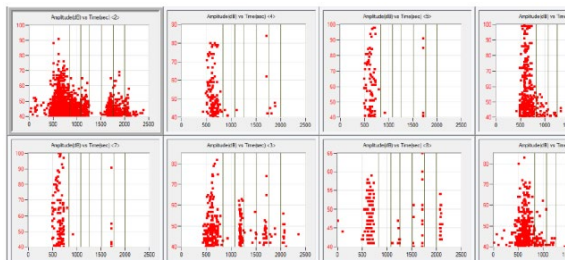


Fig. 9. Amplitud de los hits de EA en función del tiempo para los dos ciclos de carga.

Mediante procesos de filtrado y de análisis como la evaluación del parámetro de cuentas acumuladas respecto de los periodos de carga, se puede determinar que la zona correspondiente al sensor 2 mostro un alto número de cuentas acumuladas en ambos periodos de carga (Tabla 1).

Tabla 1. Cuentas acumuladas de eventos de EA.

		Eventos	Cuentas Acumuladas
Periodo 1	Canal 1	12	21
	Canal 2	12	132
Periodo 2	Canal 1	8	82
	Canal 2	8	136

En la Fig. 10 se observan las cuentas acumuladas correlacionadas con la posición de los sensores en el orden que están montados sobre la barra. La zona determinada por los canales 1 y 2

corresponden a la parte de sujeción de la barra.

Fig. 10. Cuentas acumuladas de hits de EA para cada sensor donde se observa que en ambas rampas de carga el sensor 2 fue el más excitado.

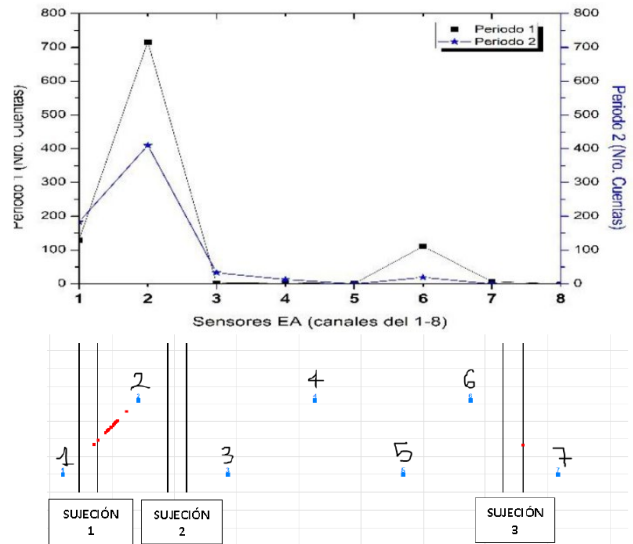


Fig. 11. Posicionamiento de los eventos de EA que muestra una alta actividad en la cercanía de la zona de la Sujeción 1 entre los sensores 1 y 2.

Finalmente, en la Fig.11 se muestra el posicionamiento de los eventos de EA respecto de las sujeciones de la barra y de los sensores del 1 al 7. Los eventos importantes se posicionan entre los sensores 1 y 2 cerca de la sujeción nro. 1 de la barra.

Ensayo 2: Durante el inicio del ensayo 1 se observó que la barra emitía EA de manera espontánea, sin sollicitación de flexión aplicada, y que esta provenía de la parte de la sujeción del caballete metálico. Esto condujo a la realización de un ensayo de ajuste controlado para detectar el par de apriete que hace que el material comience a emitir EA posiblemente asociada a procesos de degradación como micro fractura de matriz, y de laminación

matriz fibra debido al exceso de presión aplicado durante la fijación de la barra. En el ensayo 2 se utilizaron 6 canales de EA para captar las señales producidas y con una llave torquimétrica se aplicó el torque a los tornillos, respetando los periodos y secuencia de carga establecida en la Fig. 12. Los tornillos de sujeción se apretaron secuencialmente con pares de ajuste de 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 kgm.

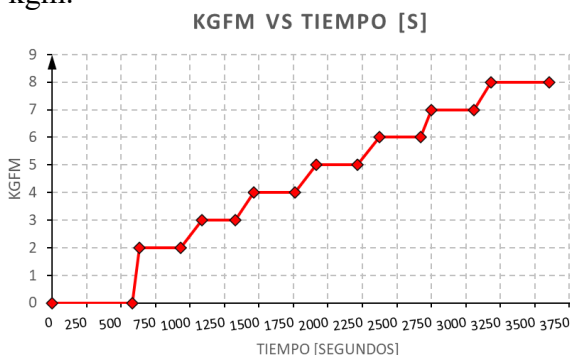


Fig. 12. Gráfico de aplicación de torque en función del tiempo. (Kgf vs s).

Por cada periodo de torque se tomó la EA perteneciente a los periodos de carga estable, los cuales tienen una duración mínima de aproximadamente 4 minutos cada uno (es decir no se considera los pedidos de ajuste) y se evaluó la emisión resultante. En la Fig. 13 se observa la amplitud de la emisión por cada canal en función del tiempo y de cada periodo de carga. Se puede observar que en los niveles de torque de 2-3-4 Kgm la EA disminuyó de manera importante luego de aproximadamente 150s durante los periodos de carga constante. A partir de los 5 a 6 kgm de torque la actividad de EA se hace importante y en algunos canales la amplitud supera los 60 dB, donde, además se observa que no cesa en los periodos de carga constante. Esto es indicativo de fuentes activas que sin aumento de carga actúan dentro del

material y pueden ser asociadas a procesos de deterioro del material compuesto. Como muestra la Fig. 14, los cálculos de posicionamiento de fuentes de EA indican que la sujeción 1 es la que muestra mayor grado de actividad acústica y donde se posicionaron la mayor cantidad de eventos de EA. A partir de estos resultados se estableció un límite de ajuste de las fijaciones de 4.5 Kgm aproximadamente a fin de no dañar la extensión aislante.

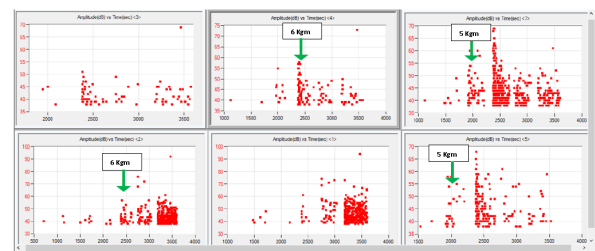


Fig. 13. Amplitud vs Tiempo, ensayo de torque en tornillos, 6 canales.

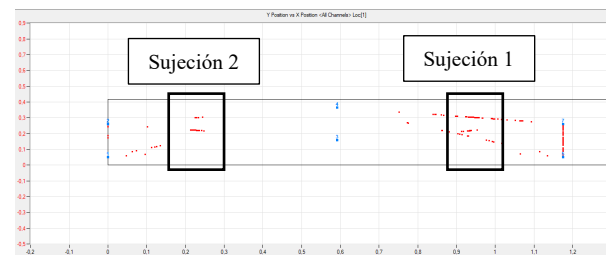


Fig. 14. Posicionamiento de eventos de EA que muestran mayor acumulación en la sujeción 1.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos por el ensayo 1 establecen que la barra en cuestión tiene fuentes activas de EA de amplitud inferior a 70 dB concordantes con procesos de deterioro como delaminación o separación de interfases (ASTM STP 1139). Se determinó una zona reducida de inspección de 300 mm de largo en la cercanía de la sujeción 1 en un solo ensayo de prueba.

La ubicación de la emisión es coincidente con la posición de sujeción

metálica 1 relacionada con el eventual debilitamiento de esa zona por la aplicación repetida de los ajustes necesarios para fijar la barra. En base a estos resultados se establece un plan de control de integridad mecánica con frecuencias regulares para analizar la evolución de la zona de interés detectada y se considera realizar la aplicación de otras técnicas de ensayos en la zona afectada.

Respecto del ensayo 2 se estableció que los torques de sujeción superiores a 5 Kgm ejercen una presión de cierre lo suficientemente alta como para activar procesos de deterioro dentro del material y hacer que este emita EA de forma continua. Todos los resultados expuestos permitieron diseñar un protocolo de posicionamiento y ajuste para que sea implementado por la empresa durante el procedimiento de ensamble de la sujeción, y se limitó la carga de ajuste de los tornillos a 4.5 Kgm.

REFERENCIAS

RES SRT 592/2004 “Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Mayores a Un Kilovolt.”. 2004

ASTM f 914 “Standard Test Method for Acoustic Emission for Insulated and Non-Insulated Aerial Personnel Devices Without Supplemental Load Handling Attachments” 2003.

ASTM STP 1139. “Acoustic Emission Testing of Aerial Devices and Associated Equipment Used in the Utility” 1992.

IEC 61057 “Live working - Insulating aerial devices for mounting on a chasis”.

IEC 60832 “Live working - Insulating sticks and attachable devices - Part 1: Insulating sticks”.

IEC 60855 Live working - Insulating foam-filled tubes and solid rods - Part 1: Tubes and rods of a circular cross-section”.

L. R. Gambone, M. Marusic, D. Kung and G. Janke, “Acoustic emission monitoring and destructive testing of glass fibre reinforced plastic bucket truck booms”. ASTM-STP 1139, 1992.

K Ono and A Gallego, “Research and Applications of AE on Advanced Composites”, Journal of Acoustic Emission”, 30 (2012) 180-229.

Metodología Mejorada en Estudios de Coordinación de la Aislación

Walter F Gimenez y Germán P Lorenzón.

Área de Sistemas de Potencia, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610 (3000) Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-4601735, wgimenez@frsf.utn.edu.ar.

Resumen – La eficaz coordinación de la aislación en instalaciones eléctricas en tensiones superiores a 33 kV es sumamente importante, principalmente por que involucra descargas atmosféricas, que en general, pueden ser catastróficas y costosas. El trabajo resume años de experiencia en la simulación matemática de redes y componentes de instalaciones de alta tensión, comienza con una breve descripción de modelos y opciones disponibles en el programa EMTP/ATP, luego se expone en proponer una nueva forma de desarrollar éstos estudios incorporando criterios estadísticos para representar la descarga atmosférica, desarrolla un caso real a modo de ejemplo resumiendo mil simulaciones y finaliza sintetizando las principales ventajas del método y sus potencialidades.

Palabras claves - Coordinación de aislación; descargas atmosféricas; simulación matemática.

INTRODUCCIÓN

La simulación de un fenómeno transitorio requiere de una correcta representación de cada componente de la red válida para un amplio rango de frecuencias que van desde DC hasta varios MHz, por lo tanto, una buena representación de cada componente en este amplio rango de frecuencias es prácticamente imposible. Para subsanar éste inconveniente, la práctica usual es, primero, determinar cuál es el rango de frecuencias donde se manifiesta el fenómeno a estudiar y luego representar los elementos con sus particularidades propias a esa frecuencia, siguiendo las recomendaciones de las principales asociaciones de especialistas (CIGRE 1991).

Tabla 1: Rango de frecuencias según el tipo de perturbación

Tipo de Perturbación	Gama de Frecuencias
Ferromagnética	0,1 Hz – 1 kHz
Pérdida de carga	0,1 Hz – 3 kHz
Despeje de faltas	50/60 Hz – 3 kHz
Conexión de líneas	50/60 Hz – 20 kHz
TTR – Falta kilométrica	50/60 Hz – 100 kHz
Cebados y recebados	10 kHz – 1 MHz
Descargas atmosféricas	10 kHz – 3 MHz
Maniobras en SF6	100 kHz – 50 MHz

También es muy útil saber que, cuánto más cerca se esté del lugar físico a representar, más exacto y robusto deberá ser la modelización de cada elemento, ya que la calidad en su representación es directamente proporcional al resultado a lograr. Modelos simples son muy fáciles de construir pero arrojan resultados muy aproximados que pueden ser aceptables según la calidad del trabajo que se necesite; en cambio, la elección de un modelo matemático detallado exige una cantidad muy grande de datos y gran esfuerzo en su construcción, que sólo se justifica si está directamente involucrado con el fenómeno a estudiar (Greenwood 1990, Martínez 1997).

Actualmente se reconocen cuatro tipos de rayos posibles (Hilemann 1998) – descendiente, ascendente, polaridad positiva y negativa – pero la estadística y registros

indican que en el 90% de los casos se trata de descargas descendentes de polaridad negativa que involucran varias descargas consecutivas espaciadas algunos milisegundos. Escogiendo solo el primer impacto, existe un conjunto de parámetros básicos que son necesarios definir a la hora de representar una descarga atmosférica teórica de forma tradicional, a través de su “forma de onda” que son:

- Amplitud del primer pico de corriente.
- Tiempo de cresta.
- Tiempo de semi cola.
- Duración total.

Aunque en la realidad, su valor máximo y su forma de onda son propias de cada descarga y varían enormemente entre cada una de ellas.

Por esto, es necesaria la utilización de otras herramientas como pueden ser las estadísticas que permiten a partir de una muestra aleatoria simple representada por su valor medio, la dispersión y su distribución de probabilidad, representar mejor la situación real.

LA DESCARGA ATMOSFÉRICA TEÓRICA

Existen algunos programas para la simulación transitoria de redes eléctricas, como el Alternative Transient Program (ATP)(EMTP 1990) que es la versión gratuita del Electromagnetic Transient Program (EMTP) junto con otros programas de pre y post visualización, que ha adquirido una buena aceptación por parte de las compañías y universidades para representar en el papel lo que sucedería en la realidad.

Cuando se trata de representar una descarga atmosférica, el ATP/EMTP posee distintas herramientas que han ido evolucionando con los años a medida que se comprendía más el fenómeno del rayo, se disminuían los tiempos de cálculo y se ampliaba la capacidad de

programación en los lenguajes informáticos. Las versiones más actuales del programa incorporan distintos tipos de fuentes de corriente y de tensión, capaces de representar la descarga a través de funciones propias cuando en sus comienzos sólo se podía usar una rampa de subida con una rampa de bajada inmediatamente (Fuente Type 13) luego de alcanzar su valor máximo. Luego se fueron incorporando otras posibilidades más elaboradas y específicas de fuentes (Fuentes Type 15) como son las siguientes (BPA 1994):

- ✓ Doble rampa
- ✓ Tipo Heidler
- ✓ Tipo Stadler
- ✓ Tipo CIGRE

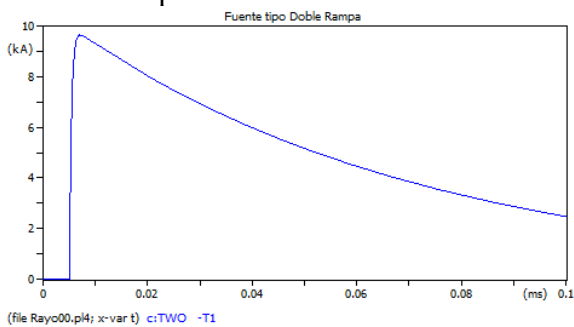


Fig. 1: Ejemplo de una fuente Type 15, doble rampa.

Cada una de ellas tiene sus propias ventajas e inconvenientes, adictos y detractores, pero todas ellas son sumamente útiles para analizar casos sencillos y tradicionales de descargas atmosféricas. En el ejemplo siguiente se ha representado una línea monofásica con parámetros distribuidos con sus torres respectivas de 24 m de altura y separadas 300 m. La secuencia del evento es: la descarga atmosférica representada con una fuente de corriente tipo CIGRE impacta en el hilo de guardia de la primera estructura y luego la onda de tensión, a consecuencia de la impedancia propia del conductor, viaja por la línea aérea provocando sobretensiones e infinidad de ondas directas y reflejadas que se crean en cada unión o cambio de impedancia (Greenwood 1990).

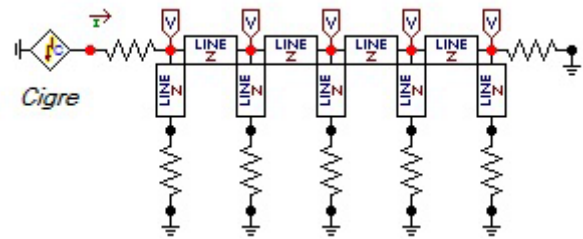


Fig. 2: Representación básica de una línea aérea para estudios en alta frecuencia.

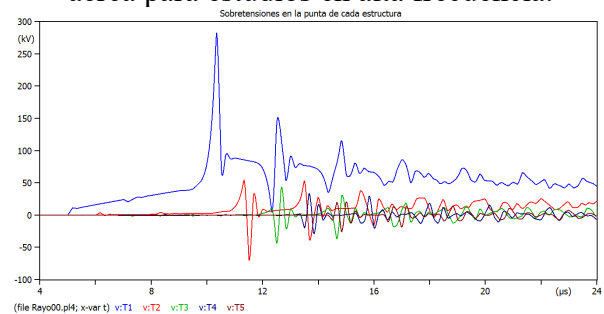


Fig. 3: Sobretensiones en el hilo de guardia de la línea aérea.

Si bien el ejemplo es básico, toda simulación siempre comienza por un caso simple donde se pueda interpretar correctamente el efecto a estudiar, se verifique que la teoría se cumpla, que los valores de tensiones y corrientes respondan a los conocimientos teóricos y que resulten satisfactorias todas las comprobaciones posibles (tiempos de tránsito, pendientes, relaciones de impedancia, etc.). Luego, paso a paso se mejora la representación incorporando modelos más precisos y sofisticados. Recordando siempre que, cuánto más cerca se esté del lugar físico a representar, más exacto y robusto deberá ser la modelización de cada elemento, ya que la calidad en su representación es directamente proporcional al resultado a lograr.

LA DESCARGA ATMOSFÉRICA REAL

Recientemente, la Organización Meteorológica Mundial confirmó dos hechos singulares: el primero de ellos fue el registro del rayo de mayor longitud (709 km) registrado al sur de Brasil y el de mayor duración en tiempo (17,102 segundos aproximadamente)

localizado sobre el Río de la Plata. La fotografía satelital siguiente muestra la ubicación del segundo caso, que abarca desde el centro sur de la Provincia de Entre Ríos hasta el Partido de General Lavalle en la Provincia de Buenos Aires, a 500 km aprox.

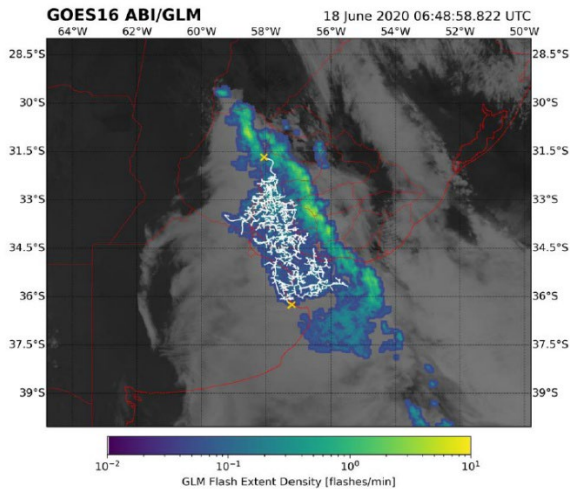


Fig. 4: Imagen compuesta del mega rayo registrado el 18/6/2020.

Entonces la pregunta surge inmediatamente: ¿Cómo se representa ésta situación? ¿Qué tan probable es que suceda? ¿Cuántas descargas sucesivas existieron? ¿Cada cuantos años? ¿Es válido utilizar una única descarga estandar para representar semejante situación? ¿Cómo se pueden incorporar a la simulación tantas variables? La respuesta es incorporando técnicas estadísticas a las simulaciones matemáticas.

LA DESCARGA ATMOSFÉRICA ESTADÍSTICA

Según (Hilemann 1998) que cita estudios anteriores (Berger y otros) la distribución estadística de todos los parámetros de las descargas pueden ser aproximados a una distribución logarítmica normal cuya función de densidad de probabilidad está representada por la siguiente relación.

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot x \cdot \vartheta_{\ln x}} \exp\left[-0,5 \left(\frac{\ln x - \ln x_m}{\vartheta_{\ln x}}\right)^2\right] \quad (1)$$

siendo $\vartheta_{\ln x}$ la desviación estándar del $\ln x$ y X_m la mediana de x .

Además, resume valores estadísticos para la primera descarga y las subsiguientes de la forma siguiente, donde se resalta solo el valor máximo de la primera cresta de 31,1 kA.

Parameter	First stroke		Subsequent strokes	
	Median, M	β , log std. deviation	Median, M	β , log std. deviation
Front, μ s				
$t_{10/90}$	5.63	0.576	0.75	0.921
$t_{30/90}$	3.83	0.553	0.67	1.013
$t_m = \text{min eq. front}^a$	1.28	0.611	0.308	0.708
$t'_m = \text{min eq. front}^b$	1.14	0.578	0.296	0.708
Steepness, kA/ μ s				
$S_{10/90}$	5.0	0.645	15.4	0.944
$S_{30/90}$	7.2	0.622	20.1	0.967
S_{10}	2.6	0.921	18.9	1.404
S_m	24.3	0.599	39.9	0.852
Crest, kA				
I_i , initial	27.7	0.461	11.8	0.530
I_c , final	31.1	0.484	12.3	0.530
Initial/final	0.9	0.230	0.9	0.207
Charge, C	4.65	0.882	0.938	0.882
Tail, μ s	77.5	0.577	30.2	0.933
$I^2 dt$, (kA) 2 s	0.057	1.373	0.0055	1.366
Inter-stroke interval, ms	1st to 2nd stroke, $M = 45$ ms			
	2d stroke onward, $M = 35$ ms			
	$\beta = 1.066$ for both			
Flash duration, ms, excluding single stroke flashes	$M = 200$		$\beta = 0.69$	

Fig. 5: Parámetros para una distribución logarítmica normal (Hilemann 1998)

Si se aceptan los valores numéricos anteriores y teniendo su relación estadística propuesta, entonces será posible si se generan variables aleatoriamente, “crear” tantas descargas atmosféricas como se necesiten. Entonces, para incorporar a los estudios de simulación una gran dispersión de probabilidades de formas de descargas atmosféricas habrá que generar variables aleatorias y una de las muchas posibilidades es utilizar el “Método de Montecarlo” por ejemplo, que es un método estadístico no determinístico, que permite resolver problemas complejos a través de la generación fortuita de variables involucradas en un suceso.

Para encontrar la frecuencia y distribución de los valores máximos de corriente de descargas según una distribución Log-Normal, cuya función densidad de probabilidad (1) está caracterizada por Mediana (P_{50}) igual a 31,1 kA y una desviación estándar logarítmica igual a 0,484, según Fig.5; se pueden generar 1000 valores generados aleatoriamente y se agrupan los

resultados de frecuencia en función de la intensidad, por ejemplo, como se muestran en la Fig. 6; donde se aprecia que una magnitud

máxima de 20kA de la descarga tiene una probabilidad mayor de ocurrencia próxima a las 115 veces.

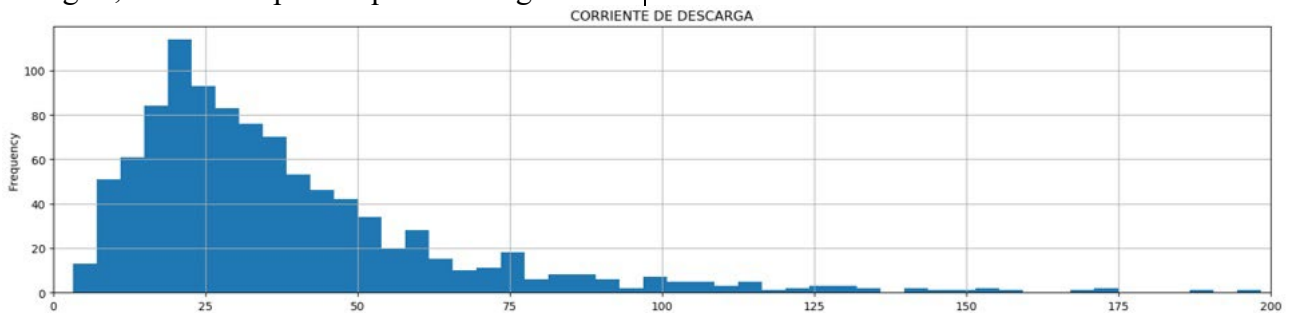


Fig. 6: Histograma de la corriente de descarga máxima.

De la misma forma y siempre siguiendo la misma función de probabilidad (1) pero esta vez para el tiempo de frente de onda $t_{30/90}$ con valor medio igual a 3,83 μseg y desviación de 0,553; se tiene la Fig. 7 donde predominan tiempos de entre 3/4 μseg con frecuencias alrededor de 70 veces. Seguidamente, resta

determinar la máxima derivada de la corriente inicial que, con valores de 7,2 kA/ μseg de mediana y 0,622 de desviación, se calculan y muestran en la Fig. 8, resultando valores próximos a 20 kA/ μseg para 60 veces en los mil casos generados.

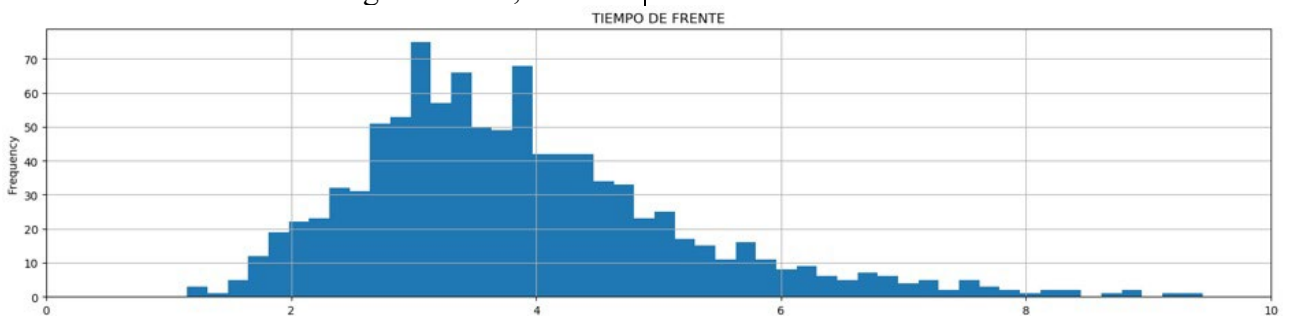


Fig. 7: Histograma del tiempo de frente de onda.

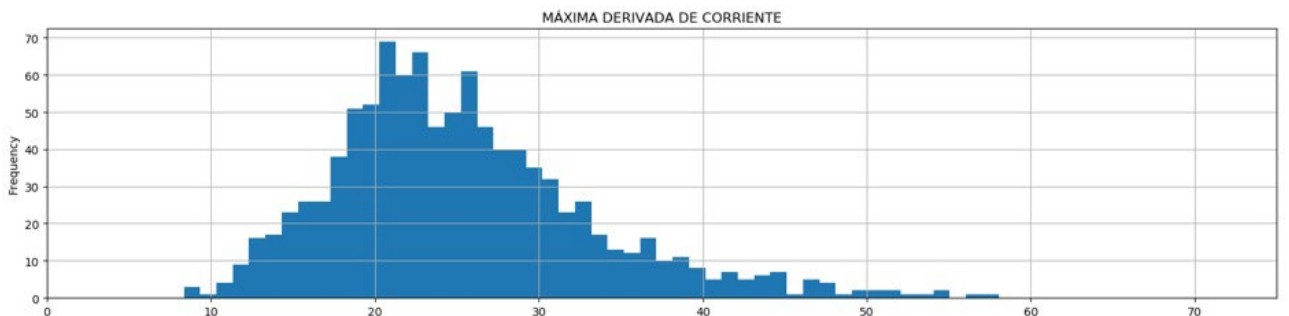


Fig. 8: Histograma de la máxima derivada de corriente.

COMPARACIÓN DE RESULTADOS EN UN CASO REAL

Por ejemplo, cuando se realiza un estudio de coordinación de la aislación es importante alcanzar un buen grado de desarrollo en la modelización de casi todos los

componentes involucrados, en especial las estructuras de suspensión donde impacta la descarga atmosférica. Para el ejemplo de la figura siguiente, existe abundante bibliografía que ayuda en la representación de cada elemento (EPRI 1995, IEEE 1996 y Martínez 2010).

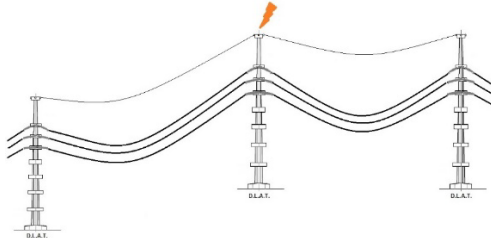


Fig. 9: Representación reducida de una descarga sobre una línea aérea.

Resumiendo los muchos pasos, verificaciones y comprobaciones realizados, la doble línea aérea anterior se puede simular mediante un modelo matemático con parámetros distribuidos constantes con la frecuencia de 500 kHz contemplándose el efecto pelicular y se representa de forma unitaria para cada vano, incluso sus hilos de guardia. Las estructuras soportes se simulan como si fuera un conductor simple representado por una línea de parámetros distribuidos con su tiempo de tránsito igual al cociente entre la altura de la torre y una velocidad de onda proporcional a la velocidad de la luz con una impedancia característica menor a 300 Ohms; al igual que cada tramo de cruceta o brazos soportes. Cada cadena de aisladores se representa con una capacitancia de 80 pF en paralelo con un interruptor controlado por tensión según una lógica simple que lo cierra para simular el contorneo de la cadena; resultando en la figura siguiente. Todo lo anterior puede verse de forma reducida en la Fig. 10 para sólo una terna.

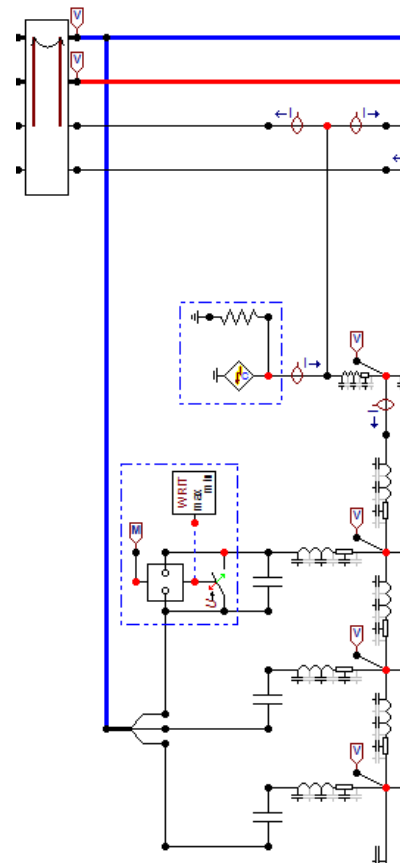


Fig. 10: Representación parcial del cabezal de una estructura de suspensión doble.

Por su parte, la puesta a tierra, al ser ejecutada con jabalinas, se modela con una resistencia no lineal dependiente de la corriente, ya que su valor varía desde uno inicial de 150 Ohms aproximadamente a menos de la mitad para un terreno de resistividad próxima a 100 Ohm-m. Para finalizar, en la parte superior del agarre del cable de guardia se conecta una fuente de corriente que representa la descarga en sí objeto de éste trabajo y se completa con tantos voltímetros y amperímetros se deseen distribuidos convenientemente.

Simulación con sólo una descarga estándar

Si, por ejemplo, quisiéramos conocer el valor de sobretensión en el hilo de guardia donde impactó la descarga de 31,1 kA con la forma de onda tipo CIGRE, tendríamos una sola curva continua en función del tiempo

como la de la Fig. 11, donde, a fines prácticos solamente interesa conocer la forma inicial, el

pico de la mayor magnitud y, tal vez, no la forma final de la sobretensión o cola de onda.

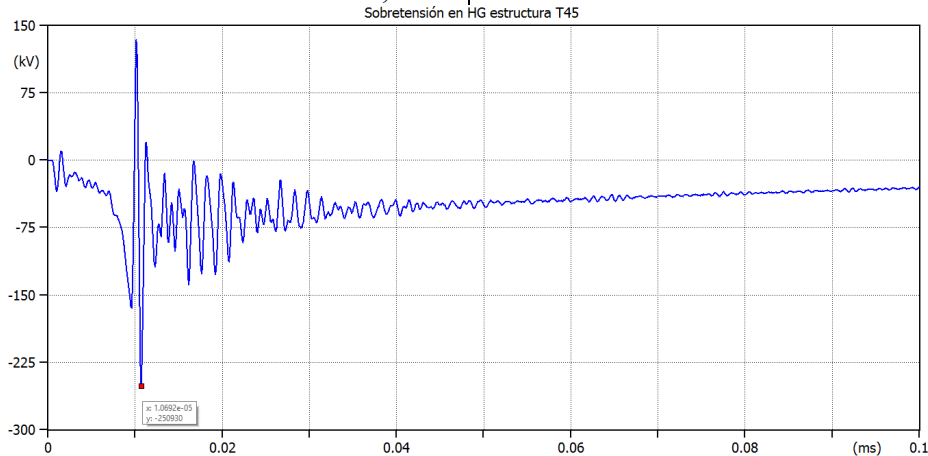


Fig. 11 Representación de la sobretensión para una descarga de 31,1 kA.

Simulación con mil descargas aleatorias

En cambio, si se incorpora un análisis estadístico como el desarrollado anteriormente, se pueden realizar 100, 1000 o 10000 impactos atmosféricos y el único “costo” serían algunos minutos más de “trabajo” de la computadora. En el caso de utilizar mil descargas, ya no se puede analizar cómo se hizo anteriormente a través de una curva continua; hay que realizar un análisis estadístico de los resultados y una forma posible es usar percentiles agrupando a voluntad los resultados.

Para el caso anterior, se tendrá la tabla siguiente que permite un mejor análisis, donde el percentil 25, por ejemplo, es el valor de sobretensión que es superado por el 75% de las descargas atmosféricas; mientras que el percentil 98 sólo es superado por veinte descargas de las mil simuladas. También incluye los valores extremos probables que son totalmente desconocidos usando la técnica habitual.

Tabla 2: Resumen de valores de sobretensiones “estadísticas”.

PARÁMETRO	VOLTIOS
Valor MEDIO	210675 V
DESV. ESTANDAR	46743 V
Valor MÍNIMO	151622 V
Percentil 25%	186416 V
Percentil 50%	199577 V
Percentil 75%	211618 V
Percentil 98%	364749 V
Valor MÁXIMO	368130 V

Esta forma de generar y utilizar tantas descargas atmosféricas, si se procesan adecuadamente los resultados, también permite analizar nubes de puntos de valores.

En la Fig. 12 es posible observar sobretensiones en tres puntos distintos del mismo conductor de fase. También se aprecia un salto en la continuidad de puntos que indica el valor de la intensidad de la descarga que provoca el contorneo de las cadenas de aisladores algo que, con la metodología tradicional se realiza al tanteo o por aproximaciones sucesivas.

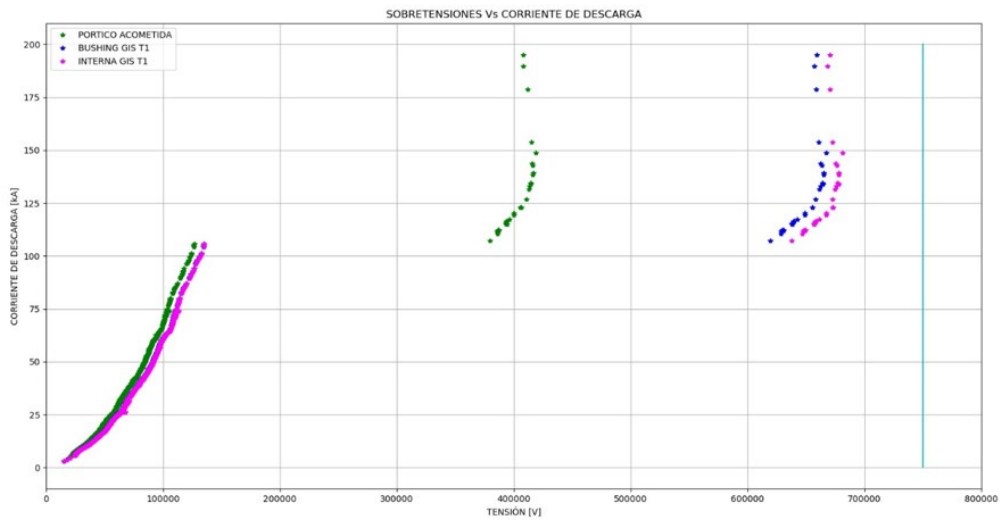


Fig. 12: Representación por nube de puntos de las sobre tensiones en función de las intensidades de las descargas.

También es posible agrupar determinados valores en función de su posibilidad de ocurrencia o frecuencia como se muestra

seguidamente para otros valores de sobre tensión en el circuito.

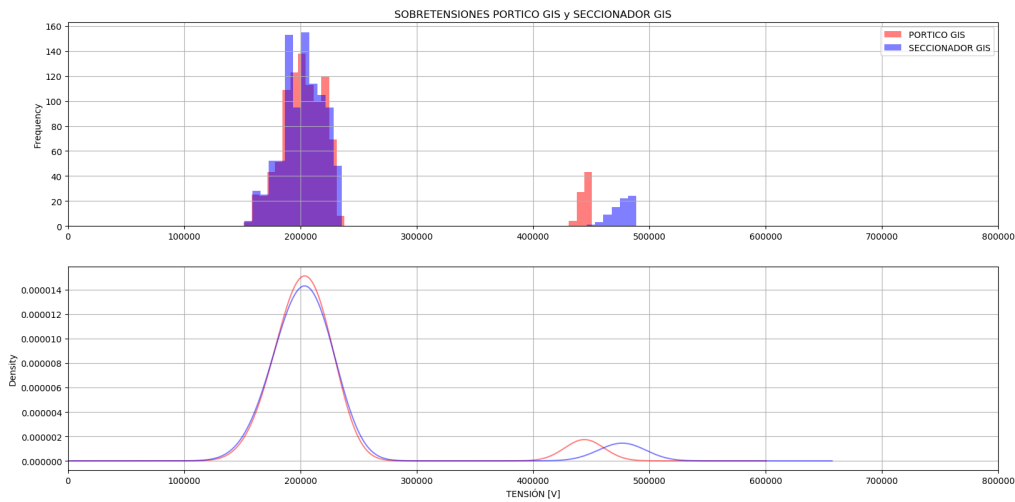


Fig. 13: Representación por densidad y frecuencias de sobre tensiones en otras partes del circuito.

CONCLUSIONES

La realización de estudios eléctricos confiables que involucren descargas atmosféricas implica obligatoriamente incorporar la aleatoriedad del fenómeno; ya no es suficiente utilizar simplificaciones o estimaciones vagas para su modelización matemática como en los estudios convencionales. Usar fuentes que involucren funciones propias, exponenciales u otras, facilitan la visualización del rayo pero siempre tratan de representar solo una descarga que, en la mayoría de los casos, resulta implícitamente aceptada como representativa del fenómeno pero muy alejada de la realidad como se demostró con el mega rayo.

En éste trabajo se presentó una metodología que involucra cientos o miles de descargas cuya forma general responde a las propuestas tanto por IEEE como por CIGRE, generando variables aleatorias utilizando el Método de Montecarlo incorporándolo al programa de simulación. Ésta enorme cantidad de resultados disponibles sólo pueden analizarse estadísticamente como lo realizado anteriormente utilizando, por ejemplo, percentiles para graficar la posición de cada dato. Otro punto importante, que brinda éste tipo de análisis incorporar la probabilidad de ocurrencia de casos extremos como son una descarga con corriente mínima, un rayo “chico” o un mega rayo como el descrito en el trabajo.

Un plus adicional es que, si se conoce el nivel isocerámico del terreno por donde cruza una línea de alta tensión, se podría estudiar todas las descargas probables que pueden impactar sobre la instalación durante toda su vida útil; lo

cual agrega un eje de “tiempo” en los estudios de simulación.

Realizar histogramas, frecuencias, nube de puntos, analizar tendencias o aproximaciones sólo se pueden realizar teniendo una gran cantidad de datos que serán los deseados por el profesional; solo a modo de ejemplo, éste trabajo de simulación se realizó variando la cantidad de descargas desde 100, 500, 1000, 5000 y 10000 descargas atmosféricas para determinar luego la mejor relación tiempo versus precisión.

REFERENCIAS

- Bonneville Power Administration (1994). *EMTP Theory Book*. Portland, Oregon, Estados Unidos. BPA.
- CIGRE (1991). Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltage and Insulation Coordination). Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. Paris, Francia. CIGRE Press.
- Electric Power Research Institute (2005). *EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*. Palo Alto, California, Estados Unidos. EPRI Ed.
- EMTP User Group (1990). *ATP Rule Book*. West Linn, Oregon, Estados Unidos. Can / Am Group.
- Greenwood, Allan. (1990). *Electrical Transient in Power Systems*. Troy, Nueva York. John Wiley and Sons, Inc
- Hileman, Andrew R. (1998). *Insulation Coordination for Power*

System. New York, Estados Unidos.
Marcel Dekker

- IEEE Transactions on Power Delivery (1996). IEEE Fast Front Transient Task Force. *Modeling guidelines for fast front Transients*. Nueva York, Estados Unidos. IEEE Press.

- IEEE (1997). *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines - IEEE Std 1243-1997*. Nueva York, Estados Unidos. IEEE Press.

- IEEE (1996). IEEE Very Fast Front Transient Task Force of Working Group on Modelling an Analysis of Systems Transients. *Modeling guidelines for very fast front Transients*. Nueva York, Estados Unidos. IEEE Press.

- Martinez Velazco, Juan. (1997). *Computer Analysis of Electric Power Systems Transients*. Estados Unidos. IEEE Press.

- Martinez Velazco, Juan (2010). *Power System Transients, Parameter Determination*. Estados Unidos. CRC Press.

Oportunidades de un Sistema Interconectado Sudamericano

César Leonardo Gionto

Universidad Tecnológica Nacional, FRBA Mozart 2300, C1407IVT Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-11-4638-8100, cittie@electronica.frba.utn.edu.ar.

Resumen – Las naciones del Cono Sur están caracterizadas por la posesión de riquezas naturales, recursos energéticos y materias primas que les conceden una ventaja frente a otras regiones del mundo, esta ventaja no ha sido aprovechada en el transcurso de la historia para estimular el desarrollo de las economías en la magnitud que hubiera sido necesaria para erradicar las desigualdades y la pobreza de sus pueblos. En el ámbito de la generación y transmisión de energía todavía nos encontramos con numerosos desafíos en busca de la integración y el beneficio mutuo, poseemos recursos cuantiosos de los cuales, al día de la fecha, no estamos haciendo uso. En favor de un crecimiento y estabilidad sostenida, la integración e interconexión regional se vislumbra como una necesidad ineludible.

Palabras claves – Inserción – Interconexión – Región – Renovables – Vínculos

INTRODUCCIÓN

América Latina se encuentra con numerosos desafíos hacia el ingreso en el segundo cuarto del siglo 21, uno de ellos, con el propósito de favorecer y sostener el crecimiento económico, es la accesibilidad, disponibilidad y calidad de la energía eléctrica. En este marco, el desarrollo de un sistema interconectado regional, aparece como un objetivo insoslayable para que las naciones logren progresar y beneficiarse mutuamente.

La región en la actualidad está caracterizada por una amplia dependencia de la generación térmica e hidroeléctrica aunque, a su vez, cuenta con una inmensa disponibilidad de fuentes renovables aún no explotadas. Sin tener en cuenta el factor económico, la inserción de estas fuentes de energía y la explotación de su máximo potencial están limitadas por factores técnicos y de estabilidad relacionados con la escala. Otro factor a tener en cuenta es la intensificación de la variabilidad en los factores climáticos mundiales con periodos de sequías y lluvias mucho más fluctuantes y cuya evolución no cuenta con un horizonte exactamente definido.

Un sistema interconectado para todo el Mercosur + Chile establecería pautas de integración, colaboración y solidez entre los países miembros.

PANORAMA ACTUAL

Entre los países miembros del Mercosur y Chile, la potencia instalada a fines de 2019 era de 250 GW de los cuales un 52% era aportado por generación hidroeléctrica, Bolivia, Brasil y Paraguay tienen en estudio nuevos proyectos para sumar 10 GW

antes de 2025, esta realidad supone una enorme ventaja para la región en cuanto a la posibilidad de inyección de fuentes alternativas. A su vez Brasil cuenta con una capacidad de almacenar energía en reservorios en la zona Sudeste/Centro-Oeste cercana a los 100000GWh. Esta capacidad de almacenamiento de energía fluctúa entre un máximo de alrededor de un 50% en abril-mayo y un mínimo de 20% durante noviembre. Hace 15 años estos reservorios variaban entre un 80% y un 50% respectivamente.

Con respecto a la frecuencia, no es uniforme en todo el territorio, Brasil utiliza 60Hz y los restantes países



analizados 50 Hz (Figura 1).

Figura 1: Frecuencias eléctricas en Sudamérica [1]

A pesar que esta particularidad en principio supondría una dificultad, la necesidad de interconexiones mediante convertidoras Back to Back terminaría por contribuir con la estabilidad de la red y el control del sistema. En la figura 2 pueden observarse los vínculos internacionales actuales y en estudio.

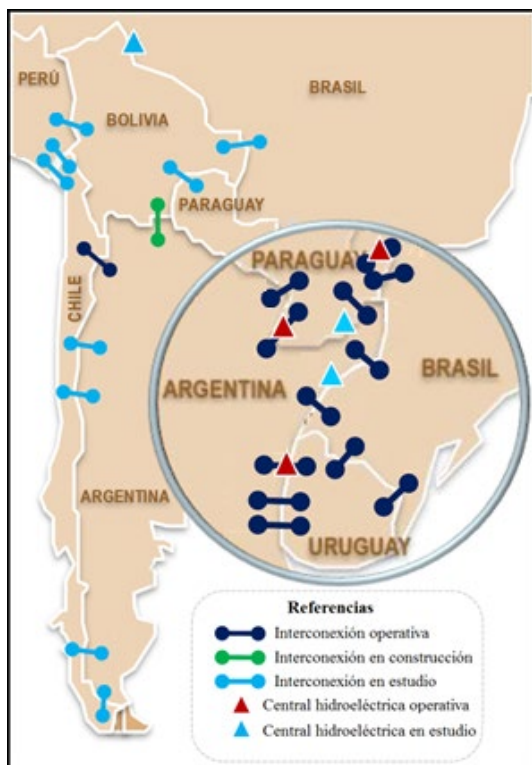


Figura 2: Vínculos internacionales actuales [2]

SITUACIÓN PRESENTE Y OPORTUNIDADES PARA CADA NACIÓN MIEMBRO.

Chile

En los últimos años Chile ha logrado la ansiada interconexión del Sistema Eléctrico Nacional tras la unificación del SIC y el SING, esta nueva red troncal en 500 kV permitió vincular el norte con la zona metropolitana y resolver los problemas de congestión que presentaban los sistemas aislados. Aun así, Chile cuenta con un asombroso y casi ilimitado recurso solar que, de explotarse en una mayor expresión, dejaría insuficientes a los 1700 MVA actuales de la línea Cardones-Polpaico. Al mismo tiempo, debido a las características inherentes a la naturaleza solar y a la escala del mercado, este método de generación estaría fuertemente restringido.

Como contraparte a estos obstáculos, Chile cuenta con 6700 km de frontera con Argentina en el este, 950 km en el nordeste con Bolivia y 170 km al norte con Perú, pese a que la Cordillera de Los Andes complica las vinculaciones, hay proyectos en estudio que podrían conectar a Chile con Argentina en 3 puntos y al norte con Bolivia y Perú.

Bolivia

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provee de energía eléctrica a las principales ciudades del país y los Sistemas Aislados que abastecen a las ciudades menores y distantes del eje troncal. El SIN fue constituido por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) a finales de la década de los 70 y se compone de instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan en forma coordinada para abastecer el consumo eléctrico de los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Beni, Potosí y Chuquisaca, estos departamentos representan aproximadamente el 90% de la demanda nacional.

La matriz energética de Bolivia es predominantemente térmica, utilizando y aprovechando las fabulosas reservas de gas natural con las que este país dispone. Sin embargo Bolivia cuenta con numerosos proyectos de generación hidroeléctrica aún no explotados que podrían inclinar la matriz de generación hacia la hidroelectricidad produciendo excedentes tanto de energía eléctrica como de combustibles.

La estratégica posición de Bolivia en el centro geográfico de Sudamérica y su riqueza de recursos naturales, lo transforman en un actor fundamental en la interrelación entre los sistemas. Sin dejar pasar que Bolivia todavía tiene muchas oportunidades dentro de su territorio para robustecer su sistema eléctrico y el acceso a la electricidad.

Paraguay

Paraguay cuenta con un parque de generación casi 100% hidroeléctrico, compuesto por los entes binacionales Itaipú y Yacyretá y la nacional Acaray. Con respecto a desarrollos futuros el país cuenta con uno de los mayores potenciales de generación hidroeléctrica del mundo que le permitirían convertirse en un importante exportador de energía eléctrica.

La principal dificultad radica en el sistema de transmisión y distribución, como las dos grandes hidroeléctricas no pueden trabajar en paralelo, opera en dos subsistemas aislados, se transmite básicamente en 220 kV y cuenta con una línea de 500 kV con una capacidad que ya quedó superada, estas particularidades hacen que la estabilidad del sistema se torne vulnerable. En cuanto a la distribución el país aún cuenta con diversas zonas y comunidades sin acceso a la red, y cuya principal fuente de energía para cocción y calefacción es la biomasa explotada de forma no sustentable. La biomasa también es utilizada por industrias debido a la conveniencia económica y disponibilidad. Por último, cuenta con el inconveniente de que importa los hidrocarburos en su totalidad para transporte, movilidad e industria, y no

tiene acceso a gas natural, esta realidad expone a la nación a las oscilaciones internacionales de los precios y la oferta. Sin aprovechar al máximo la ventaja de tener esta vasta disponibilidad de generación.

Uruguay

Uruguay es conocido por apostar y estar en camino hacia una matriz 100% renovable, con un parque eólico que es capaz de cubrir la demanda de energía en un 35% en la actualidad y con perspectivas de aumento. Para lograr esa realidad y prescindir completamente de los combustibles fósiles, que presentan en el país un costo muy elevado, deberá mejorar el mercado transfronterizo, con el fin de eliminar el “vertido” de energía renovable que se produce muy a menudo, debido a que la oferta en generación supera a la demanda.

Al tener una alta dependencia de los niveles de hidraulicidad, cuando éstos resultan bajos y el año es seco, aparecen complicaciones y hay que recurrir a la generación convencional en mayor medida. Por estos motivos para este país lograr un intercambio activo con sus países fronterizos supondría una eliminación del vertido y una posibilidad de conseguir el abastecimiento total a través de energía renovables.

Otro aspecto a destacar es que Uruguay ya cuenta con interconexiones internacionales de gran porte, el desafío sería mallar la red interna y construir otro nexo con Brasil, hay proyectos avanzados en estos dos puntos.

Argentina

Luego de Brasil es el país en la región con mayor escala de su economía

y de su demanda de energía, la matriz es extremadamente dependiente de la generación térmica utilizando principalmente gas natural como combustible, su red de transmisión, aunque ha ido evolucionando en los últimos años, todavía presenta algunos inconvenientes por su origen radial desde el gran centro de consumo, ubicado en la capital del país e inmediaciones, y la generación que se encuentra a distancias considerables.

Argentina cuenta con un descomunal recurso eólico, con factores de utilización únicos en el mundo y con la ventaja de encontrarse en una zona prácticamente deshabitada, el potencial de generación eólica es prácticamente ilimitado, condicionado únicamente por los límites técnicos de penetración en la matriz de este tipo de fuente. Al igual que Uruguay para desarrollar y explotar esta inmensa capacidad debería contar con un mercado mucho más grande y con mayor recurso de potencia firme, imposible de alcanzar sin una integración de todos los países del cono sur.

Como desventaja la zona donde el recurso está disponible, se localiza muy alejada de los centros de consumo y el único vínculo actual ya se encuentra en los límites de operación teniendo en cuenta el ingreso próximo de nuevas centrales hidroeléctricas. Será necesario, si queremos utilizar esta fuente de energía limpia, construir nuevos vínculos en extra alta tensión para exportar esa cantidad de potencia.

Para esta nación no aprovechar esta ventaja comparativa y no forjar una industria alrededor de esta fuente de energía sería un desperdicio y un sinsentido puesto que la dependencia

hacia los combustibles fósiles alternativos, cuando el gas natural no está disponible, ha causado perjuicios cuantiosos a la economía y el desarrollo del país.

Enfocándonos en la zona norte, para poder lograr una interconexión fluida con Brasil y sumar nuevas instalaciones conversoras deberán reforzarse y construirse nuevas líneas en la región nordeste y litoral, ya que las actuales líneas están a capacidad plena, no pueden operar el vínculo en Garabí y Yaciretá ambos a plena potencia. El mallado de la zona, nuevos vínculos Back to Back y vínculos HVDC son posibilidades en estudio.

Brasil

La República Federativa de Brasil es el quinto país más grande del mundo en superficie y en población. El sexto PBI. Está dividido en seis subsistemas eléctricos, la demanda máxima del sistema Sudeste/Centro Oeste es de 52 GW superando sólo este subsistema a las demandas máximas sumadas de todos los países analizados.

Este gigante en la región tiene la particularidad de poseer una matriz con extensa participación hidroeléctrica, además de potencia firme, cuenta con centrales y embalses que pueden almacenar energía. Como se mencionó anteriormente este volumen de energía almacenada ha ido disminuyendo a través de los años a causa de cambios en la hidrología y aumentos en la demanda. Brasil podría absorber los excedentes argentinos de generación eólica y los excedentes solares de generación en Chile y Bolivia y aumentar los niveles en sus reservorios para evitar la parada de

centrales por cotas demasiado bajas como ya ha ocurrido. Para alcanzar estos objetivos la vinculación entre todos los países sería ineludible.

DESARROLLO

En la realidad sudamericana actual cada país tiene un sistema interconectado avanzado en mayor o menor medida, pero aislado de sus vecinos, hay algunas interconexiones pero no están pensadas con un enfoque de un mallado internacional, más bien con fines de intercambio comercial o cobertura durante falta de generación.

Teniendo en cuenta las vinculaciones, las líneas de alta tensión y las convertoras actuales y en estudio, una aproximación del sistema interconectado sudamericano pensado podría ser el exhibido en la figura 3:

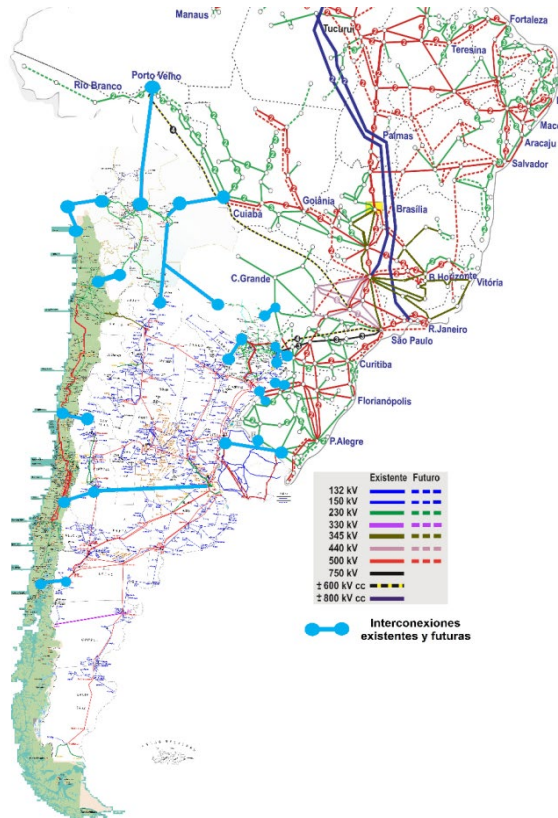


Figura 3: Sistemas interconectados en la actualidad [3]

Un mapa simplificado sin tener en cuenta los niveles de tensión y sólo a modo gráfico sería el presentado en la figura 4:

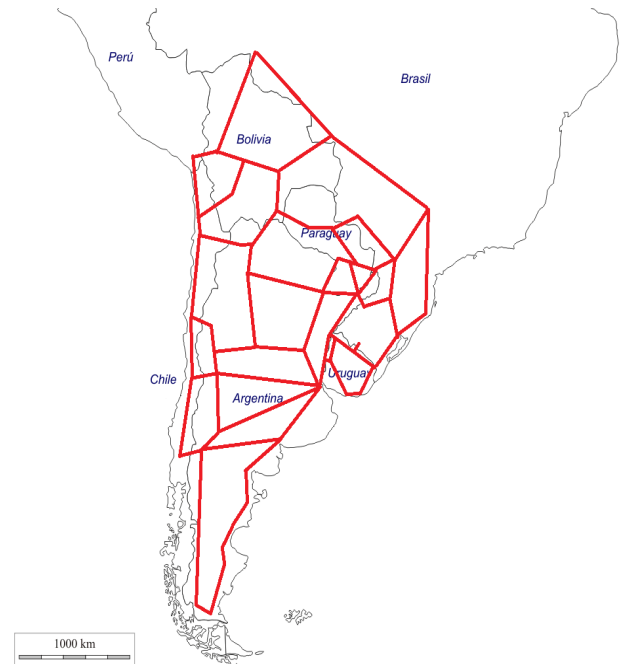


Figura 4: Sistema mallado hipotético simplificado [4]

Ahora bien, más allá de las ventajas de una red transnacional expuestas en los panoramas actuales de cada nación, se analizará un caso concreto de inserción de energías renovables a gran escala. Para este estudio debe pensarse la región como unidad.

Las potencias instaladas a enero de 2020 se exhiben en la tabla [5], donde además se añaden dos columnas con la potencia renovable hipotética sumada al conjunto.

Potencia instalada enero 2020							
	Total actual real [MW]	Hidráulica [MW]	Hidráulica [%]	Renovables solar + eólica [MW]	Renovables solar + eólica [%]	Renovables caso hipotético analizado [MW]	Renovable caso hipotético analizado [%]
Argentina	39704	10720	27%	3569	9%	56769	61%
Bolivia	2773	638	23%	0	0%	0	0%
Brasil	170115	102069	60%	22253	13%	22253	13%
Chile	25248	6691	26,50%	4901	19%	36401	64%
Paraguay	8825	8737	99%	0	0%	0	0%
Uruguay	4920	1525	31%	1771	36%	1772	36%
Total	251585	130380	51,8%	32494	13%	117195	35%

Figura 5: Potencias instaladas enero 2020 [5]

Tomando un día cualquiera del año, en este caso el 2 de febrero de 2021, la curva de carga horaria regional sería la siguiente:

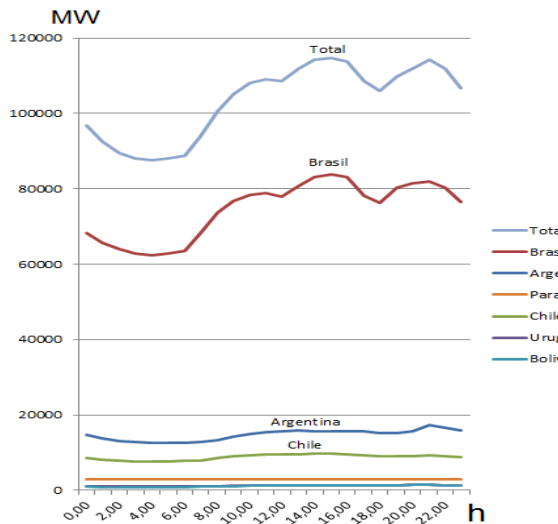


Figura 5: Curva de carga horaria de cada país (2/2/21) [6]

Se percibe que la curva total, que es la suma de todas las demandas, copia prácticamente a la curva de Brasil. Como aclaración, durante esta época del año el huso horario es compartido en toda la región, salvo Bolivia que funciona con una hora menos.

A continuación se expone un escenario hipotético en el que Chile aumentase su parque solar 10 veces, de su actuales 3500 MW a 35000 MW y Argentina su parque eólico 20 veces, de

sus actuales 2800 MW a 56000 MW, tomando los factores de utilización reales de ese mismo día:

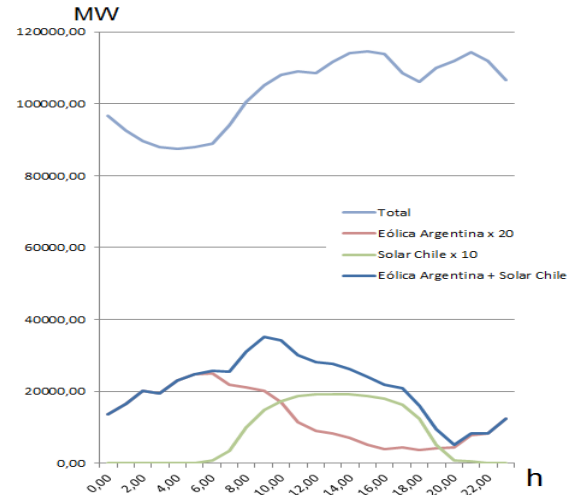


Figura 6: Caso ficticio de una inyección masiva de renovables (2/2/21) [7]

Se advierte que este día en particular no es de los escenarios más convenientes, el máximo de la generación eólica se encuentra en el mínimo de la demanda y en el pico de la demanda se registran los niveles más bajos de aporte de renovables. Aun en este contexto desfavorable la penetración de renovables alcanza un máximo manejable de 33%.

Estudiando qué sucede en cada país se observa que en el caso de Argentina se produce un exceso de generación eólica que supera ampliamente la demanda del país en las horas de menor consumo y en el caso de Chile ocurre lo mismo en las horas de mayor irradiación. Este despliegue y aprovechamiento del recurso es imposible si cada país continúa aislado.

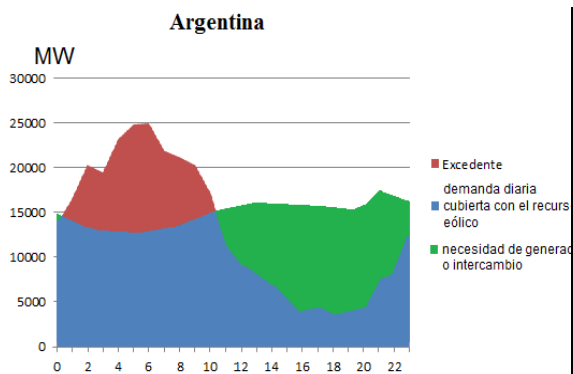


Figura 7: Generación Eólica actual multiplicada 20 veces vs carga horaria argentina del día 2/2/21 [8]

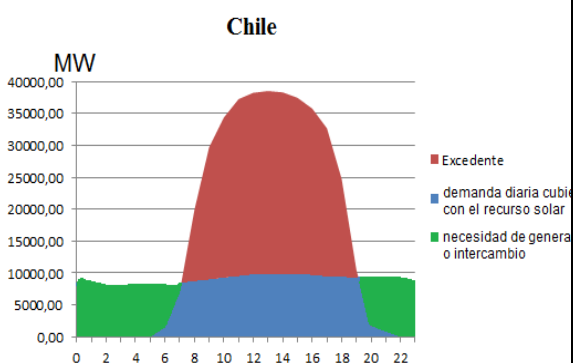


Figura 8: Generación Solar actual multiplicada 10 veces vs carga horaria chilena del día 2/2/21 [9]

El área de estos excedentes representa la energía que Brasil tendría la posibilidad de acumular en los reservorios de la zona Sudeste/Centro-Oeste, incrementándolos en 342 GWh o, visto en porcentaje, un 0,25%

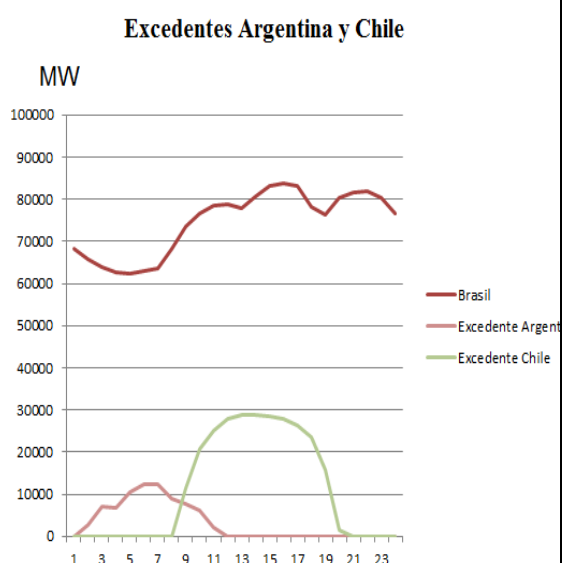


Figura 9: Excedentes de Argentina y Chile frente a la curva de carga de Brasil [10]

CONCLUSIONES

En relación a la realidad exhibida en la introducción y en el panorama actual y, en favor de que el futuro de la región conduzca hacia el progreso y el desarrollo de las naciones, una integración del sistema eléctrico sería de utilidad y en beneficio de todos los actores. Habrá que salvar las cuestiones económicas, diplomáticas y políticas que hicieran falta.

El robustecimiento de las interconexiones no afectaría en ninguna medida las soberanías nacionales ya que las redes intranacionales permanecerían en el estado actual o en el estado proyectado a futuro. Al contrario, la región podría beneficiarse de construir una industria basada en la generación solar y eólica y, los países productores, exportar los excedentes de extracción de hidrocarburos tan demandados en el presente escenario mundial.

Otro punto saludable a remarcar consistiría en la estabilidad de la política energética, con un pensamiento regional, compromisos recíprocos y planificación conjunta es más difícil encontrarse con los vaivenes e incertidumbres producidos por las transiciones entre signos políticos u orientaciones, confiriendo a la región un horizonte a mediano y largo plazo.

REFERENCIAS

Administración del Mercado Eléctrico (ADME), “Demanda Real, Máximos Históricos” <https://adme.com.uy/mmee/maximosdemandahistorico.php>

CAMMESA, “Demanda y Generación Real del SADI y Regionales”, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

CAMMESA, “Máximos Históricos de Energía y Potencia”, <https://cammesaweb.cammesa.com/>

CAMMESA, “Despacho de Generación Renovable”, <https://cammesaweb.cammesa.com/inicio-renovables/>

Comisión de Integración Energética Regional – CIER, “Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER”, (2019).

Coordinador Eléctrico Nacional, “Infotécnica”, <https://infotecnica.coordinador.cl/>

Coordinador Eléctrico Nacional, “Sistema Eléctrico Nacional”, www.coordinador.cl/sistema-electrico/

Hilda Dubrovsky, Nicolás Di Sbroiavacca, Gustavo Nadal y Rubén Contreras Lisperguer, “Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina”, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Publicación de las Naciones Unidas LC/TS.2019/22.

Ing. Carlos Zaldivar Villalba, “Balance Energético Nacional 2019”, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, Asunción, Agosto 2020.

Operador Nacional do Sistema Eléctrico ONS, “Energia Agora Reservatórios” www.ons.org.br/Paginas/energia-agora/reservatorios

Operador Nacional do Sistema Eléctrico ONS, “HISTÓRICO DA OPERAÇÃO”

www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/curva_carga_horaria.aspx

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025”, La Paz, Enero 2014.

Vicente Rafael Zapata Enciso, “Modelado del sistema interconectado de transporte eléctrico paraguay” (Máster en Sistemas de Energía Eléctrica), Dpto. Ingeniería Eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla, 2019

FIGURAS

[1] [2] Comisión de Integración Energética Regional – CIER, “Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER”, (2019).

[3] Combinación de mapas de: CAMMESA, ADME, ONS y COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

[4] [5] [6] [7] [8] [9] [10] Figuras propias

Coordinación de Protecciones contra Sobrecorrientes en Sistemas de Distribución Urbanos con Generación Distribuida empleando la Energía Específica

Juan C. Gómez, Sebastián Nesci, Gabriel Campetelli, Edgardo Florena y Germán Zamanillo

IPSEP, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta 36, Km. 603, Río Cuarto, Córdoba, Tel. +54-0358-4676171; jgomez@ing.unrc.edu.ar

Resumen – La integración de los Recursos de Energía Distribuida (DER) implica un desafío importante para la protección de la red de distribución urbana, que anteriormente era pasiva, donde el origen de la energía y su dirección podían establecerse en condiciones normales y de falla. La incorporación de DER cambia la dirección del flujo de energía y la forma de la corriente de falla, lo que aumenta la complejidad del control y la operación de la red. En el sistema de protección, esta incorporación puede causar fallas de selectividad de la protección contra sobrecorriente, debido a su falta de adaptabilidad y variabilidad en presencia de fuentes distribuidas. En particular, la coordinación entre interruptores automáticos y fusibles se ve afectada, lo que resulta en la posible pérdida de coordinación. En el presente trabajo, se estudia la selectividad de un sistema típico de protección, mediante la metodología tradicional tiempo-corriente, y se presenta la coordinación mediante la "energía específica versus tiempo" como herramienta adicional y novedosa. La ventaja de la coordinación a través de esta metodología es que la protección es inmune a los problemas de variabilidad de la corriente de falla, permitiendo la coordinación entre dispositivos micro-procesados y fusibles. Se presentan ejemplos modelados empleando MatLab Simulink, simulando alimentadores típicos de nuestro sistema, de características radiales y con extensos tendidos. A partir de este análisis, se concluye que la incorporación de la energía específica en los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente, facilita el trabajo, al proporcionar una herramienta poderosa que permite el análisis de la coexistencia de protecciones modernas micro-procesadas con las tradicionales.

Palabras claves – Coordinación; Fusibles; Generación distribuida; Interruptores automáticos; Sobrecorrientes.

I- INTRODUCCIÓN

La integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) ya es una realidad que se observa en todo el mundo. Sin embargo, el avance de este concepto en cada país es una realidad diferente. En el caso de los países en vías de desarrollo la distribución sigue siendo estrictamente radial y los equipos utilizados no han cambiado demasiado. No obstante, la combinación entre grandes plantas generadoras tradicionales y los aprovechamientos distribuidos (DER) se ensamblan perfectamente para lograr optimizar los sistemas eléctricos. Logrando así bajar el consumo energético, reducir los costos de las inversiones y dar flexibilidad a los sistemas [1, 2, 3, 4].

El agregado de los DER implica un desafío importante para la protección de la red de distribución, que anteriormente era pasiva, donde el origen de la energía y su dirección podían establecerse en condiciones normales y de falla. La incorporación de DER cambia la dirección del flujo de energía y la forma de la corriente de falla, la que ahora es variable en el tiempo, lo que aumenta la complejidad del control y la operación de la red [5, 6, 7]. En el sistema de protección, esta incorporación puede causar fallas de selectividad de la protección contra sobrecorriente, debido a su falta de adaptabilidad y variabilidad, en presencia de fuentes distribuidas. En particular, la coordinación entre interruptores automáticos o con relés externos y fusibles se ve afectada, lo que resulta en la posible pérdida de coordinación [6, 8].

II- CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES

El fusible es un dispositivo de protección denominado one-time (una

vez), lo que significa que al operar debe ser reemplazado por otro nuevo. Para algunos autores, es una desventaja, para otros no. La clave de esta discrepancia radica en la confiabilidad del sistema eléctrico donde está instalado. Si la confiabilidad es elevada, su operación será muy poco frecuente, por lo que el número de fusibles descartados será bajo, por consiguiente con bajo costo. Además, al reemplazar el fusible por uno nuevo, siempre se tendrá la seguridad de contar con un dispositivo de protección en condiciones de cortar la corriente de falla que se presente.

Para los sistemas eléctricos con baja confiabilidad, el uso de fusibles resulta muy oneroso, siendo más conveniente desde el punto de vista económico el interruptor, termomagnético en el caso de baja tensión o con relé secundario en el caso de media tensión, debiendo tenerse en cuenta que a medida que el dispositivo opera, consume vida útil con un ritmo que depende de la intensidad de corriente interrumpida.

En consecuencia, puede concluirse que la elección de uno u otro dispositivo de protección, queda en manos del diseñador del sistema eléctrico.

El fusible es un dispositivo de protección contra sobrecarga y cortocircuito, actuando solamente por el efecto térmico de la corriente, existiendo distintos tipos y clases, para diversas aplicaciones. Dentro de los tipos de fusibles, deben distinguirse primeramente los de alta y baja capacidad de ruptura. A su vez, los de alta capacidad de ruptura pueden subdividirse en dispositivos de baja y media tensión. Existiendo fusibles técnicamente viables de baja capacidad de ruptura, solamente en media tensión. Los fusibles de baja capacidad de ruptura de baja tensión son de uso totalmente

desaconsejable, por su falta de repetibilidad y el riesgo que representan para los equipos y personas.

Por otra parte, debe considerarse la división de los tipos de fusibles en clases, las que se relacionan directamente con el tipo de equipo o elemento a proteger. En general, las clases se forman por la habilidad del fusible de cortar cualquier corriente que sea capaz de fundir su elemento fusible, cortar sobrecargas y cortocircuitos, o solo interrumpir fallas del tipo de cortocircuito. Esta diferencia se pone de manifiesto en la denominación del fusible, que, en el caso del dispositivo de alta capacidad de ruptura y media tensión, se denomina “full range” (no existe denominación en español de aceptación amplia), “propósito general” y “respaldo” respectivamente. Par alta capacidad de ruptura y baja tensión, se los distingue con la letra “g” para sobrecargas y cortocircuitos o “a” solo para cortocircuitos. Las letras citadas forman una pareja o trío, donde las restantes letras indican la aplicación específica, tales como “gL” (o gG) para proteger líneas, “aM” para motores, “aR” semiconductores, “gTr” transformadores, “gPv” celdas fotovoltaicas, etc. Los fusibles de alta capacidad de ruptura de mayor aplicación en nuestro país, están normalizados por las especificaciones IEC 60282 para media tensión e IEC 60269 para baja tensión. Para el caso de los fusibles de baja capacidad de ruptura y media tensión, las características de operación (o clase) se ponen de manifiesto por la “velocidad de fusión”, que es la relación entre las corrientes que provocan la fusión en 100 ms y 300, 600 o 1000 s según la corriente nominal. Denominándose tipo “K” y “T” para velocidades de operación comprendidas entre 6 y 8,1 para el primer tipo y entre 10 y 13 para el segundo [9].

Debe recordarse otra característica muy importante de los fusibles, solamente aplicable a los dispositivos de baja tensión, que es la división en fusibles para ser usados por personas “autorizadas” o “no autorizadas”, denominación que proviene de la normalización alemana. El significado es realmente clasificarlos en fusibles de maniobra segura o insegura desde el punto de vista del personal que lo instala o reemplaza. Los primeros, pueden solamente ser manipulados por personal calificado (autorizado) y los segundos por personas sin calificación alguna (no autorizados). Básicamente, el primero posee partes accesibles bajo tensión, de ahí su riesgo; en cambio los segundos no ofrecen peligro de acceso.

El desarrollo del competidor del fusible, fundamentalmente en baja tensión, el interruptor automático (termomagnético), provocó que al fusible se le fueran incorporando accesorios para acortar las diferencias entre las prestaciones de los dispositivos bajo análisis. De esta manera surgió inicialmente la “banderita” o indicador de operación en varios tipos y posiciones. El riesgo de la operación por parte de personas no calificadas, el requerimiento de operación trifásica y la necesidad de maniobras condujo a la temprana aparición de los denominados “seccionadores portafusibles”, los cuales fueron prontamente provistos de cámaras apagachispas, dando lugar al “seccionador portafusible bajo carga”. Estos complementos fueron extendidos al fusible de media tensión, donde el indicador se transformó en percutor, brindando la energía suficiente para provocar la apertura del seccionador.

III- CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERRUPTORES

AUTOMÁTICOS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Los interruptores automáticos, también denominados termomagnético para baja tensión e interruptor con relé externo para media tensión, se definen como: Aparato o dispositivo mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito, así como establecer, soportar durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito tales como las de cortocircuito. En el caso de baja tensión, su funcionamiento se basa en los efectos producidos por la circulación de corriente en dos componentes, los sistemas magnético y térmico (efecto Joule). Los dispositivos de baja tensión más usados en nuestro medio, responden a las IEC 60947-2 e IEC 60898.

IV- ESQUEMA EMPLEADO EN EL ESTUDIO

El siguiente es el esquema utilizado para realizar las simulaciones. El mismo representa una típica red radial de distribución urbana, la cual en la acometida posee un transformador reductor de tensión, de una potencia de 630kVA con Ucc del 4%. Las salidas del mismo se conectan a un seccionador Fusible NH "F1", representado a continuación.

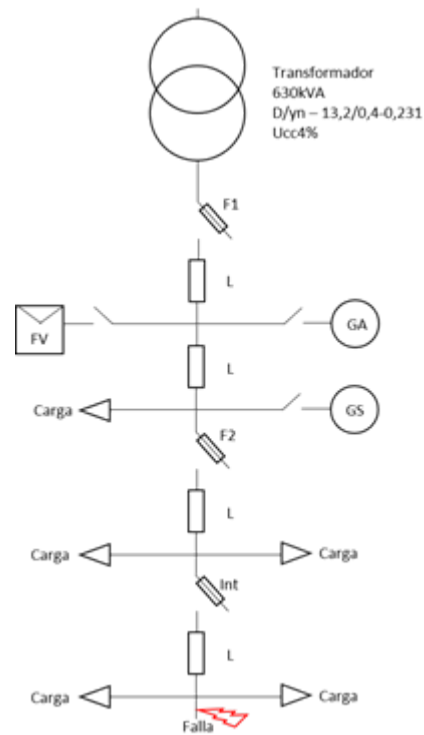


Figura 1 – Circuito de Simulación.

A. Líneas Eléctricas y Transformador Alimentador

Los parámetros del transformador se resumen a continuación:

- Potencia: 630kVA.
- Tensiones: 13,2kV/0,4-0,231kV.
- Tensión de cortocircuito: Ucc 4 %.

En la relación X/R, se colocó un valor bajo para representar la lejanía del sistema a grandes fuentes de generación.

Las líneas eléctricas son los elementos que transmitirán la potencia a lo largo del alimentador. Estos elementos son los que agregan impedancia en el camino entre las fuentes y cargas, por lo que su modelado es fundamental. Típicamente, para sistemas de distribución en BT, se utiliza conductores pre-ensamblados.

Líneas:

- Resistencia por kilómetro: $0,266 \Omega/\text{km}$,
- Reactancia Inductiva por kilómetro: $0,082 \Omega/\text{km}$,
- Longitud del alimentador: 300 m.

La salida general del transformador es protegida por un elemento fusible "F1". Cada sección del alimentador representada por "L" indica un tramo de línea pre-ensamblada con los parámetros antes descriptos.

Sobre la misma línea, se encuentran dos protecciones más, un fusible "F2" y al final un interruptor "Int", llegando al final del alimentador donde encontramos la "Falla".

En cada sección, pueden encontrarse distintas configuraciones de cargas y generación distribuida.

B. Recursos Energéticos Distribuidos

Las fuentes de generación distribuida modeladas, poseen los siguientes parámetros:

1) Generador Fotovoltaico 250kVA:

Representado en la Figura 1 por el bloque "FV". El campo fotovoltaico consta de 86 arreglos paralelos. Cada arreglo tiene 7 módulos SunPower SPR-415E conectados en serie.

El convertidor se modela utilizando un puente IGBT de 3 niveles controlado por PWM. La inductancia de choque RL y un filtro de armónicos se utilizan para atenuar los armónicos generados por el puente IGBT.

El sistema de control contiene cinco subsistemas principales basados en Simulink®: Controlador MPPT, Regulador VDC, Regulador de Corriente, PLL & Mediciones y Generador PWM.

2) Turbina Eólica:

Se adopta una turbina eólica de 150 kW, representada por el bloque "GA".

La turbina eólica que utiliza un generador de inducción doble alimentado (DFIG), consta de un generador de inducción de rotor bobinado y un convertidor IGBT basado en PWM del tipo AC/DC/AC. El devanado del estator se conecta directamente a la red, mientras que el rotor se alimenta a frecuencia variable a través del convertidor AC/DC/AC.

El generador posee los siguientes parámetros: 400 V, 1500 rpm, y en p.u.: Estator $R_s=0,023$, Estator $L_{ls}=0,18$, Rotor $R_r'=0,016$, Rotor $L_{lr}'=0,16$, Inductancia magnetizante $L_m=2,9$ y $H=0,685$. La tecnología DFIG permite extraer la máxima energía del viento para velocidades bajas, optimizando la velocidad de la turbina, al tiempo que minimiza las tensiones mecánicas durante las ráfagas de viento.

3) Generador Sincrónico:

Es simulado mediante una máquina trifásica de polos salientes de 100 kVA, representada por "GS", con los siguientes parámetros: 400 V, 1500 rpm, y en p.u.: $X_d=2,89$, $X'_d=0,25$, $X''_d=0,17$, $X_q=1,72$, $X''_q=0,29$, $X_l=0,08$, $H=0,3222$; y $T'_d=0,185$, $T''_d=0,025$, $T'_q=0,025$, (en segundos).

4) Modelado de Falla:

En el final del alimentador hay un bloque encargado de simular las fallas del sistema. Esto permite modelar cualquier tipo de falla, controlando la magnitud y duración de la perturbación.

V- RESULTADOS DE SIMULACIÓN SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En el presente análisis se estudia el tipo de falla trifásica, considerándose como la de mayor nivel de corriente.

Se puede apreciar en la Figura 2, la poca asimetría al inicio del cortocircuito, lo que es típico en los sistemas de distribución urbana en baja tensión, por la baja relación X/R del circuito en falla, lo que reduce la magnitud inicial y atenúa rápidamente a la componente de corriente continua. La Figura 3 muestra los valores eficaces de la corriente de falla.

Las mediciones de corrientes mostradas a continuación fueron realizadas en la cabera del alimentador. Puede verse la corriente de carga del sistema previa a la falla, en el instante 0,2 s en el sistema.

La figura muestra una corriente de falla constante, una vez transcurrido el período de asimetría, ya que no existen aportes de generación distribuida para esta corrida de simulación.

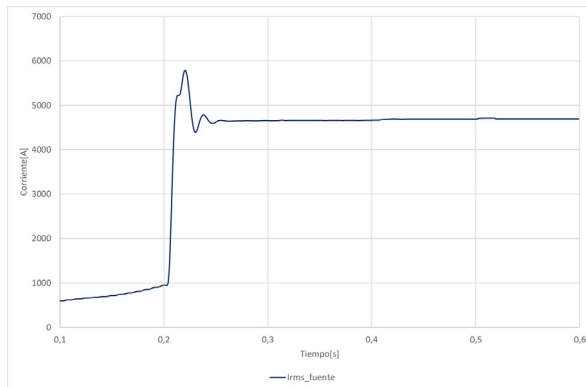


Figura 2 – Corriente de falla sin generación distribuida.

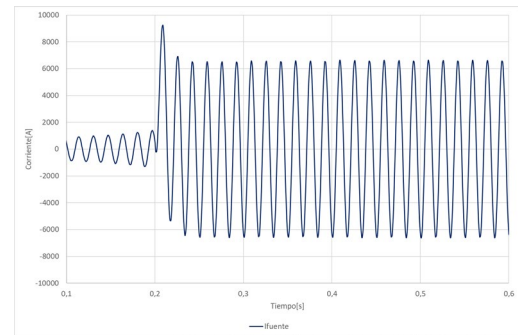


Figura 3 – Corriente de falla sin generación distribuida (valor eficaz).

VI- ESTUDIOS DE COORDINACION SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En esta parte del trabajo, se estudia la selectividad de un sistema típico de protección, mediante la metodología tradicional tiempo-corriente. La siguiente gráfica, Figura 4, muestra la coordinación corriente-tiempo, en donde se utiliza la metodología tradicional [9, 10, 11].

Si las líneas que representan a los distintos dispositivos protectores no se cruzan para el rango de corrientes de falla disponibles, habrá coordinación selectiva. En este caso se transcriben las curvas de un interruptor de corriente nominal 1000 A localizado aguas arriba de un fusible NH clase gL (o gG) de 315 A nominales, los cuales son selectivos para todo el rango de corrientes de falla. Se han trazado las líneas correspondientes al fusible más tolerancia y al interruptor menos tolerancia, a fin de asegurar la coordinación para cualquier situación posible.

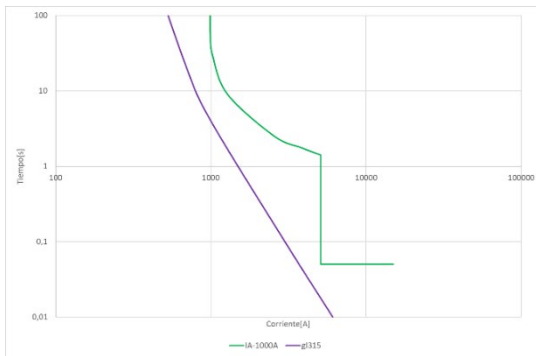


Figura 4 – Coordinación tradicional interruptor 1000 A – fusible 315 A.

Este tipo de configuración de protección es utilizada en distribuidores con grandes usuarios, ya que la utilización de un interruptor en la cabecera agiliza las maniobras de reconexión ante una ocasional falla.

La Figura 5, similar a la Figura 4 con el agregado de la corriente de falla (variable en el tiempo, por la asimetría mencionada), muestra que, en presencia de una corriente de falla, por ejemplo, de 4800 A, las protecciones operan de la siguiente manera:

La variación de la corriente de falla en su primer momento es muy rápida (vista como un salto brusco), por lo que la coordinación de las protecciones no se ve afectada. Cabe recordar que, el eje vertical está en coordenadas logarítmicas, el cero no se puede mostrar como punto de partida del estudio, adoptando un mínimo de 0,001 s en la escala vertical. Esta explicación y el concepto utilizado, se aplican en la Figura 3 y también más adelante.

Para el estudio, típicamente se consideran valores de corriente de falla constante, generalmente sin tener en cuenta la primera parte de la variación de corriente debido a su velocidad de atenuación relativa en comparación con la velocidad de operación de los dispositivos de protección (correspondiente a los dispositivos

utilizados en los sistemas de distribución urbana). En la Figura 5 puede verse, que usando los valores eficaces de la corriente variados en el tiempo, pueden obtenerse los tiempos de operación del fusible y del interruptor, que son prácticamente iguales a los que se obtendrían al considerar a la corriente como un valor constante (recta vertical localizada en los 4800 A).

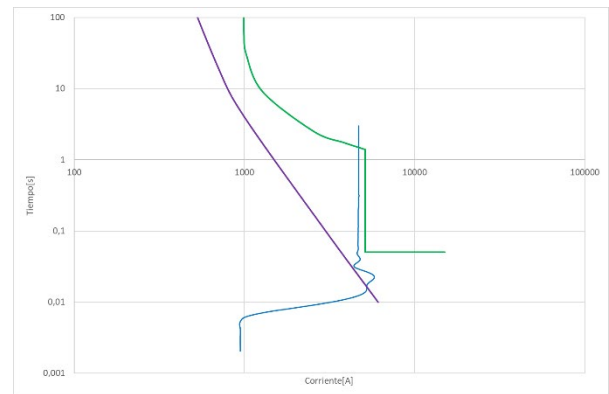


Figura 5 – Estudio de coordinación “Corriente-tiempo” sin generación distribuida.

Para la corriente tomada como ejemplo, el fusible operará en 20 ms y el interruptor en 2 s (curva inversa).

VII- RESULTADOS DE SIMULACIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La secuencia de la falla y de las intervenciones de los interruptores (y controles internos) de los GD, adoptada en la simulación, es la siguiente:

- 0,0 s inicio de simulación.
- 0,2 s inicio de cortocircuito trifásico al final de alimentador.
- 0,3 s apertura del interruptor del generador síncrono.
- 0,4 s apertura del interruptor del generador eólico DFIG.

- 0,5 s apertura del interruptor de generador FV.
- 0,6 s fin de simulación.

Las siguientes imágenes (Figuras 6 y 7) muestran el aporte a la corriente de falla, con y sin la participación de los generadores distribuidos (curvas roja y azul), en valores instantáneos y en valores eficaces respectivamente [12, 13].

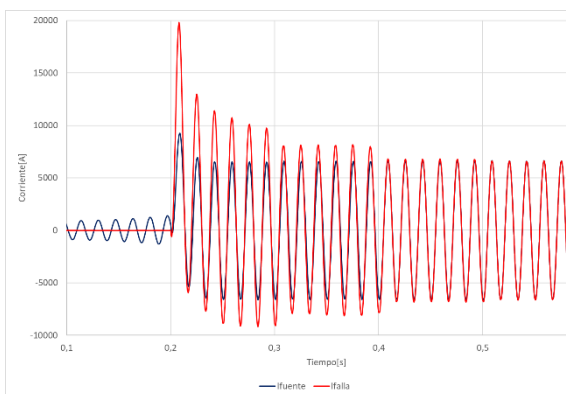


Figura 6 – Comparación de los aportes de corrientes a la falla en el tiempo.

Para estudiar con mayor detenimiento los efectos de la generación distribuida en el comportamiento de las protecciones, se efectuó el cálculo del valor eficaz de la suma de las componentes antes mencionadas. Al igual que en gráfica anterior, pero ahora como valores eficaces, se muestran en la Figura 7 las corrientes de falla, en color azul la corriente en la ubicación de la falla sin GD y en color rojo la corriente suministrada por la red más la GD.

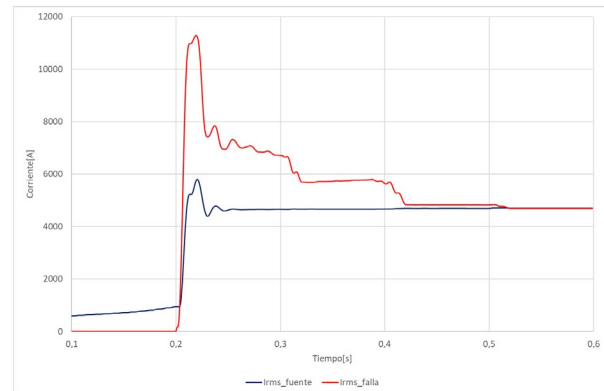


Figura 7 – Comparación de contribuciones de generadores distribuidos.

Puede verse claramente que la presencia de la GD prácticamente duplica a los valores instantáneos y eficaces durante los primeros instantes de la falla, hasta el tiempo adoptado para la apertura del último interruptor de la GD, que en caso de haberse mantenido cerrados la hubieran incrementado solo en un 20 % respecto a la misma sin GD (valores que dependen de las potencias y de los tipos de los generadores adoptados en el presente análisis).

VIII-ESTUDIO DE COORDINACION CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La siguiente etapa en el trabajo, es analizar la selectividad del sistema bajo estudio, nuevamente mediante la metodología tradicional tiempo-corriente, lo que se muestra en la Figura 8, para la corriente de falla con y sin aporte de la GD.

Con esta información, se puede realizar nuevamente el gráfico de coordinación de protecciones para estudiar los efectos de los aportes de la generación intermedia. De la observación de la Figura 8, puede verse que la GD reduce el tiempo de actuación del fusible de 20 ms a 9 ms, sin notarse modificación en la operación del

interruptor. Los tiempos adoptados para las aperturas de los interruptores de los GD, son bastante menores a los 2 s que tarda en operar el interruptor para el valor seleccionado de corriente de falla.

El cambio en el tiempo de operación del fusible es fácilmente determinado, ya que el fusible (de ese tipo y clase) para tales valores de tiempo, actúa en forma adiabática, lo que se pone de manifiesto por tener su curva característica una pendiente constante (por tener coordenadas logarítmicas, significa valor de energía específica constante, o sea $I^2t = \text{cte.}$).

Al tratar de extender este análisis al interruptor se tropieza con la dificultad de la mayor complejidad en su principio de operación. Si se trata de un interruptor electromagnético o con relé externo, la parte inversa más el mecanismo de disparo, introducen idealmente un valor de energía térmica desarrollada que se comunica a un dispositivo mecánico de apertura, con retardo casi constante. Si se trata de un interruptor microprocesado, que calcula el valor de energía específica, se necesita conocer "cómo" realiza ese cálculo y que retardo (constante o no) debe agregarse hasta la separación de los contactos.

Este análisis pone de manifiesto la mayor previsibilidad y facilidad de determinación, de la operación del fusible en comparación con el interruptor.

Este análisis pone de manifiesto, el aumento en la indefinición de la coordinación selectiva, debida a la presencia de GD, si bien en esta disposición (fusible aguas abajo) se acelera la operación del fusible, incrementando el margen de seguridad de la selectividad.

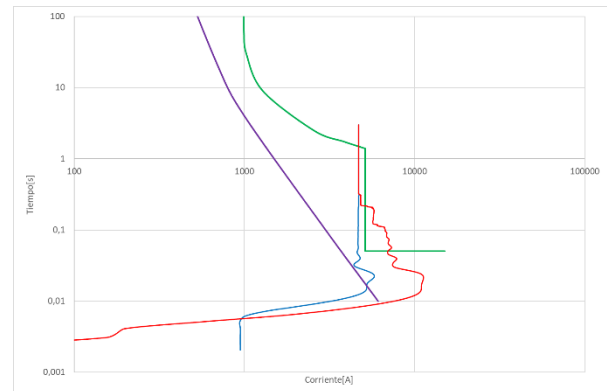


Figura 8 – Estudio de coordinación “Corriente-tiempo” con generación distribuida.

IX- METODOLOGÍA DE COORDINACIÓN BASADA EN LA ENERGÍA ESPECÍFICA

El concepto de energía específica es ampliamente aplicado en estudios de protección, ya que proviene de considerar la energía térmica absorbida por el elemento protegido para resistencia unitaria, es decir, la ecuación de energía $\int r i^2 t$, se convierte en $\int i^2 t$, que por razones tipográficas y de convenciones es expresado como I^2t . Este valor de energía específica es común al dispositivo de protección y al equipo protegido, de ahí su aplicación para la coordinación entre las "solicitaciones" pasadas por la protección y la recibida por el equipo protegido, independientemente de sus valores de resistencia y de las formas de variaciones de estas resistencias con la temperatura. El principio de energía específica es especialmente adecuado para su uso en la coordinación del funcionamiento de los dispositivos de protección que circulan por diferentes valores de corriente y, en este caso, incluso con diferentes formas de variación en el tiempo [8].

La ventaja de la coordinación a través de esta metodología radica en que

el análisis de protección es inmune a los problemas de variabilidad de la corriente de falla, lo que permite la coordinación precisa entre los dispositivos de protección microprocesados y los fusibles.

La coordinación utilizando "energía específica & tiempo" se presenta como una herramienta adicional y novedosa.

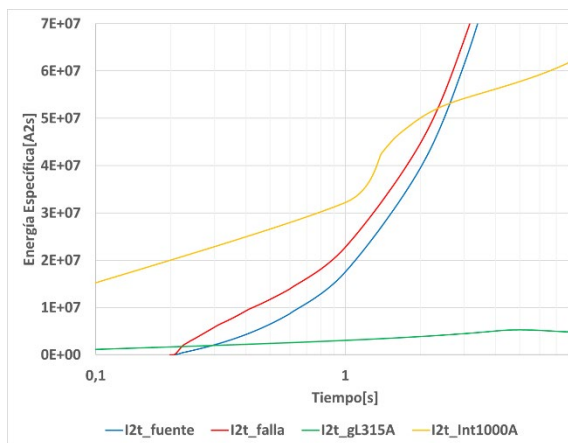


Figure 9 – Estudio de coordinación “Energía Específica-Tiempo” con presencia de generación distribuida.

La figura 9 muestra el gráfico de energía específica, donde se representan los valores de la simulación descrita anteriormente.

Los elementos fusibles basan su funcionamiento en una característica física, donde la energía que lo atraviesa determina exclusivamente su funcionamiento.

En caso de uso de fusibles limitadores, como HH para media tensión y NH para baja tensión, donde se produce limitación de corriente, la energía específica permanece constante (representada por una línea horizontal).

Comparando este gráfico con el gráfico tiempo-corriente de la Figura 8, se puede apreciar aquí una lectura clara y precisa de los tiempos de funcionamiento para los que se alcanzan

los valores de energía específicos para analizar si se alcanzan los requisitos de la protección.

Las discrepancias en tiempo entre las dos metodologías se deben a que la tradicional considera corrientes constantes en cambio al calcular la I^2t , se acumula el efecto de las mayores corrientes iniciales. Esta diferencia de tiempo puede determinar el éxito o no de la coordinación buscada con el ajuste de las protecciones.

X- COORDINACIÓN FUSIBLE (AGUAS ARRIBA) – INTERRUPTOR (AGUAS ABAJO)

Si se analiza la situación inversa a la anterior, fusibles aguas arriba e interruptor aguas abajo, cuyo resultado se muestra en la Figura 10, para fusibles NH clase gL de 630 A, 400 A e interruptor de 200 A respectivamente

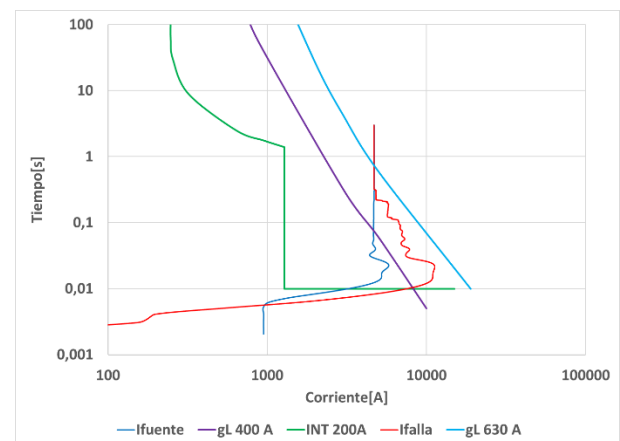


Figura 10 – Coordinación “tiempo – corriente”, interruptor 200 A con fusibles de 400 A y 630 A nominales.

Del análisis de la Figura 10, puede verse que la presencia de la GD puede conducir a la falla de la coordinación selectiva entre el interruptor y el fusible

de 400 A (actuar el fusible y no el interruptor u operar ambos simultáneamente), situación que no se presentaba sin GD. La coordinación con el fusible de 630 A no es afectada por la GD. Estas situaciones, pueden entenderse mejor al estudiar la Figura 11, usando la metodología propuesta de energía específica en función del tiempo. El círculo rojo marca los puntos de cruce de las líneas correspondientes a los valores específicos de la corriente de falla, de operación del fusible de 400 A y de operación del interruptor.

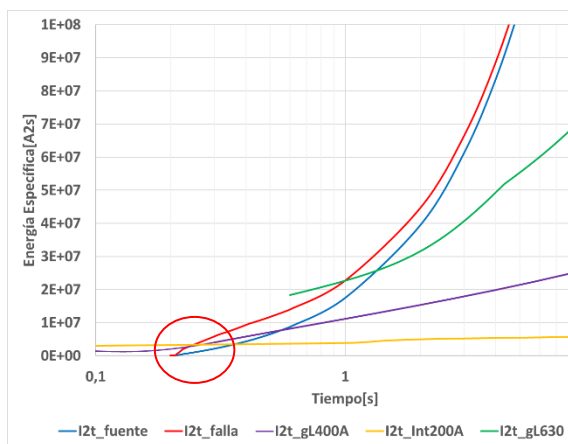


Figura 11 - Estudio de coordinación “Energía Específica-Tiempo” con presencia de generación distribuida.

XI- DISCUSION

La incorporación de generación distribuida en los sistemas de distribución tiene muchos beneficios y algunas complicaciones. El inconveniente de selectividad de protecciones cuya solución se propone en este trabajo, es la coordinación de protecciones de sobrecorriente. En esta situación, la herramienta tradicional “tiempo-corriente” presenta problemas al aplicarla a los estudios de coordinación, debido a la alta variabilidad de la corriente de falla. La metodología “energía específica-tiempo” contempla esta variación y se

ajusta mejor a los requerimientos de los fusibles. En caso de ser necesario, el efecto de precalentamiento en los fusibles se puede agregar fácilmente.

El trabajo futuro está encaminado a sumar al gráfico I^2t -t la capacidad de adaptar la protección a cambios en el sistema, y reajustar la protección para mejorar la reducción de alcance de los dispositivos de protección debido a la inclusión de DG.

XII- CONCLUSIONES

De este análisis se concluye que la incorporación de la energía específica en los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente, facilita el trabajo, al brindar una poderosa herramienta que permite analizar la coexistencia de protecciones modernas microprocesadas con las tradicionales.

La variabilidad de la corriente de falla se toma en cuenta calculando la energía específica de las diferentes corrientes de falla y sus efectos en cada dispositivo de protección involucrado independientemente de su tipo.

REFERENCIAS

- [1] M. Rey, S. Montes de Oca, Á. Giusto, M. Vignolo, “Distributed Generation and Demand Response Effects on the Distribution Network Planning”, 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Perú, 2018.
- [2] H.L. Willis, W.G. Scout, Distributed Power Generation: Planning and Evaluation, New York: Marcel Dekker, 2000.
- [3] A. M. Borberly, J. Kreider, “Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium”, CRC Press, 2001.

- [4] D. Ravi Kishore, T. J. Prasnnamba, “Comparative based beneficial analysis of smart grid technology developments with the conventionally available power grid”, 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), India, 2017.
- [5] G. Brauner, M. Heidl, D. Tiefgraber, M. Weniger, H. Haidvogel, “Voltage Collapse Phenomena in Wind Parks”, 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, Italy, 2005.
- [6] R. Dugan, T. McDermott, “Distributed Generation”, IEEE Industry Applications Magazine, Mar/Apr, pp. 19-25, 2002.
- [7] F. Viawan, D. Karlsson, A. Sannino, J. Daalder, “Protection Scheme for Meshed Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation”, Power Systems Conference, pp. 99 - 104, 2006.
- [8] J. Gomez, M. Morcos, “Overcurrent Coordination in Systems with Distributed Generation”, Electric Power Components and Systems, Vol. 39, n° 6, pp. 576 - 589, 2011.
- [9] J. C. Gomez, “Electric fuses: practical applications and their theoretical justification”, 1st ed., EDIGAR, Buenos Aires, Argentina, 2012. pp.109–140
- [10] J. C. Gomez, M. M., Morcos, “Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment”, Chapter 10, Springer-Verlag, London, 2007.
- [11] R. Chabanloo, H. Abyaneh, A. Agheli, H. Rasyegar, “Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distributed power network”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 5, n° 9, pp. 903-911, 2011.
- [12] IEEE Standard 1547 (2003), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.
- [13] J. C. Gomez, S. M. Nesci, “Effect of the presence of distributed generation on the studies of overcurrent protection coordination”, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Stockholm, Sweden, 2013.

Una propuesta tecnológica de energía distribuida para mejorar el abastecimiento de electricidad y calor a las viviendas

Adrián E. Gonnet, Carlos A. Mainetti, Eduardo D. Guillermo, Fernando H. Borja

UTN, FRBB, 11 de abril 461, Ciudad de Bahía Blanca, Pcia. de Buenos Aires, Tel: +54-291-455-5220, gonnet@frbb.utn.edu.ar.

Resumen – Muchos gobiernos en el mundo realizan esfuerzos para implementar estrategias que les permitan lograr el autoabastecimiento de energía primaria y cumplir con los compromisos asumidos para reducir el avance del cambio climático. Los sistemas mCHP (Acrónimo de micro Combined Power and Heat) basados en celdas de combustible, pueden ayudar a controlar eficientemente la producción y utilización de las energías eléctrica y térmica en el sector residencial, convirtiendo a los usuarios residenciales en generadores además de consumidores. De esta forma los usuarios residenciales pasan a ser actores principales en un nuevo esquema del sistema energético que propicie el ahorro de energía primaria y la reducción en la emisión de los gases de efecto invernadero. Este esquema puede conducir a mejorar el desbalance entre la importación y exportación de energía primaria en la Argentina debido al ahorro de gas natural, reducir las inversiones en obras de infraestructura de las empresas del sector eléctrico y, por último, reducir los costos de facturación de energía para los usuarios. Los equipos que emplean la tecnología mCHP basada en celdas de combustible se utilizan para producir electricidad y calor en pequeños comercios y en las viviendas a partir de un único combustible, que habitualmente es el gas natural. Primeramente, el gas natural es convertido a hidrógeno y luego la celda de combustible utiliza este hidrógeno para transformarlo en electricidad y calor que se aprovecha para calentar agua o calefaccionar los ambientes. En este trabajo se describe la tecnología mCHP basada en celdas de combustible, se analizan los resultados obtenidos con su utilización en el sector residencial en otras partes del mundo y se concluye que es posible su implementación en la Argentina.

Palabras claves - Celdas de combustible; CHP; eficiencia energética; energía distribuida

INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ y hacer más sustentable la provisión de energía eléctrica, se están aplicando diferentes esquemas dentro del campo tecnológico denominado generación distribuida. Los paneles solares, los aerogeneradores y los sistemas integrados de electricidad y calor son ejemplos de aplicaciones a pequeña escala. Un mCHP (Acrónimo de micro Combined Power and Heat) produce electricidad y calor utilizable, empleando un único equipo alimentado por un solo combustible. La eficiencia es la ventaja principal de estos sistemas cuando se los compara con la generación eléctrica centralizada (Elmer y otros, 2015), y permite también la diversificación en la utilización de fuentes de combustible, se estimula el autoconsumo, se mejora la calidad en la provisión del servicio eléctrico y se reduce la emisión de CO₂ al ambiente (Staffell y otros, 2012). Una celda de combustible puede utilizarse como el elemento principal de un mCHP, mediante la cual se genera electricidad a partir de una reacción electroquímica entre un combustible (hidrógeno) en el ánodo y un oxidante (aire) en el cátodo, a la vez que un flujo de iones atraviesa un electrolito; además como subproductos de la reacción se obtiene calor y agua caliente o vapor (Gonnet y otros, 2011).

Un sistema mCHP se instala reemplazando a la caldera o termotanque en una vivienda. En los países donde la distribución de gas natural está bien establecida, éste suele ser el combustible elegido para los sistemas mCHP.

Algunos gobiernos en el mundo están reconociendo los beneficios de la micro cogeneración y ofrecen importantes incentivos para promover su utilización (REN21, Renewables Global Status Report, 2009).

Los sistemas mCHP pueden trabajar de forma independiente de la red eléctrica o como complemento de esta. Cuando se instalan como

suplemento de la red eléctrica, y en los países cuya implementación es posible, estos sistemas permiten que todo exceso de electricidad generado pueda ser vendido a la red.

Otra ventaja importante es su funcionamiento complementando otros sistemas domésticos de generación de energía a partir de fuentes renovables, tales como los paneles solares o las microturbinas eólicas, formando una micro red de generación (COGEN Europe Position Paper, 2013).

Este trabajo se divide en las siguientes partes: desarrollo y estado actual de la tecnología, resultados y discusión sobre la implementación del sistema y conclusiones.

DESARROLLO

Descripción de la tecnología micro CHP

La tecnología denominada CHP que representa la generación combinada de electricidad y calor aprovechable a partir de un solo combustible, se conoce y se aplica en algunos sectores desde hace mucho tiempo, Fig. 1.



Fig. 1. Generación de electricidad y calor.

La Tabla 1, muestra la denominación que reciben los sistemas CHP, según el escenario de aplicación, la tecnología utilizada, su potencia de salida y el combustible utilizado (Fuel Cell Combined Heat and Power for Specialised Trade -Training Documents, 2020)

En la actualidad, se desarrolla específicamente una tecnología de sistemas mCHP que utiliza celdas de combustible para el mercado residencial. Estos equipos proveen

alrededor de 1 kW de potencia eléctrica. Un esquema de su conexión en una vivienda se representa en la Fig. 2 (Kasuh, 2013).

Tabla 1. Denominación de los sistemas CHP.

Denominación	Aplicación	Tecnología	Potencia eléctrica	Combustibles
Plantas CHP de grandes potencias	Grandes complejos de viviendas, hospitales, industria	Motor de combustión interna, turbina de gas	Hasta varios MW	Gas natural, carbón, biogás
Cogeneración de pequeña escala	Edificios de departamentos, industria y comercios	Motor de combustión, turbina de gas, celdas de combustible (Del orden de MW)	Hasta 2.000 kW	Gas natural, biogás, hidrógeno
Mid- scale CHP	Edificios de departamentos, industria y comercios	Motor de combustión, motor Stirling, celda de combustible	Hasta 50 kW	Gas natural, gas licuado, biogás, hidrógeno
Mini-CHP	Edificio de departamentos, industria y comercio	Motor de combustión, motor Stirling, celda de combustible	Hasta 15 kW	Gas natural, gas licuado, biogás, hidrógeno
Micro-CHP (mCHP)	Viviendas	Motor de combustión, motor Stirling, celda de combustible	Hasta 5 kW	Gas natural, gas licuado, biogás, hidrógeno

Las celdas de combustible presentan una elevada eficiencia en la generación de electricidad, que la diferencian de otras tecnologías utilizadas en un mCHP (Elmer y otros, 2015). Estas características le otorgan al sistema con celdas de combustible la

capacidad de ofrecer un consumo de combustible aún menor, y producir enormes reducciones en la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂ y otros componentes contaminantes.

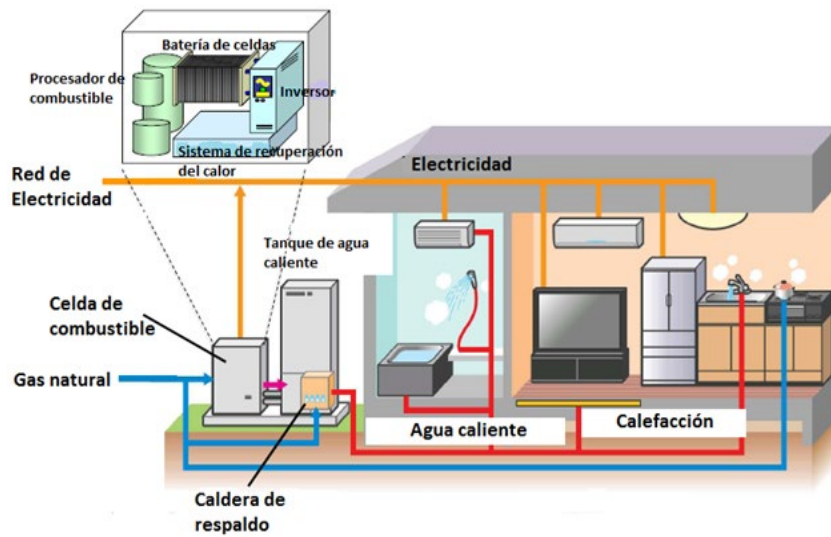


Fig. 2. Esquema de la conexión de un mCHP.

Las celdas de combustible utilizadas reciben la denominación de PEMFC y SOFC, de acuerdo con el tipo de electrolito que utilizan para funcionar. Además del electrolito se observan diferencias según la temperatura de funcionamiento, el material utilizado como catalizador de la reacción electroquímica, la forma de reformado del gas natural y el tiempo de encendido. Los fabricantes han desarrollado tanto la tecnología PEMFC como la SOFC para los micro CHP, mientras que las PEMFC son más difundidas en Asia, las SOFC lo son en Europa.

La Fig. 3, muestra un esquema en bloques con los principales componentes de un sistema mCHP (Fuel Cell Combined Heat and

Power for Specialised Trade -Training Documents, 2020). La batería de celdas de combustible recibe hidrógeno desde el reformador de gas natural. La corriente continua producida por la batería de celdas se convierte en corriente alterna para abastecer a la vivienda utilizando un inversor de tensión. El calor desarrollado en la celda de combustible se aprovecha mediante un intercambiador de calor para calentar el agua sanitaria y calefaccionar los ambientes. Un control electrónico se encarga del proceso, el monitoreo de los parámetros de funcionamiento y su conexión a internet.

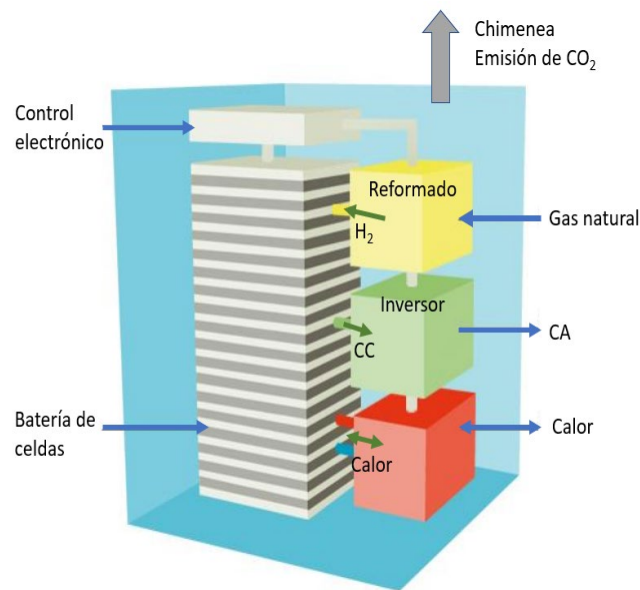


Fig. 3. Componentes de un mCHP.

Desarrollo y estado actual de la tecnología

Japón ha desarrollado el programa más importante para la instalación en viviendas de sistemas mCHP basados en celdas de combustible. En ese país, un primer programa a gran escala fue lanzado en el año 2002, mediante el cual se instalaron 3.600 unidades en viviendas particulares (Staffell, 2009). Comparando con el abastecimiento tradicional de electricidad desde la red, se obtuvo un ahorro de energía primaria del 23% y una reducción del 38% de las emisiones de CO₂. Esto impulsó un desarrollo a mayor escala convirtiendo al nuevo sistema en una fuente de energía muy segura en caso de desastres naturales. (Basic Hydrogen Strategy, 2017). Luego en el año 2009 comenzó la fase de comercialización bajo el nombre de Ene-Farm,

con la participación de las empresas aliadas Panasonic, Eneos (JX Nippon Oil & Sanyo) y Toshiba. Los sistemas se basan mayoritariamente en celdas de combustible de membrana polimérica con una capacidad eléctrica en el rango de 0,7 a 1 kW y una capacidad de energía térmica de 1,4 kW. Estos sistemas incorporan un procesador para tres tipos de combustible: gas natural, gas licuado de petróleo o kerosene; contienen además una caldera auxiliar y un tanque para almacenar agua caliente. La conexión eléctrica se realiza en paralelo con la red (Staffell y Green, 2013) (Gonnet y otros, 2018).

La Fig. 4, muestra la evolución en la cantidad de equipos instalados hasta el año 2021, donde se superó la cifra de 400.000 unidades (The Japan Gas Association, 2021).

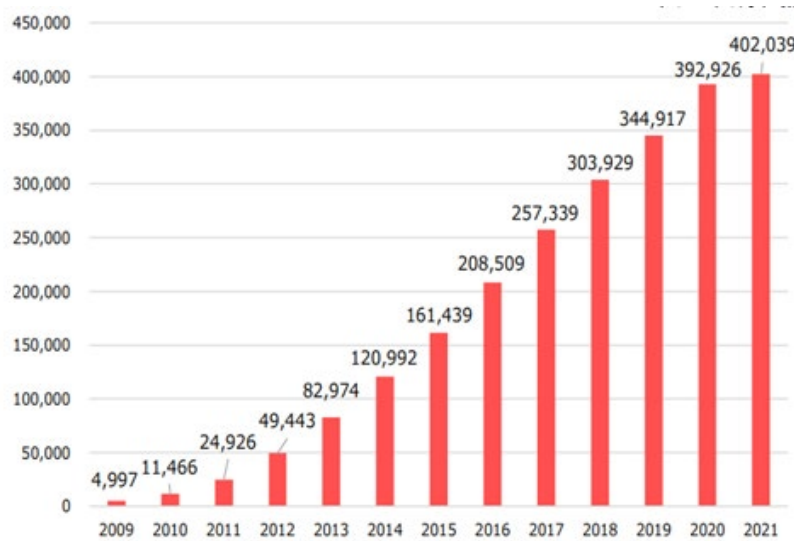


Fig. 4. Cantidad de unidades vendidas.

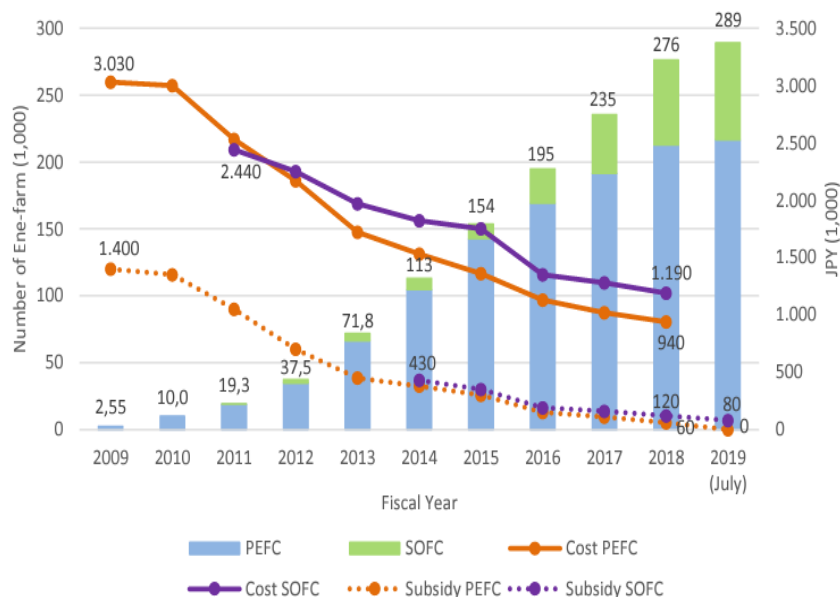


Fig. 5. Evolución de los costos y subsidios.

En el gráfico de la Fig. 5, se observa la disminución en el costo de instalación expresado en yenes a medida que crece la cantidad de unidades instaladas. Para los sistemas PEMFC la caída en el costo desde el año 2009 al 2018 fue del 69% y para los sistemas SOFC fue del 51 % desde el año 2011 al año 2018 (Arias, 2019). Se puede apreciar además la disminución en el subsidio gubernamental, observándose que el mismo llegó a cero en año 2019, a raíz de haberse

logrado el objetivo impuesto para el precio del sistema.

El programa tenía un objetivo de 1,4 millones de ventas acumuladas para el año 2020, (valor no alcanzado a pesar del importante volumen vendido) y 5,3 millones de unidades para el 2030, lo cual representa un 10% de los hogares, cifra que representaría una reducción del 3% en la demanda de energía residencial y una reducción del 4% en las emisiones comparado con el esquema

tradicional de calderas a gas y conexión a la red eléctrica. A partir del año 2030, el objetivo es difundir los sistemas de cogeneración basados en celdas de combustible utilizando hidrógeno puro libre de CO₂ (Simader y Vidovic, 2022).

En Europa, PACE es un proyecto de cinco años que aspira a instalar más de 2.800 unidades de mCHP basados en celdas de combustible en 10 países europeos para 2022. El proyecto reúne a cinco principales proveedores europeos (BDR Thermea, Bosch, SOLIDpower, Sunfire y Viessmann) y se centrará en los hogares y las pequeñas empresas.

Los fabricantes cuentan con el respaldo de cuatro socios que involucran a los servicios públicos, las asociaciones, las consultorías y

las comunidades de investigación, los cuales brindan su experiencia específica (COGEN Europe, Danish Technical University, Element Energy y Lucerne University of Applied Sciences and Arts).

PACE que significa “Pathway to a Competitive European Fuel Cell micro-Cogeneration market”, es un nuevo proyecto público-privado que continúa con el programa iniciado bajo el nombre de ene.field. Tiene un presupuesto de 90 millones de euros cofinanciado por Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU).

Se espera que el proyecto PACE facilite la transición a volúmenes del orden de 10.000 unidades/año después de 2020 (PACE Project, 2022).

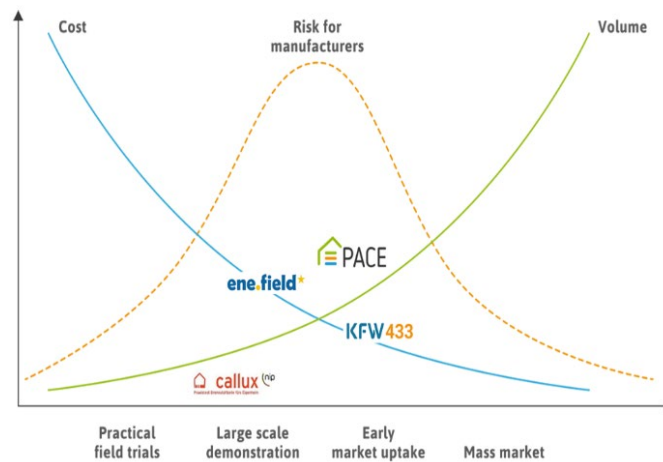


Fig. 6. Objetivos de los programas en Europa.

En la actualidad, Alemania por medio de un programa denominado KFW433, le da continuidad al primer proyecto denominado Callux (2008-2015) y facilita los medios para que se instalen sistemas en los próximos años. En la Fig. 6 se detallan las características sobresalientes de los programas en Europa (PACE Project, 2022).

DISCUSIÓN

El gas natural puede ser una interesante opción para lograr una solución al problema de la intermitencia de las energías renovables, al representar un respaldo viable cuando estas fuentes no pueden producir electricidad. Las baterías y otras tecnologías convencionales de almacenaje poseen límites naturales en cuanto a su capacidad y duración. Además, el desarrollo de tecnologías que emplean hidrógeno para funcionar representa la

preparación de un escenario energético donde no se empleen más los combustibles fósiles.

En la Argentina, el gas natural posee un buen desarrollo de infraestructura de redes de transmisión, distribución y almacenaje. Constituye el principal componente de la matriz energética nacional con el aporte de más del 50% de la energía primaria del país (Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, 2020).

Es importante evaluar, que el comportamiento estacional de la demanda no se condice con el ritmo que se pretende de la producción de gas. Esto genera sobreoferta de gas en verano y sub-oferta en invierno. En otras palabras: el gas que es tan utilizado en invierno, no se necesita en el verano. Frente a este escenario, el gas natural utilizado como combustible en los sistemas de generación distribuida bajo la tecnología de micro CHP, contribuiría a mejorar los aspectos relacionados con el comportamiento estacional de la demanda, utilizando gas natural residencial en el verano para abastecer una mayor demanda eléctrica. Por otro lado, debido a la elevada eficiencia de los sistemas micro CHP, el gas utilizado con ellos provocaría un ahorro de dicho combustible al reemplazar el consumido en las centrales eléctricas con menor eficiencia. Este ahorro de energía primaria mejoraría el desbalance que existe entre la importación y exportación. Al mismo tiempo se reducirían las emisiones de CO₂ al ambiente.

El costo total de uso de un sistema micro CHP depende de muchos factores, el factor que se establece por la diferencia entre el precio de la tarifa de 1 kWh de electricidad y el precio de la tarifa de la cantidad de kWh de gas natural que se emplean para producir esa unidad de electricidad, es el más influyente. Los beneficios en las tarifas se evidencian más, cuanto mayor es esta diferencia, es decir, cuanto menor es el precio de los kWh del gas

natural utilizados para producir 1 kWh de electricidad, en otras palabras, cuando resulta más conveniente utilizar gas natural para producir electricidad. En la actualidad esta diferencia de precios en la Argentina es positiva. Por supuesto, este parámetro de análisis de costo no es el único, deben evaluarse, además el perfil de consumo según la región y los costos de adquisición, instalación y mantenimiento.

Para nuestra región, no existen antecedentes de comercialización y funcionamiento de estos sistemas y, por lo tanto, puede realizarse un análisis de costo total de uso utilizando los parámetros y antecedentes obtenidos en otras regiones del mundo. En la referencia (Ammermann y otros, 2015) puede verse un análisis de costo para una ciudad de Europa, allí se concluye que, para un cierto nivel de volumen de comercialización, los sistemas micro CHP poseen el costo total de uso más bajo que cualquier otro sistema utilizado para proveer electricidad y calor a una vivienda. El resultado se muestra en la Figura 7, considerando el perfil de consumo energético anual de una vivienda familiar de la ciudad de Múnich. Se compara el costo total del sistema mCHP con celda de combustible, con el costo total de diversos sistemas de energía distribuida. El sistema mCHP evaluado es de 1 kW eléctrico y 1,4 kW térmico de capacidad, y prevé una vida útil de 15 años, con dos reemplazos de la batería de celdas de combustible en ese período. Se observa que el sistema mCHP, hoy resulta con un costo total superior que cualquiera de los otros sistemas considerados. No obstante, con un volumen de 100.000 unidades instaladas, ofrece el mejor costo total frente a los demás sistemas.

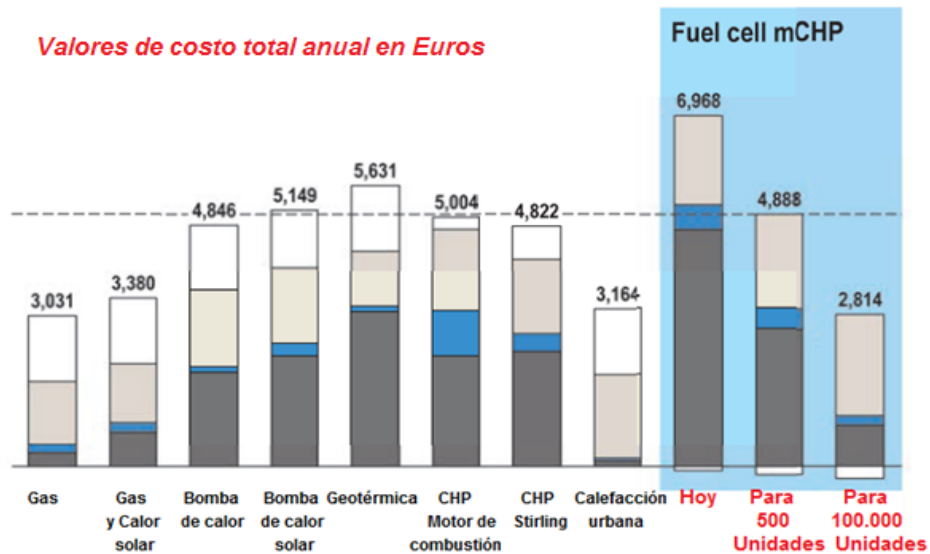


Fig.7. Comparación de costos de varios sistemas de energía distribuida.

En la Fig. 7, en recuadro blanco, se presenta el costo de electricidad neta comprada, es decir, el excedente de lo producido por los sistemas. Por ejemplo, el valor negativo en los sistemas mCHP con celdas de combustible, significa que se produce mayor cantidad de electricidad en forma local, que la que se necesita de la red a lo largo del año. En color gris claro, se expresa el costo del combustible, por ejemplo, el precio del gas natural utilizado a lo largo del año. En color azul, se indica el costo para mantener los sistemas y por último en color gris oscuro, el costo de adquisición y de reinversión en forma anual, necesarios para alcanzar los años contemplados en el horizonte de tiempo previsto.

CONCLUSIONES

Los usuarios residenciales en la Argentina podrían aceptar esta tecnología debido a las siguientes ventajas:

- Ahorro en las tarifas debido a la diferencia entre el costo del gas natural y el de la electricidad
- Reducción de las emisiones de CO₂, al producir electricidad y calor por cogeneración con eficiencias muy altas.
- Conexión a la red de gas natural y a la red eléctrica, con una infraestructura edilicia similar a la de un sistema convencional.
- Mejora en la calidad del servicio eléctrico.

El gobierno y los operadores de servicios, pueden verse beneficiados en los siguientes aspectos:

- Evitar el desarrollo de grandes obras, necesarias para aumentar la generación eléctrica centralizada y el transporte de la energía.
- Utilizar menos energía primaria con la consiguiente disminución de importación y mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero.

- Acompañar con una tecnología eficiente, la transición hacia una posible utilización de hidrógeno como combustible.

Evidentemente la desventaja que afrontan estos sistemas es el costo de adquisición, el cual no los hace competitivos en la actualidad, aunque lo logrado en Japón donde se cumplió el objetivo impuesto a su precio a partir del volumen de las ventas, representa un aliciente para alcanzar la competitividad con respecto a otras tecnologías. El comienzo de un programa que fomente el empleo de mCHP en la Argentina, es posible si se implementan subsidios gubernamentales para la adquisición del equipo, teniendo en cuenta los beneficios que se obtendrían en el ahorro de las importaciones de gas natural y en el cumplimiento de los compromisos adquiridos para la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero.

REFERENCIAS

- Ammermann, H., Hoff, P., Atanasiu, M., Tisler, O., & Kaufmann, M. (2015). Advancing Europe's Energy Systems-Stationary Fuel Cells in Distributed Generation.

- Arias, J. (2019). Hydrogen and fuel cells in Japan. Tokyo: EU-Japan Centre for Industrial Cooperation.

- Basic Hydrogen Strategy. (2017) Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues. Japan. Recuperado de: <https://policy.asiapacificenergy.org/nod/e/3698>.

- COGEN Europe Position Paper. (2013). Micro-CHP- A cost-effective solution to save energy, reduce GHG emissions and partner with intermittent renewables. Recuperado de: http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2013/07/10/3abaf321/COGEN%20Europe_micro%20CHP%20position%20paper.pdf.

- Elmer, T., Worall, M., Wu, S., & Riffat, S.B. (2015). Fuel cell technology for domestic built environment applications: State of-the-art review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 42, 913-931.

- Fuel Cell Combined Heat and Power for Specialised Trade -Training Documents. (2020). Recuperado de <https://www.pace-energy.eu/wp-content/uploads/2020/06/PACE-T1.4-Training-Documents-Module-1-Basics-FV.pdf>.

- Gonnet, A., Mainetti, C.; Guillermo, E. (2018). Análisis sobre la utilización de un sistema de generación distribuida que integra electricidad y calor para aplicación residencial en la Argentina. III Congreso Argentino de Energías Sustentables. Bahía Blanca, Argentina.

- Gonnet, A.E., Robles, S., y Moro L. (2011). Estudio y Resultados Experimentales de la Eficiencia en la Producción de Energía Eléctrica con una celda de combustible Pem. Cuarto Congreso Nacional – Tercer Congreso Iberoamericano. Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía – HYFUSEN 2011.

- Kasuh, T. (2013). Why does Japan believe in domestic fuel cell? Adaptation to European market. In

European Gas technology conference.
Paris: Osaka Gas Co. Ltd.

- Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. (2020). Recuperado de: <https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/803>

- PACE Project. (2022). Recuperado de <https://pace-energy.eu/>.

- REN21, Renewables Global Status Report: 2009 Update. (2009) Paris. URL:<http://tinyurl.com/yhflbp8>.

- Simader, G., & Vidovic, P. (2022). Success factors for demonstration projects of small-scale stationary fuel cells in residential buildings. In *E3S Web of Conferences* (Vol. 334, p. 04007). EDP Sciences.

- Staffell, I. (2009). A review of small stationary fuel cell performance. Fuel.

- Staffell, I. and Green R. (2013). The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems; International Journal of Hydrogen Energy.

- Staffell, I, Ingram, A, Kendall, K. (2012). Energy and carbon payback times for solid oxide fuel cell based domestic CHP; International journal of hydrogen energy, Vol: 37, Pages: 2509-2523, ISSN: 0360-3199.

- The Japan Gas Association, news release, Cumulative sales of household fuel cell "ENEFARM" exceeded 400,000 units. (2021). Recuperado de: <https://www.gas.or.jp/newsrelease/>.

Aprovechamiento Energético de las Corrientes Telúricas

Juan J. Grassi, Mario C. Bonantini, Nahuel H. Romera.

Universidad del Salvador – Facultad de Ingeniería, Lavalle 1854, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Tel: +5411-4371-2344, ingenieria@usal.edu.ar.

Resumen – Uno de los principios fundamentales de la física da cuenta de que la energía ni se crea ni se destruye sino que puede ir modificando su forma a partir de someterla a procesos de variada complejidad. Así, por ejemplo, la energía solar contenida en los fotones provenientes del sol puede ser reaprovechada en forma de energía eléctrica, a partir de una transformación llevada a cabo en un conjunto de celdas de silicio desarrolladas a tal efecto.

Nuestro proyecto de investigación tuvo como principal objetivo demostrar la existencia de un gran reservorio de energía, hasta hoy sin ser aprovechado, que es el que constituye la gran masa de cargas eléctricas que se desplaza por debajo de la corteza terrestre, producto de las fuerzas de arrastre provocadas por partículas de aire eléctricamente cargadas y que se mueven como consecuencia de los vientos presentes por encima de ella.

La hipótesis que se trató de probar se basó en la existencia de energías electromagnéticas y su posterior aprovechamiento, a partir de transferencias energéticas provocadas por la acción de campos magnéticos variables en el tiempo. Luego, nos hemos planteado su demostración a partir de la siguiente formulación: “El movimiento de las cargas sobre la superficie de la tierra, provoca un efecto similar bajo la misma, lugar de donde nos resultará mucho más factible su extracción”.

Adicionalmente, y como una consecuencia directa de lo anterior, también nos planteamos verificar la existencia de tensiones inducidas a partir de masas de aire pasando a través de un aro de material ferromagnético, bobinado y montado por sobre la superficie de la tierra, con su eje paralelo a la misma.

Todo el rigor científico de este trabajo se basa en comprobadas leyes universales que datan de los Siglos XVIII y XIX, enunciadas por reconocidos físicos de la época (Charles-Augustin de Coulomb, André-Marie Ampère, Michael Faraday y Heinrich Lenz, por nombrar sólo a algunos).

Es sabido que en la República Argentina tenemos efectos electromagnéticos muy intensos debidos a acciones meteorológicas y su estudio es de interés internacional. Este “privilegio” nos ofrece una potencialidad de aprovechamiento interesante de una energía que no sólo es brindada por la naturaleza en forma gratuita e inagotable, sino que, además, es incuestionablemente limpia y prácticamente inocua para el medio ambiente.

El trabajo de campo se basó en la recolección periódica y sistemática de datos eléctricos (tensión y corriente) a partir de un juego de jabalinas hincadas en un terreno, que permitieron aprovechar los vientos en todas sus posibles direcciones. Luego, los datos recogidos fueron volcados a una base de datos y relacionados con información meteorológica propia del lugar y correspondiente al momento de cada toma de datos (temperatura, humedad relativa ambiente, dirección y velocidad del viento, precipitaciones, etc.), a partir de lo cual, y mediante modelos matemáticos acordes, se pudo obtener alguna relación cuali-cuantitativa del tipo “causa-efecto”.

Palabras claves – Aprovechamiento energético; Electromagnetismo; Energía; Medio ambiente, Telúrico.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es una de las formas de energía más requeridas por el hombre. En la actualidad es prácticamente imposible pensar en una actividad que no requiera de ella, ya sea en forma directa o indirecta.

Conforme se ha ido acentuando la dependencia de los procesos productivos a la provisión de energía eléctrica, en paralelo también se han venido desarrollando formas alternativas de generación, en particular en lo referido al tipo de energía primaria utilizada. Así, por ejemplo, nos encontramos actualmente en Argentina con una matriz energética fuertemente basada en generación a partir de la quema de combustibles fósiles (más del 60% del total generado). Habida cuenta del impacto económico y, fundamentalmente, ambiental que esto supone. Por esto, nos propusimos investigar una fuente de energía hasta hoy desaprovechada. Se trata de la “energía telúrica”, es decir, energía residente debajo de la corteza terrestre y que responde a los más elementales principios y Leyes que rigen al electromagnetismo.

DESARROLLO

i. Generación por ddp entre jabalinas

La definición más tradicional que brinda la física para la corriente eléctrica da cuenta de “un flujo ordenado de cargas eléctricas”.

La Ley de Coulomb establece taxativamente la relación que existe entre la fuerza ejercida entre sí por dos cargas eléctricas cualesquiera y la distancia que las separa. Para dos partículas cargadas y ubicadas en el vacío:

$$F = \frac{|q_1 \cdot q_2|}{4\pi \cdot \epsilon_0 \cdot d^2}$$

en donde q_1 y q_2 son las magnitudes de las cargas que interactúan, ϵ_0 es la permitividad eléctrica del vacío, d es la distancia que separa a ambas cargas y F la fuerza neta actuante sobre ellas.

Dada la naturaleza de nuestra investigación, nos centraremos en el estudio de los eventos producidos en la tropósfera, que es la región de la atmósfera donde, entre otras cosas, tiene lugar la generación de las tormentas eléctricas.

Por efecto del calentamiento de la tierra producido por la incidencia de los rayos solares, una parte del agua se evapora y, debido a las corrientes verticales de aire, se elevan hasta capas superiores como vapor de agua, agrupándose en forma de nubes en algún punto y cambiando nuevamente de fase para transformarse posteriormente en líquido.

Cuando el grado de condensación es elevado, esta masa de agua no puede mantenerse suspendida en el aire y entonces se precipita a tierra en forma de lluvia o, dependiendo de las temperaturas alcanzadas, en forma de nieve o granizo.

Una nube entonces es un conjunto de gotas de vapor de agua en suspensión en el aire. Puede alcanzar formas, tamaños y colores muy diversos. No obstante, no toda la condensación natural del agua termina en el proceso descripto (por ejemplo, la niebla o neblina).

En lo sucesivo nos referiremos a las nubes ya que son las responsables de la fenomenología que nos ocupa.

A menos que se pretenda lo contrario, cualquier cuerpo material en estado natural se encuentra en un estado eléctricamente neutro, lo cual no significa que en él no haya cargas eléctricas. De hecho, las moléculas de materia que lo componen están compuestas por átomos cuya particularidad es justamente la actividad eléctrica que conllevan. Lo de “neutro” tiene

que ver con que, en todo caso, el elemento en cuestión está compuesto por tantas cargas negativas (electrones) como cargas positivas (protones), arrojando entonces una carga neta igual a cero.

Hasta el momento no está del todo claro y sigue siendo materia de investigación en el mundo de la meteorología el fenómeno de distribución de las cargas eléctricas en las nubes. De todas formas, sí está comprobado que en la zona baja de las nubes con mayor actividad eléctrica (cumulonimbos) existe una alta concentración de cargas negativas, mientras que en su cúspide hay una alta concentración de cargas positivas.



Fig. 1: Esquema de distribución de cargas eléctricas en una nube del tipo “Cumulonimbo”

Vale decir que, conforme esta nube se mueva, la concentración de cargas negativas en su base atraerá y “arrastrará” una cantidad semejante de cargas positivas, provocando zonas con elevados potenciales eléctricos (en la tierra y en la nube) y, consecuentemente, una gran diferencia de potencial entre ellos. Esta diferencia de potencial se extinguirá tan pronto como sea lo suficientemente intensa como para romper la rigidez dieléctrica del aire que las separa, provocando la descarga de las cargas negativas a la tierra mediante el conocido “Rayo”.

Pero sin llegar a este caso extremo, en el medio hay un sinnúmero de situaciones diarias, inclusive en días soleados, en donde los vientos de superficie arrastran partículas cargadas, las que, a su vez, accionan sobre cargas subterráneas, ejerciendo una fuerza que queda cuantificada a través de la Ley de Coulomb y provocando su desplazamiento.

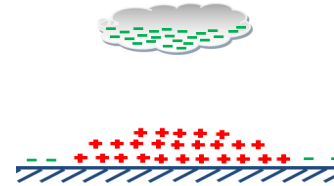


Fig. 2: Esquema de concentración de cargas en la tierra como consecuencia de una nube cargada.

Generación por ddp - Aro Ferromagnético

Al detectar que las nubes cargadas, generan por su movimiento **ddp** al hacer circular corrientes telúricas y sabiendo que la carga de las nubes se produce por acción del viento, (efecto triboeléctrico), revelamos que, si ese viento “ionizado” circula por un aro ferromagnético, en cuyo circuito magnético se instala una bobina adecuada, entre extremos de esta, y por la acción de la variación del flujo de viento por unidad de tiempo, también se genera una fem. la cual es proporcional a la intensidad de este. Esto ocurre por simple aplicación de la ley de Faraday.

RESUMEN CRONOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN

Hemos separado el Proyecto en Etapas, a efectos de que se pueda entender mejor la actividad realizada en estos dos años de intensa actividad.

Primera etapa

Medición de Diferencia de Potencial, entre jabalinas

a) Procedimiento

Se procedió al armado del dispositivo de medición, a saber:

- Construcción de jabalinas (electrodos de puesta a tierra): Sus dimensiones han sido establecidas para lograr una baja resistencia de puesta a tierra, la cual se verificó “in situ” por medio de un telurímetro.

- Instalación de las jabalinas, previa medición de la conductividad del terreno, y conexión a un “arnés de conductores” ubicado en el centro de un lateral. Esto se realizó en el sector Norte del Campus USAL PILAR.

Distancias entre jabalinas: 120 m

Profundidad de inserción: 0,90 m

- Medición de tensiones inducidas entre extremos de electrodos por medio de voltímetro de alta Impedancia y bajo rango.

- Medición de parámetros meteorológicos mediante el uso de anemómetros, termómetros y manómetros sencillos.

- Análisis preliminar de resultados y confirmación de hipótesis inicial.

b) Mediciones

En esta etapa se realizaron mediciones de tensión entre jabalinas, pero con una mayor cantidad de datos.

- Elección y diseño de un dispositivo que permitiera realizar una mayor cantidad de mediciones y guardar esa información para luego ser analizada. Se eligió el microprocesador ARDUINO UNO con los siguientes accesorios y slots:

- ✓ Salida de memoria USB

- ✓ Led indicador de actividad y carga de la batería.

- ✓ Dos micro voltímetros analógicos.

- ✓ Entrada de energía por acumulador de 12 V DC

- ✓ Placas, conectores y placa protoboard.

- Elección de plataforma meteorológica que funcionara en las cercanías del Campus. Se adoptó la plataforma meteorológica en la zona de Zelaya, a pocos cientos de metros de nuestra ubicación de medición: <https://www.wunderground.com/weather/ar/pilar/IPILAR19>

- Instalación bajo la tierra del Microprocesador, Batería y su conexionado a cada jabalina, respetando las tensiones de Norte a Sur y de Este a Oeste.

- Medición de tensiones inducidas en ambos pares de jabalinas y contraste con las variables meteorológicas. El tiempo de medición dependió de la batería.

- Estudio de las variables explicativas (vientos, temperatura, etc.) y las explicadas (tensiones inducidas). El análisis de la correlación entre ellas lo estudiamos más adelante.

Segunda Etapa

Medición de Diferencia de Potencial, en aro ferromagnético.

Para lograr la detección de dicho fenómeno, construimos un aro circular y se lo devanó con espiras de cobre, cuidando no hagan contacto con el metal, y entre las mismas. Como se indica más adelante, este aro se realizó en hierro de moderada permeabilidad magnética, para poder obtener una buena inductancia (capacidad de capturar

flujo magnético por unidad de intensidad de corriente eléctrica). Al lograr mayor número de espiras, permeabilidad, y dimensiones físicas, mayor será el valor de inductancia (H_y), lo cual permite detectar con mayor facilidad las variaciones de las corrientes provocadas por las partículas ionizadas de aire arrastradas por el viento (ley de Amper).



Fig. 3: Detalles del bobinado

Se instaló el aro en alturas superiores a los 2m, capturando intensidad de viento con mayor intensidad.

Asumimos que la velocidad del viento (m/s) es directamente proporcional a la intensidad de corriente eléctrica (A), y a la diferencia de potencial inducido (ley de Faraday-Lenz), permitiendo una mejor visualización del fenómeno a estudiar (vale aclarar que este experimento también es válido para corrientes de agua y cualquier otro fluido en movimiento).



Fig. 4: Montaje del aro

De esta manera, el viento, que está cargado eléctricamente, según se indicó anteriormente, circula dentro del aro, y se comporta como un “flujo de cargas” variables, concatenadas por el mismo. La definición de corriente eléctrica, justamente es esa: “flujo de cargas que circulan por la unidad de tiempo”. Y al tratarse de un flujo irregular y variable, por Ley de Faraday genera “fuerza electromotriz inducida” (FEM). Si las medimos, sería esa medición un indicador de las cargas eléctricas que se encuentren viajando en las distintas partículas suspendidas en el aire, confinadas a la superficie delimitada por el aro, y que terminan siendo impulsadas por el viento.

Dado que los vientos de superficie tienen la característica de variar casi en forma permanente tanto su dirección como su velocidad, el flujo de cargas a través del aro será también variable y dependiente de la dirección y velocidad del viento.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Partiendo de la hipótesis que sugiere que sobre la capa terrestre existen tensiones inducidas, las cuales van modificando sus valores en función de diferentes variables meteorológicas, es que se realizaron diferentes ensayos de campo a fin de evidenciar la asociación de comportamientos. En primera instancia se observaron los comportamientos de las diferentes tensiones para un par de jabalinas enterradas a cierta distancia y su asociación con las variables de estudio. Luego se realizaron las correlaciones con el fin de encontrar el grado de asociación estadística que justifiquen los comportamientos detectados.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Hora		V (Este-Oeste)	V (Norte-Sur)	temperatura	de roc	Humedad	Velocidad	Ráfaga	Presión	cip, Velocid	recip, Acurr	UV	Solar
2	13:44:00		684,26	493,65	49,2	40,2	0,71	8,2	10,1	30,12	0	0	1	132,2
3	13:49:00		1476,05	957,97	49,2	40,6	0,72	9,6	11,5	30,12	0	0	1	108,9
4	13:54:00		1744,87	1119,26	49,1	40,6	0,73	7,2	9,2	30,12	0	0	1	163,9
5	13:59:00		1832,84	1094,82	49,1	40,1	0,71	7,3	9,5	30,11	0	0	2	225,5
6	14:04:00		1779,08	1153,47	49,5	39,7	0,69	6,9	9	30,11	0	0	3	334
7	14:09:00		1779,08	1173,02	49,6	39,4	0,68	8,7	11,3	30,11	0	0	1	112,7
8	14:14:00		1774,19	1173,02	49,3	39	0,68	8,1	10,9	30,11	0	0	1	152,7
9	14:19:00		1832,84	1236,56	49,3	39,2	0,68	6,3	8,1	30,11	0	0	1	138,7
10	14:24:00		1827,96	1187,68	49,3	39,8	0,7	8,9	11	30,11	0	0	1	93,2
11	14:29:00		1823,07	1187,68	49,1	39,9	0,71	5,3	6,6	30,11	0	0	1	86,2
12	14:34:00		1798,63	1177,91	49,2	39,8	0,7	7,6	10,2	30,11	0	0	1	103,1
13	14:39:00		1798,63	1187,68	49,2	39,8	0,7	6,5	7,9	30,1	0	0	2	175,2
14	14:44:00		1827,96	1202,35	49,2	38,9	0,68	10,9	13,4	30,1	0	0	2	192,6
15	14:49:00		1842,62	1207,23	49,2	39,1	0,68	7,6	9,6	30,09	0	0	2	174,3
16	14:54:00		1832,84	1202,35	49,3	39,5	0,69	9,1	11,4	30,09	0	0	1	166,1
17	14:59:00		1837,73	1182,8	49,3	39,6	0,69	6,5	9,2	30,09	0	0	2	197,3
18	15:04:00		1847,54	1246,33	49,5	39,3	0,68	7,1	10	30,08	0	0	2	188,5
108	22:34:00		63,54	156,4	43,5	38,1	0,81	4,5	5,4	30,09	0	0	0	0
109	22:39:00		180,84	205,28	43,5	38,1	0,81	3,8	4,9	30,09	0	0	0	0
110	22:44:00		175,95	112,41	43,4	38	0,81	3,3	4,4	30,09	0	0	0	0
111	22:49:00		205,28	48,88	43,3	38,1	0,82	3,9	5,2	30,09	0	0	0	0
112	22:54:00		224,83	39,1	43,3	38	0,82	4,8	6,3	30,09	0	0	0	0
113	22:59:00		175,95	210,17	43,2	37,9	0,82	4	5,6	30,1	0	0	0	0
114	23:04:00		4,89	43,99	43,2	38	0,82	3,7	4,8	30,1	0	0	0	0
115	23:09:00		376,34	63,54	43,1	38,2	0,83	3	3,9	30,1	0	0	0	0
116	23:14:00		215,05	48,88	43	38,1	0,83	3,6	4,3	30,1	0	0	0	0
117	23:19:00		351,91	48,88	43	38,1	0,83	3,5	4,6	30,1	0	0	0	0
118	23:24:00		342,13	78,2	43	38,1	0,83	2,5	3,4	30,1	0	0	0	0
119	23:29:00		254,15	141,74	43	38,1	0,83	3,4	4,4	30,11	0	0	0	0
120	23:34:00		4,89	224,83	43	38,1	0,83	3,5	4,4	30,11	0	0	0	0
121	23:39:00		351,91	229,72	42,9	38,2	0,84	3,4	4,5	30,11	0	0	0	0
122	23:44:00		425,22	244,38	42,8	38,2	0,84	4,2	5,6	30,11	0	0	0	0
123	23:49:00		19,55	39,1	42,8	38,3	0,84	3,7	5,1	30,11	0	0	0	0
124	23:54:00		166,18	195,5	42,8	38,3	0,84	3	3,8	30,1	0	0	0	0
125	23:59:00		361,68	43,99	42,7	38,2	0,84	3,3	4,5	30,1	0	0	0	0

Tabla 1: Ejemplo de juegos de parámetros medidos en diferentes horarios.

El siguiente paso fue tomar las mediciones de correlaciones con el fin de encontrar una curva de regresión que explique el comportamiento asociado. La correlación es una medida estadística que analiza el grado de dependencia o asociación entre dos variables. Se mide a través de un coeficiente de correlación, generalmente conocido como coeficiente de correlación de Pearson, y varía entre los valores -1 y 1.

La correlación está definida como:

$$\rho_{X;Y} = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X \sigma_Y}$$

Donde el numerador es la covarianza entre las dos variables y el denominador es la multiplicación de las desviaciones estándar. Un nivel de correlación cercano a cero, indica nula relación (variables independientes), cuanto más se acerca a +1, mayor es la dependencia funcional de forma proporcional, y cuanto más se acerca a -1 indica dependencia funcional de forma inversa.

Por otra parte, la regresión es una técnica estadística que consiste en encontrar una ecuación que permita medir el grado de asociación entre una variable dependiente y una o más variables independientes. Se realiza el estudio de los sets de datos con el software CurveExpert que se encarga de realizar múltiples regresiones de acuerdo a las correlaciones existentes entre las variables.

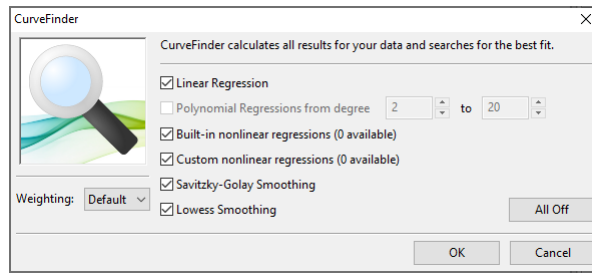


Fig. 5: Software utilizado para el análisis de la correlación

Name	Kind	Family	Score	R ²
Linear	Regression	Linear Regressions	646	0.6265...
Savitzky-Golay Smoothing [windo...	Smoother	Smoothing	0.0	0.0000...
Lowess Smoothing	Smoother	Smoothing	0.0	0.0000...

Data	Notes	Data Plot	Top Results	+	
	Ráfaga	Velocidad Viento	Temperatura	UV	Tensión Jabalina (Este-Oeste)
1	9.600000	7.700000	48.900000	1.000000	4315.740000
2	10.100000	8.200000	49.200000	1.000000	684.260000
3	11.500000	9.600000	49.200000	1.000000	1476.050000
4	9.200000	7.200000	49.100000	1.000000	1744.870000
5	9.500000	7.300000	49.100000	2.000000	1832.840000
6	9.000000	6.900000	49.500000	3.000000	1779.080000
7	11.300000	8.700000	49.600000	1.000000	1779.080000
8	10.900000	8.100000	49.300000	1.000000	1774.190000
9	8.100000	6.300000	49.300000	1.000000	1832.840000
10	11.000000	8.900000	49.300000	1.000000	1827.960000
11	6.600000	5.300000	49.100000	1.000000	1823.070000
12	10.200000	7.600000	49.200000	1.000000	1798.630000
13	7.900000	6.500000	49.200000	2.000000	1798.630000
14	13.400000	10.900000	49.200000	2.000000	1827.960000

Fig. 6: Parámetros de ajuste.

Name	Value
a	-6.097110951848667E+05
b	5.243770246222402E+02
c	1.823209915465004E+04
d	7.927780163568923E+01
e	1.900098452522136E+04

Parameter	Value
Name	Linear
Kind	Regression
Family	Linear Regressions
Equation	$y = a + b \cdot x_1 + c \cdot x_2 + \dots$
# of Indep. Vars	4
Weighting	Default
Standard Error	429.027175439
Correlation Coeff. (r)	0.791571
Coeff. of Determination (r ²)	0.62658414549
DOF	120
AICC	1518.610650

Fig. 7: Ecuación de relación.

Como resultado se obtiene que el mejor ajuste se logra a través de una Regresión Lineal Múltiple con un R^2 de 0,6265.

Si bien en este ejemplo se muestra la existencia de relaciones entre las variables climáticas y la tensión, las correlaciones obtenidas fueron relativamente bajas ya que lo ideal sería un R^2 tendiendo a 1.

CONCLUSIONES

Hemos observado que hay Energías bajo la tierra, como las presentes durante una tormenta eléctrica: dado que las nubes, por acción del viento, al moverse se cargan de manera exorbitante. Otras cargas de igual magnitud y signo opuesto circulan por la tierra persiguiéndolas (Coulomb, Charles A (1788) [1785]. «Premier mémoire sur l'électricité et le magnétisme»).

Ese movimiento de cargas circulante y telúrica es una Corriente Eléctrica. Entre las causas que ocasionan esas energías, también están aquellas que son producto de las acciones de las cortezas terrestres, aunque también detectamos las que se generan por la acción del viento. Estas Energías constituyen la motivación de nuestra investigación.

Entendemos que las fuentes mencionadas pueden proveer suficiente energía como para que resulte interesante su extracción y, por tratarse de una fuente de Energía natural, no debería afectar las condiciones del medio ambiente.

Nuestro objetivo fue descubrir la existencia de las corrientes eléctricas y dimensionar las energías que pueden generarse para evaluar si es conveniente su extracción. Esto fue demostrado, y su justificación se encuentra en nuestro trabajo completo de investigación.

Para este desafío se profundizaron estudios de las leyes de generación de energía eléctrica (Ampère (1831), Maxwell (1879)) y cálculos teóricos tales como trabajos de conducción de suelos junto con experimentos de laboratorio.

Obtuvimos valores de Tensión utilizando los principios de la Electrotecnia, por medio de jabalinas incorporados en la tierra, con similares características a las de un telurímetro, pero con mayor profundidad y diferentes orientaciones, y con la aplicación de la ley de Faraday. También hemos detectado Fuerza Electromotriz inducida en un aro devanado, como hallazgo interesante.

En principio creemos que las correlaciones obtenidas no son muy fuertes debido a errores en la captura de la información, ya que las variables climatológicas no fueron muy exactas, ya que provienen de diferentes centros meteorológicos y no tomadas en forma sincronizada junto a los valores de tensión. Entendemos que, en la medida que podamos disponer de mejor tecnología en el equipamiento, se dispondrá de correlaciones más fuertes.

Por otra parte, deberíamos estudiar la injerencia de otras variables por fuera de las climatológicas que estén aportando a la generación de tensión.

Cuando hablamos de energías superiores presentes bajo la superficie terrestre, pensamos, entre otras, en la gran energía desarrollada por las tormentas eléctricas, explicadas en este trabajo, que permanentemente sacuden dicha superficie con corrientes y tensiones de valores muy elevados. Inferimos que dichas energías, tal como las que hemos detectado en el presente trabajo, son sustentables y limpias, aunque su falta de periodicidad muchas veces frustra los estudios.

Estamos convencidos de que los científicos debemos seguir investigando en esta dirección, haciendo experimentos una y otra vez para poder extraerlas y mejorar la matriz energética, logrando hacer de nuestro planeta, un lugar “digno” donde vivir, tal cual lo expresa el Papa Francisco en la encíclica “Laudato Si”.

REFERENCIAS

Efecto Triboeléctrico: Atomistic Field Theory for contact electrification of dielectrics. Khalid M. Abdelaziza et al. *Journal of Electrostatics*, Volume 96, December 2018, Pages 10-15.

Barrow, B.; Nelson, H.H. (2001). Caracterización basada en modelos de firmas de inducción electromagnética obtenidas con la matriz electromagnética MTADS: Geociencias y teledetección *IEEE Transactions*, vol. 39, no. 6, pp. 1279-1285.

Conrad, E.; Jordan, R. (1968). *Electromagnetic waves and radiating systems* Prentice hall electrical engineering series.

D. Kakulia, D.; Tavzarashvili, K.; Chelidze, G.; Shubitidze, F. (2009). Inversión de los parámetros electromagnéticos del suelo y de los objetos sumergidos de forma simultánea. Problemas directos e inversos de la teoría de las ondas electromagnéticas y acústicas. Seminario internacional / Taller en, pp 232-235.

Feynman, R.P.; Leighton, P.B.; Sands, M. (1987). *Física: Addison-Wesley Iberoamericana*.

Harmon, J.; Thomas B.; Holloway, J.H. (2005). *Detection and Remediation Technologies for Mines and Minelike Targets* X: <https://www.spiedigitallibrary.org/conference-proceedings-of-spie/5794.toc?SSO=1>

Herrán, C. (1993). Estudio elemental de la inducción electromagnética con un equipamiento de laboratorio asistido por ordenador: *Revista Española de Física* 7. 44-49.

Jackson, J.D. (1975). *Electrodinámica Clásica: Alhambra*. Madrid.

Lewis B.; Cress, D. (1970). Localización de Objetivos Telúricos: https://www.researchgate.net/publication/2817670_An_Electromagnetic_Induction_Method_For_Underground_Target_Detection_And_Characterization

Manzanares, J. A.; Bisquert, J.; García B.G.; Fernández, M. (1994). An experiment on voltage induction pulses: *American Journal of Physics* 62. 702-706.

Manzanares, J. A.; Mafé, S. (1994). Induced EMF in a solenoid: a simple quantitative verification of

Faraday's law: Physics Education 29. 102-105.

Martin-Artajo, J. I.; Liviu L. A. (1968). Campos eléctricos y magnéticos: United Kingdom Atomic Energy Authority. Research Group, Oxford U.P.

Miller, J.T.; Bell, T.H.; Soukup, J.; Keiswetter, D. (2001). Modelos fenomenológicos simples para la inducción electromagnética de dominio de frecuencia de banda ancha: Geociencias y teledetección IEEE Transactions on, vol. 39, no. 6, pp. 1294-1298.

Plonsey, R.E.; Collin. (1961). Principles and Applications of Electromagnetic Fields: Hardcover

Purcell, E. M. (1968). Electricidad y Magnetismo: Curso de Física de Berkeley, vol. 2. Edit. Reverté.

Silvester, S. (2011). SENSOR DE CAMPO MAGNÉTICO: ANTELAFI-II UTN Rosario, Santa Fe, Argentina

Sun, K.; O'Neill, F.; Shubitidze, K.; Paulsen, D. (2002). Tratamiento de banda ancha y dispersión por inducción electromagnética multiobjeto utilizando aproximaciones de alta frecuencia: Geoscience and Remote Sensing Symposium 2002. IGARSS '02. 2002 IEEE International, vol. 3, pp. 1546-1549 vol.3.

Target, L. (2018). Radares de Penetración Telúricos. 2014. <http://targetgeophysics.com/en/technology/ground-penetrating-radar>

1 ddp se entiende por la Diferencia de Potencial Eléctrico cuya unidad de medida es el Volt

Soluciones Tecnológicas para la Integración de las Energías Renovables Variables a Gran Escala

Gianfranco Lippi, Germán Haffner, Lucas Vandoni , Miguel Pujol, Nicolas Loccisano.

UTN-FRD, San Martin 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-42-0400, ivcittie2022@frd.utn.edu.ar).

Resumen – El mundo está experimentando una transformación hacia un futuro energético más seguro, rentable, sostenible y con bajas emisiones de carbono. Las energías renovables se han convertido en la opción elegida a nivel mundial para cumplir con dicho objetivo. Se estima que para descarbonizar el sector energético, en línea con los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París, la participación de las energías renovables en la generación eléctrica mundial debería alcanzar el 85 % en 2050.

Transformar el sistema eléctrico hacia uno dominado por la energía renovable conlleva algunos desafíos, ya que las altas participaciones de energías renovables variables aumentan los requisitos de flexibilidad del sistema, es decir, la capacidad de equilibrar y responder a los cambios en la oferta y la demanda. Si bien todos los sistemas de energía tienen algún nivel inherente de flexibilidad, será necesario, para gestionar eficazmente la energía renovable variable a gran escala, explotar y planificar con anticipación nuevas fuentes de flexibilidad. Debido a que puede llevar varios años diseñar y construir nuevos generadores y líneas de transmisión, el proceso de planificación es la primera actividad crítica para garantizar que el sistema eléctrico del futuro posea suficiente flexibilidad para adaptarse al crecimiento de la generación renovable variable.

El presente trabajo pretende explorar las diferentes innovaciones tecnológicas que permitirían obtener soluciones prácticas para la incorporación de grandes volúmenes de generación renovable variable y proponer alternativas de inversión para los escenarios energéticos de 2030.

Palabras claves - Energías Renovables Variables; Flexibilidad; Planificación; Tecnología, Transición Energética.

INTRODUCCIÓN

La flexibilidad del sistema eléctrico se define como la capacidad de un sistema eléctrico para gestionar de forma fiable y rentable la variabilidad y la incertidumbre de la demanda y la generación eléctrica en todas las escalas de tiempo pertinentes, desde garantizar la estabilidad instantánea del sistema eléctrico hasta respaldar la seguridad del suministro a largo plazo. El impacto de la variabilidad solar y eólica ha comenzado a sentirse en una serie de sistemas eléctricos, en los que se implementaron objetivos agresivos de incorporación de energías renovables variables (ERV).

Con participaciones por encima del 2% al 3% en la generación anual, es probable que la generación de energía eólica y solar fotovoltaica conduzca a un aumento en la variabilidad e incertidumbre del lado de la oferta. Sin embargo, es la variabilidad y la incertidumbre combinadas de todo el sistema (todos los generadores y la demanda de energía) lo que debe abordarse. Por lo tanto, es probable que el impacto adicional de ERV sea muy pequeño inicialmente, aumentando gradualmente con niveles de penetración más altos. Con bajos niveles de implementación de ERV, existe muy poca diferencia entre la carga neta y la demanda. A medida que aumenta la integración de ERV, la forma de la carga neta cambia hasta que aparecen diferencias cada vez más notables entre las dos.

Al mismo tiempo, las complejidades e interdependencias de los componentes del sistema y la multitud de actores aumentan los riesgos

de fallas en el servicio y la complejidad de la producción y la planificación de la red, lo que aumenta la demanda de medios y contramedidas de resiliencia más fuertes y ágiles. La resiliencia del sistema eléctrico refleja el impacto de eventos severos y es un concepto general que cubre todo el espectro del sistema eléctrico, desde decisiones de diseño e inversión hasta funciones de planificación, operaciones, mantenimiento y gestión de activos. Como tal, el concepto de resiliencia del sistema de energía se aplica al marco de tiempo de planificación que busca generar resiliencia en la red futura, así como al marco de tiempo operativo, en el que la seguridad se gestiona mediante la optimización de la resiliencia inherente del sistema de energía existente.

La falta de una planificación adecuada para la integración de las ERV en los sistemas eléctricos puede dar lugar a severas restricciones que aumenten los costos del sistema. Una planificación sólida que anticipe los requisitos del sistema y las soluciones de flexibilidad emergentes aumentará los beneficios de la generación de ERV de bajo costo. Esto evidencia que el desarrollo y la innovación en el sistema eléctrico puede reducir el costo de integración de las ERV con soluciones que incrementen la flexibilidad del sistema.

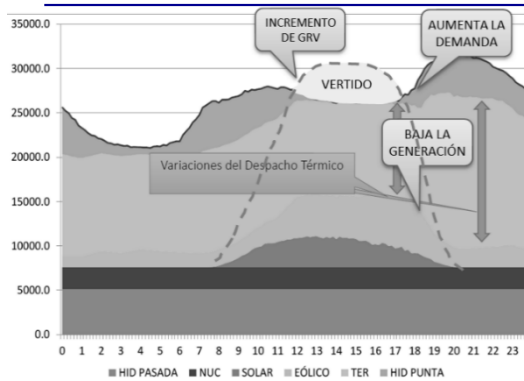


Fig. 1: Proyección de incremento de generación renovable variable.

El objetivo general del proyecto es proponer soluciones de menor costo que garanticen la flexibilidad adicional necesaria para operar de manera segura el sistema eléctrico argentino en diferentes escenarios de participación de generación renovable variable. Dicho objetivo surge como resultado de un planteamiento de la problemática mencionada anteriormente. Para cumplir con el objetivo general se plantean diferentes objetivos específicos:

- Identificar las nuevas fuentes de flexibilidad propuestas a nivel internacional
- Proyectar la matriz de generación eléctrica nacional con el doble de generación renovable actual.
- Detectar las zonas de generación con mayor participación de generación renovable variable y cuantificar los límites de exportación en dicho escenario.
- Proponer soluciones que aporten flexibilidad, resiliencia para todo el sistema eléctrico y reconocer aquellas que mayor impacto generen en los ODS.

DESARROLLO

Problemática

A medida que aumenta la participación de fuentes de ERV en un

sistema eléctrico, las operaciones del sistema eléctrico aumentan en complejidad. Más específicamente, la integración gradual de ERV introduce niveles adicionales de variabilidad e incertidumbre en la llamada carga neta. La carga neta es la demanda de electricidad menos la generación de ERV. La carga neta debe equilibrarse con el grupo restante de generadores despachables, como los generadores térmicos y las unidades hidroeléctricas, así como las unidades de almacenamiento.

Tres características principales del perfil de carga neta que afectan la flexibilidad del sistema son: 1) la tasa de cambio de la carga neta (o tasa de rampa), 2) el intervalo entre la carga neta máxima y mínima dentro de un día (también llamado intervalo de rampa) y 3) la incertidumbre relacionada con el error de pronóstico (la combinación de errores de previsión de la demanda, así como de la generación solar y eólica). Una mayor penetración de ERV aumenta uno o más de los anteriores.

A fin de estimar el perfil de carga neta que se presentaría con un escenario de gran participación de generación renovable se proyectó la curva de demanda y generación asumiendo el doble de participación de fuentes renovables con respecto al día del record nacional del 28/02/2022. Sobre la curva se graficó el porcentaje de incremento de la demanda neta (demanda-generación no renovable).

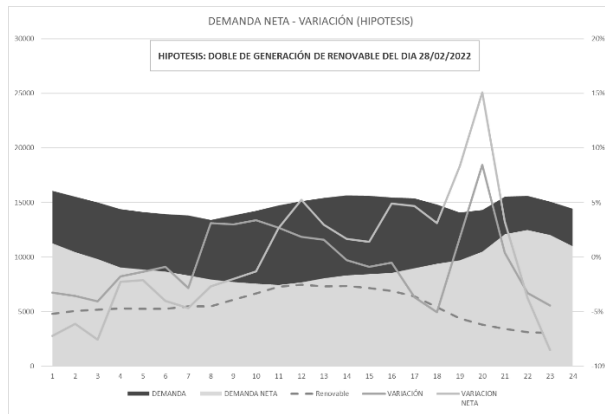


Fig. 2: Variación de demanda neta.

Como puede apreciarse en la gráfica, después de las 18hs, cuando la demanda empieza a crecer y disminuye simultáneamente la generación fotovoltaica, la demanda neta se incrementa un 15% en tan solo una hora. Esta tasa de incremento debe ser afrontada por centrales de rápido despacho, es decir, generación flexible. Si además esa energía no es posible transmitirla al centro de carga se presentarían puntos de vertido de acuerdo a la ubicación y límites de transporte.

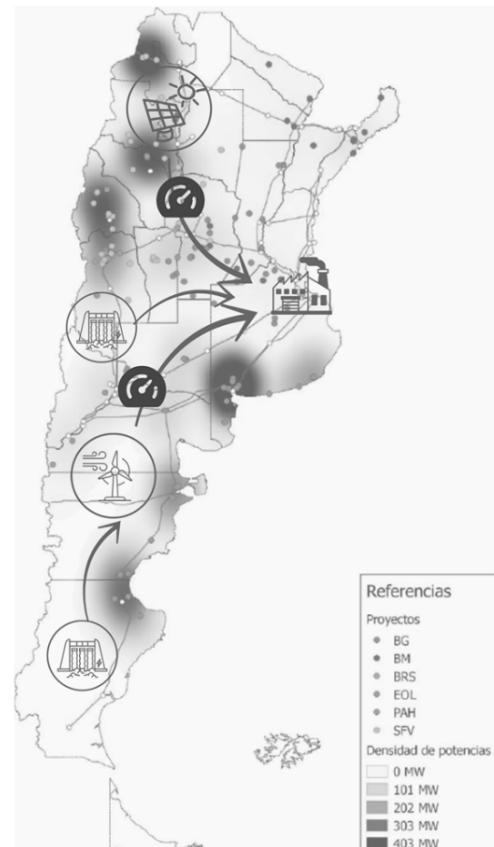


Fig. 3: Proyección de incremento de generación renovable variable.

En nuestro país el recurso renovable se encuentra a grandes distancias del centro de carga y dispone de muy poca o nula capacidad de transporte en muchos casos, principalmente del sistema de subtransmisión y transmisión desde la Patagonia (Figura 3). Actualmente existe un mecanismo de asignación de prioridad de despacho y rige exclusivamente para los períodos de tiempo en que se encuentre activa una saturación del Sistema de Transmisión, ya sea del punto de interconexión de una central renovable como de los corredores de transporte a los que esta se vincula. Esto evidencia una clara falta de flexibilidad del sistema que podría agravarse en los escenarios futuros con

mayor participación de generación renovable.

Soluciones

Las soluciones que se aplican en cualquier sistema complejo como lo es el sistema argentino de interconexión (SADI) dedicadas a mejorar y/o restituir la flexibilidad original pueden clasificarse de acuerdo al tiempo requerido de implementación, costo de inversión y grado de confiabilidad aportado. En dicho marco de comparación se definen cuatro grupos de soluciones ordenados de menor a mayor: las correctivas, las técnicas, las estratégicas y las sostenibles.

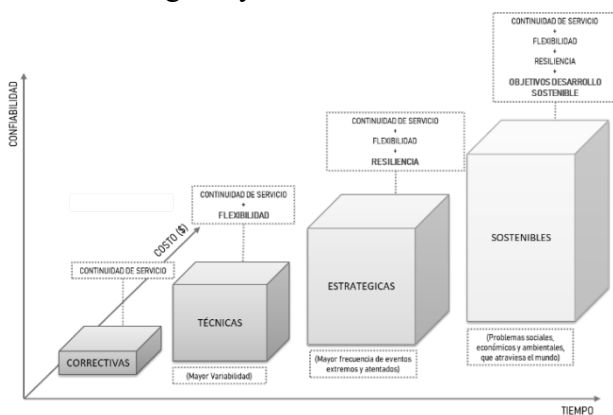


Fig. 4: Clasificación de las soluciones.

Las soluciones correctivas son aquellas destinadas a devolver y/o mantener la continuidad de servicio en el sistema, pueden ser reparaciones, sustituciones o mejoras mínimas. Las soluciones técnicas garantizan la continuidad de servicio e incorporan un mayor grado de flexibilidad, por ejemplo, construcción de nuevas líneas, reemplazo de conductores e incremento de la capacidad de transporte o cortocircuito, etc. Las soluciones estratégicas incluyen el concepto de resiliencia. La evaluación de la resiliencia incluye la capacidad de un

sistema para resistir un evento, la rápida recuperación de una perturbación, así como su adaptabilidad para prepararse contra amenazas futuras. Algunas de las áreas que amenazan la funcionalidad del sistema eléctrico se relacionan con la inestabilidad, la ciberseguridad y el cambio climático. El sector de la energía se enfrenta a múltiples amenazas por el cambio climático, en particular por los fenómenos meteorológicos extremos y la creciente presión sobre los recursos hídricos. La flexibilidad básicamente se relaciona con soluciones con el objetivo de respaldar el sistema en la operación diaria (durante la operación normal o casi normal), mientras que la resiliencia, por otro lado, es una medida del impacto de eventos extraordinarios, es decir, lejos de la operación normal. En comparación con la generación, los activos de transmisión se extienden a grandes áreas geográficas y son más propensos a fallas. Los tramos de la línea de transmisión también estarán más expuestos cuando se trata de tormentas, ciclones, etc. Por otro lado, se espera que los desastres naturales y los fenómenos meteorológicos extremos aumenten tras el cambio climático, lo que generará mayores riesgos para las redes de distribución y transmisión.

El cuarto y último grupo de soluciones corresponde a las sostenibles, las cuales incluyen los objetivos de desarrollo sostenible (ODS). Los ODS son un llamado universal a la adopción de medidas para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad. Este tipo de soluciones aportaría flexibilidad, resiliencia y estarían orientadas a generar el mayor beneficio posible en las tres dimensiones que se

interrelacionan: la dimensión social, la dimensión económica y la dimensión ambiental.

Soluciones técnicas

Se analizaron diferentes soluciones e innovaciones tecnológicas que se están implementando a nivel mundial a fin de poder formular modificaciones o incorporaciones de nuevas fuentes de flexibilidad necesarias para operar de manera eficiente el sistema eléctrico argentino en un escenario de participación de generación renovable superior al 40%.

Los nuevos recursos de flexibilidad pueden dividirse en tres áreas de acuerdo a la función que cumplen dentro del mercado, estas son: generación, red y demanda. La implementación de cada una de las soluciones requiere de innovaciones tecnológicas y recursos soportes.

Tabla 1: Soluciones de flexibilidad

	Solución	Innovación Tecnológica	Recursos Soportes
Generación	Centrales Flexibles	Centrales convencionales flexibles	Disminución de tiempos de arranque
			Incremento de tasa de rampa
			Disminución de mínimo técnico
	Centrales de bombeo modernas		
	Pronósticos Avanzados Modernos		
Red	Mercados Regionales		
	Plantas Virtuales		
		Líneas virtuales	

Nuevos Mercados – Nuevos Modelos de Negocios – Internet de las Cosas – Inteligencia Artificial y Big Data - Blockchain

	Solución	Innovación Tecnológica	Recursos Soportes
Red	Operación de la Red	Clasificación dinámica de líneas	
		Cooperación con operadores de distribución	
	Super Redes		
	Acoplamiento Sectorial	Conversión de ERV en H2	
		Almacenamiento a gran escala	Baterías a gran escala
Volantes de inercia			
Conversión de ERV en calor	Aire comprimido		
Demanda	Miniredes Renovables	Acoplamiento sectorial	Conversión de ERV en calor
			Carga inteligente de vehículos
		Baterías detrás del medidor	
	Gestión de la Demanda		
	Operación Redes Distribución	Cooperación con operadores de transmisión	
Plantas Virtuales			

Nuevos Mercados – Nuevos Modelos de Negocios – Internet de las Cosas – Inteligencia Artificial y Big Data - Blockchain

- Centrales convencionales flexibles: las plantas convencionales existentes, que operan junto con una participación cada vez mayor de la generación de energía renovable, pueden renovarse para brindar flexibilidad en el lado de la oferta. Esto permite adaptarse a la variabilidad de la generación fotovoltaica y eólica a corto y mediano plazo. Las plantas hidroeléctricas de bombeo pueden proporcionar un alto grado de flexibilidad tanto en términos de suministro (electricidad firme según sea necesario) como de demanda (bombeo para llenar

embalses en momentos de exceso de energía).

- Pronósticos meteorológicos modernos: gracias a las tecnologías habilitadoras, los modelos avanzados de pronóstico del tiempo ahora tienen en cuenta los parámetros específicos del sitio y los datos en tiempo real recopilados de dispositivos meteorológicos avanzados. Mediante el uso de la importante potencia de procesamiento que ofrecen las TIC modernas, como la computación basada en la nube, los modelos matemáticos mejorados (que producen resultados de pronóstico para 5 o 15 minutos en lugar de una hora) y la inteligencia artificial, junto con los grandes datos recopilados sobre patrones climáticos pasados y los resultados de generación, la precisión y la resolución de ubicación del pronóstico de generación de VRE podrían mejorarse. Una mejor previsión no elimina la necesidad de actuar, solo da más tiempo para planificar. El pronóstico preciso puede ayudar a mejorar el compromiso y despacho de unidades de manera eficiente y reducir los problemas de confiabilidad, reduciendo así la cantidad de reservas operativas necesarias en el sistema.
- Mercados regionales: la creación de mercados regionales aprovechando las interconexiones entre los sistemas eléctricos es una forma muy eficaz de aumentar la flexibilidad. La mayor capacidad de transmisión y las interconexiones permiten que la

electricidad se transporte más fácilmente dentro de un sistema equilibrado, facilitando el uso de más recursos de un área para ayudar a equilibrar la oferta y la demanda.

- Plantas virtuales: consiste en un grupo de agentes de un sistema energético (consumidores, productores, prosumidores o cualquier combinación de ellos) para actuar como una sola entidad al participar en los mercados del sistema de energía (tanto mayor como menor) o vender servicios al operador.
- Operación de la red de transmisión/ distribución: normalmente, los operadores de la red de transmisión no tienen información sobre los recursos conectados a nivel de distribución, como capacidad, tipo, características, patrones de generación y consumo. La falta de visibilidad para los operadores sobre estos recursos puede generar errores de pronóstico de despacho, lo que puede afectar la confiabilidad del sistema. En el caso de los operadores de la red de distribución, estos interactúan con los usuarios conectados a su red y deben recopilar los datos leídos a través de medidores inteligentes (generadores, consumidores, prosumidores). Al centralizar los datos y compartirlos con el transportista y el despacho, estos tendrán una mayor visibilidad de las capacidades de recursos distribuidos en cualquier momento y podrán usarlo para proporcionar servicios auxiliares.

Surgen prácticas innovadoras de operación para reemplazar la alta inversión requerida para reforzar las líneas: ya sea utilizando dispositivos de almacenamiento, calificación de línea dinámica o líneas virtuales (baterías ubicadas a ambos lados de una parte congestionada del punto de la red pueden proporcionar almacenamiento de energía de respaldo durante un evento de contingencia para aliviar la sobrecarga térmica. Estas líneas de transmisión virtuales aplazan o evitan la necesidad de actualizar las líneas de transmisión físicas).

- Super redes: las superredes son líneas de transmisión de energía de alta capacidad que utilizan líneas eléctricas de corriente continua de alto voltaje (HVDC, por encima de 500 kV) o de corriente continua de ultra alta tensión (UHVDC, por encima de 800 kV). Cuanto mayor sea la distancia y mayor sea la potencia a transmitir, la tecnología HVDC puede ser económicamente beneficiosa. Las redes de CC son potencialmente más eficientes a la hora de conectar fuentes de energía renovable con áreas de demanda ubicadas a gran distancia, lo que permite promediar las variaciones locales en la energía eólica y solar y llevar energía a áreas sin mucho sol o viento. Por ejemplo, la energía solar del Sahara podría alimentar la nublada Alemania. Esto permitiría la integración de energía renovable a gran escala.
- Acoplamiento sectorial: es el proceso de interconectar el sector eléctrico con el resto de sectores

energéticos (por ejemplo, calor, gas, movilidad). Incluye la carga de vehículos con batería eléctrica y la producción de calor e hidrógeno a partir de electricidad. La idea se basa en el hecho de que cuando se combinan en una red eléctrica, las tecnologías en esta interfaz también se convierten con eficacia en un componente del sistema eléctrico. De esta manera, los vehículos eléctricos (EV), las calderas eléctricas, las bombas de calor y los electrolizadores para la producción de hidrógeno brindan flexibilidad al sistema eléctrico al: 1) ajustar su perfil de demanda en función de las señales de precios, y 2) hacer de cualquier almacenamiento integrado una fuente de almacenamiento de energía para el sistema eléctrico, para desacoplar el momento de la demanda de energía final del de la demanda de electricidad.

- Miniredes renovables: las miniredes renovables son infraestructuras energéticas integradas que combinan cargas y recursos de energía renovable. Las miniredes permiten el despliegue de energía renovable tanto en áreas conectadas (permitiendo que la generación local sea en ocasiones independiente de la red principal) como en áreas en desarrollo, donde la generación distribuida puede alimentar a comunidades remotas. las miniredes de CC ofrecen una ventaja adicional, ya que pueden conectarse/desconectarse rápidamente de la red nacional. No necesitan sincronización de frecuencia, a diferencia de las

minirredes de CA, lo que garantiza un suministro continuo de electricidad para aplicaciones críticas como los grandes centros de datos. Además, las miniredes pueden ayudar a reducir la congestión en las interconexiones entre la mini red y la red nacional. Estos sistemas pueden permitir la respuesta del lado de la demanda al elegir conectarse a la red nacional durante los períodos de baja demanda y desconectarse de la red nacional durante los períodos de máxima demanda

- Gestión de la demanda: se puede definir como una parte de la demanda, incluida la que proviene de la electrificación de otros sectores energéticos (es decir, calor o transporte a través del acoplamiento del sector), que podría reducirse, aumentarse o cambiarse en un período de tiempo específico para: 1) facilitar la integración de energía renovable variable (ERV) al remodelar los perfiles de carga para que coincidan con la generación de ERV, 2) reducir la carga máxima y la estacionalidad y 3) reducir los costos de generación de electricidad al cambiar la carga en períodos con precios de suministro altos a períodos con precios más bajos. Se pueden combinar diferentes fuentes de flexibilidad del lado de la demanda para formar soluciones innovadoras. Estos incluyen el acoplamiento sectorial (calor, hidrógeno y carga inteligente de vehículos eléctricos) junto con electrodomésticos inteligentes en edificios

residenciales y comerciales, y respuesta a la demanda industrial. Estas soluciones pueden tener diferente impacto dependiendo del sector de uso final analizado (industrial, comerciales o residenciales).

La implementación de todas estas soluciones requiere de otros recursos innovadores de soporte para su implementación y desarrollo. Las tecnologías digitales o digitalización se pueden definir como la conversión de datos en valor para el sector eléctrico. El aumento de la digitalización ofrece la oportunidad de recopilar más información del sistema. La recopilación de información y el reconocimiento de patrones puede permitir la operación proactiva de la red para evitar fallas o reducir los tiempos de interrupción. El “Internet de las cosas” permite la comunicación en tiempo real a través de Internet, entre dispositivos en centros de demanda de electricidad (hogares, instalaciones comerciales e industriales) ya través de la red, lo que facilita la recopilación y el intercambio de información. La combinación de “big data” con inteligencia artificial (IA) se ha convertido en uno de los desarrollos más importantes en varios campos. Aunque muchas tecnologías de IA existieron durante varias décadas, solo ahora pueden aprovechar conjuntos de datos de tamaño suficiente, proporcionando aprendizaje y resultados significativos para las aplicaciones del mercado energético. Otro recurso es el “Blockchain” que se define como una tecnología de contabilidad distribuida que se puede utilizar para registrar de forma segura todas las transacciones que tienen lugar en una red determinada.

Los modelos de negocio innovadores son clave para monetizar el nuevo valor creado por estas tecnologías y facilitar así su adopción. En el punto de consumo están surgiendo numerosos modelos de negocio innovadores a raíz del despliegue de los recursos de generación distribuido, así como sistemas innovadores que permiten suministrar electricidad renovable en lugares donde las opciones son limitadas, como zonas sin conexión a la red o con una gran densidad de población.

Es crucial adaptar el diseño del mercado al cambio de paradigma (implantar sistemas eléctricos con bajas emisiones de carbono y elevadas cuotas de energía renovable variable) para facilitar la creación de valor y flujos de ingresos adecuados. Se necesita innovación en los mercados mayoristas y minoristas para aprovechar al máximo el potencial de flexibilidad del sistema eléctrico.

Algunas de estas soluciones ya se vienen analizando hace algunos años, por ejemplo, la construcción de una “super red” en HVDC desde la Patagonia para solucionar las restricciones de transporte descritas anteriormente y la instalación de plantas de hidrógeno verde en el sur para aprovechar parte de la producción de energía eólica local serían soluciones acordes a los niveles actuales y proyectados de generación renovable para la próxima década. Si se considerara un volumen mayor de energía renovable variable futuro aparecen otras soluciones técnicas que podrían mejorar el desempeño global de la red como se describió al principio. Surgen entonces como posibilidad la

instalación de baterías a gran escala en la Patagonia y el noroeste, clasificación dinámica de líneas de 500 kV y plantas de bombeo modulares híbridas.

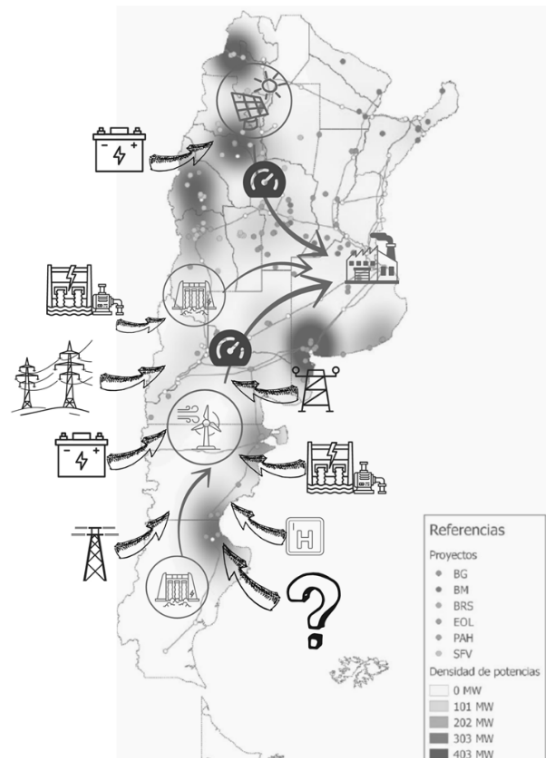


Fig. 5: Ubicación de soluciones técnicas.

Soluciones sostenibles

Para el análisis de las soluciones sostenibles se propusieron diferentes factores de evaluación para cada uno de los ODS contemplados en cada dimensión (personas, planeta, prosperidad) y específicos relacionados al concepto de resiliencia, a fin de calificar cada solución técnica.

Tabla 2: Factores de evaluación

PERSONAS	PLANETA
Empleo de mano de obra directa	Afectación de microclima
Empleo de mano de obra indirecta	Afectación y cambio de suelo
Demanda de personal calificado	Afectación de aguas subterráneas
Afectación Calidad de vida	Afectación de calidad de agua
Inversión infraestructura local	Emisiones GEI totales
Impacto en patrimonio cultural	Demanda de minerales
Impacto en servicios públicos de energía	Impacto sobre Flora y Fauna
Impacto en servicios públicos de transporte	
PROSPERIDAD	RESILIENCIA
Acceso a la electricidad	Velocidad de despacho
Mejora de eficiencia energética	Tasa de rampa
Demanda de personal calificado	Almacenamiento de energía eléctrica
Afectación Calidad de vida	Almacenamiento del combustible
Inversión infraestructura local fiable, sostenible, resiliente	Volatilidad del precio del combustible
Aumento de producción local	Disponibilidad de combustible
Impacto en servicios públicos de energía	Potencia instalada
Impacto en servicios públicos de transporte	Arranque en negro
Impacto en turismo	Distancia al centro de carga
investigación científica y capacidad tecnológica	Sensibilidad a eventos meteorológicos extremos
Empleo de mano de obra directa	Años de construcción
Inclusión social	Factor de capacidad
	Dependencia de tecnología digital

Se asignó un puntaje a cada factor de acuerdo al impacto en cada solución. Cada factor a su vez fue ponderado de acuerdo a la importancia (o peso) considerada en cada objetivo. Finalmente se sumaron los puntajes totales para cada dimensión.

$$Puntaje_{solución1} = \sum (X1n \cdot XS_n)$$

- $X1n$: puntaje de cada factor para la solución analizada
- XS_n : factor de ponderación del factor considerado para el ODS analizado

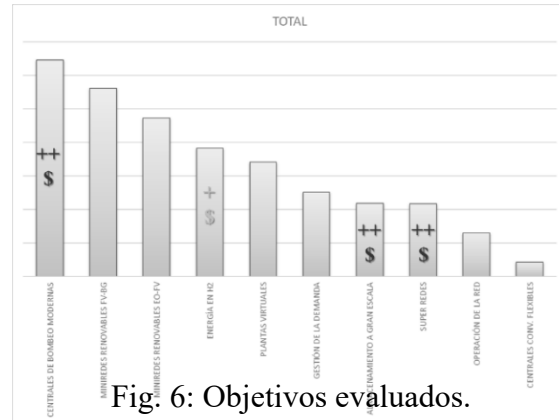


Fig. 6: Objetivos evaluados.

Con el puntaje total de cada solución para cada dimensión se procedió a listar y considerar la mejor propuesta, es decir, que contemplara el cumplimiento de las necesidades técnicas, sostenibles y resilientes.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como se puede apreciar en la figura 7, las centrales de bombeo híbridas modernas aparecen como primera solución seguida por miniredes renovables Fotovoltaicas-Biogás y Eólicas-Fotovoltaicas.

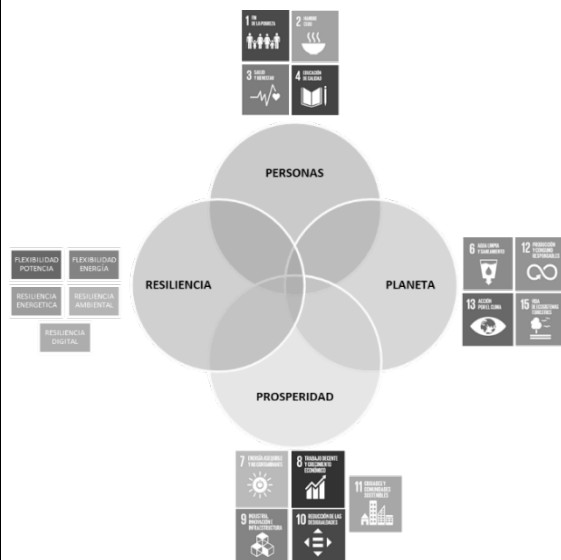


Fig. 7: Ordenamiento de soluciones por puntaje

Teniendo en cuenta el costo, tiempo de desarrollo y los recursos necesarios para implementar dichas fuentes de flexibilidad en el corto y mediano plazo, se descartaron aquellas que mayor impacto involucran para su instalación. Las miniredes renovables FV-Biogás se posicionan entonces como principal solución para la incorporación de flexibilidad adicional en la red eléctrica con participación de fuentes renovables variables a gran escala.

Argentina cuenta con un gran potencial de producción de biogás en las zonas de mayor demanda de energía, principalmente en provincia de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe. Para un mejor aprovechamiento de este tipo de recursos, destinados a compensar las variaciones de demanda neta, se deben complementar con otras innovaciones tecnológicas como ser “Plantas virtuales” y “Gestión de la demanda”. Las plantas virtuales con generación distribuida a partir de biogás, donde su producción puede ser almacenada y gestionada para una posterior generación eléctrica de acuerdo a las necesidades de flexibilidad de la red, permiten confirmar que representan la mejor solución sostenible para el sistema, planeta y sociedad.

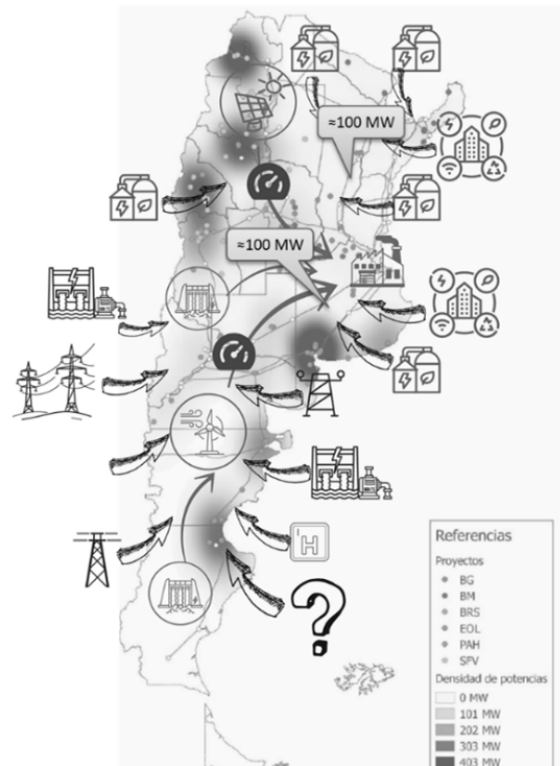


Fig. 8: Ubicación de soluciones sostenibles

CONCLUSIONES

La incorporación de generación renovable variable a gran escala exigirá mayor nivel de flexibilidad en el sistema las cuales pueden obtenerse por medio de diferentes tipos de soluciones. Existen soluciones tecnológicas que podrían aportar la flexibilidad necesaria, pero su incorporación debe ser acompañada de nuevos mercados, modelos de negocio y tecnologías digitales.

Existen soluciones sostenibles que además de flexibilidad, aportarían un mayor grado de resiliencia para la red eléctrica y progreso simultaneo de la dimensión social, económica y ambiental. Este último grupo de soluciones requiere mayor tiempo de implementación y nivel de inversiones.

En todos los casos, para que las soluciones puedan implementarse se requerirá: planificación, inversión, tiempo, continuidad y, por sobre todo, una política energética acordada y sostenida.

REFERENCIAS

- Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (2021). *Informe País*. Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/argentina_informe_de_pais_2021_final.pdf

- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives 2020*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

- IEA. (2014). *The Power of Transformation*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/the-power-of-transformation>

- International Renewable Energy Agency. (2019). Panorama de la innovación para un futuro Impulsado por las energías renovables: Soluciones para integrar las energías Renovables variables. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_summary_ES.pdf?la=en&hash=8820F8D72B92132153459A58381901D71BD3688E

- International Smart Grid Action Network. (2022). *Flexibility for Resilience*. Recuperado de https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2022/06/2022-ISGAN-WG6_Flexibility-for-Resilience.pdf

- Compañía Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad

Anónima (CAMMESA). (2022). Recuperado de <https://cammesaweb.cammesa.com/>

Planificación de la Generación en un Sistema Interconectado de Micro-Redes

Ariel S. Loyarte, Carlos I. Sanseverinatti, U. Manassero

UTN-FRSF, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, prov. de Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-4601579 (int. 2511), aloyarte@frsf.utn.edu.ar.

Resumen – Una micro-red se conforma a partir de una red eléctrica de baja potencia con generación distribuida de diversa índole, pudiendo eventualmente incluir sistemas de almacenamiento de energía. En general, este tipo de redes se caracteriza por presentar una demanda con alta variabilidad. Por esta razón, para el abastecimiento integral de los consumos, resulta imperioso el uso de complejos mecanismos de control de potencia y medios de generación de rápida respuesta. En este contexto, un sistema de múltiples micro-redes interconectadas puede proveer alternativas en cuanto a la planificación en el despacho de la generación. Algunos autores sostienen que la estructura de micro-redes interconectadas es adecuada para la implementación de redes eléctricas inteligentes de baja escala, incorporando al sistema un mercado de intercambio energético y posibilitando el abastecimiento en regiones más amplias. Es por eso que, en este trabajo, se estudia la factibilidad de un sistema interconectado de micro-redes para asignar a una de las participantes la función de compensación de la elevada variabilidad de la demanda, operando exclusivamente como red exportadora en el mercado de intercambio. Se proyecta que las restantes micro-redes planifiquen su generación en configuraciones simples, con mínimas variaciones diarias, reduciendo la complejidad de los sistemas de control. Se analizan indicadores económicos y energéticos para evaluar la conveniencia de la propuesta. El estudio se realiza mediante simulaciones numéricas ejecutadas a partir de un modelo matemático del sistema basado en el formalismo DEVS (Discrete Event System Specification, en su designación original en inglés), generado en trabajos previos. El formalismo DEVS provee un conjunto de especificaciones diseñadas para modelar y posteriormente simular sistemas de eventos discretos, que logra resolver eficazmente la ocurrencia simultánea de eventos, aquí manifestada como variaciones de demanda, generación y transacciones de intercambio, que se registran superpuestas. Los resultados, de acuerdo con múltiples casos de prueba simulados, demuestran la validez de la propuesta, sus beneficios, y destacan las limitaciones y exigencias técnicas en cuanto a la capacidad requerida por la micro-red exportadora.

Palabras claves - Formalismo DEVS; Generación Distribuida; Micro-Redes.

INTRODUCCIÓN

Contextualización:

La designación de “red inteligente” se utiliza para comprender las tecnologías circundantes a la evolución de las redes eléctricas, orientadas a su operación eficiente técnica y económicamente (Dileep, 2022). En los últimos años, los conceptos se aplicaron sobre redes compactas, identificadas como “micro-redes” (Markvart, 2006), que operan en media o baja tensión y utilizan generación distribuida. Una micro-red (MR) tiene una área de cobertura reducida a pequeñas localidades, industrias, centros comerciales, etc. (López-González et al., 2017).

Algunos investigadores sostienen que una MR presenta una estructura flexible, ideal para el ensayo y puesta en práctica de las tecnologías más modernas de las redes eléctricas inteligentes (Lasseeter, 2011). En este contexto, y con la finalidad de ampliar su alcance, las investigaciones condujeron a la implementación de sistemas interconectados de MRs (Zou et al., 2019), configurando un escenario de mercado energético (Liu et al., 2021). En la configuración de control centralizado, cada MR presenta un controlador global (CG) que administra sus recursos, mientras que un controlador global externo (CGE) se encarga de garantizar el cumplimiento de las reglas del mercado. De acuerdo con Olivares et al. (2014), el sistema opera en tres niveles: el *control primario* refiere a la regulación de tensión y potencia en los generadores; el *control secundario* es asignado a la gestión interna de los

recursos de cada MR (función del CG); mientras que el *control terciario* es responsabilidad del CGE, destinado a las transacciones de intercambio. En este esquema, la operación del sistema interconectado de MRs (SIMR) se realiza teniendo en cuenta que, adicionalmente a las decisiones sobre el despacho interno de generadores, cada CG tiene a disposición la posibilidad de compras en el mercado, informadas al CGE (Loyarte et al., 2016).

Algunas estrategias comunes en la gestión de un SIMR suelen ser: i) las MRs acuden a la importación sólo cuando sus capacidades de generación son insuficientes para abastecer la demanda; ii) la importación se utiliza como medio de generación alternativo, complementario a los generadores incluidos en la MR. No obstante, ambos criterios requieren de complejos sistemas de control secundario, dada la elevada variabilidad que caracteriza a las demandas en redes de baja escala. Para atenuar estos inconvenientes, en este trabajo se propone evaluar la conveniencia técnico-económica de la incorporación de una MR adicional, con funciones exclusivas de exportación, encargada de compensar las variaciones de la demanda en el SIMR, para estrategias de despacho planificadas y de reducida variabilidad en las otras integrantes del sistema. En este marco, las MRs planifican su despacho como variaciones escalonadas de las potencias erogadas por sus generadores, y en una cantidad reducida de escalones para un día de operación. La diferencia de demanda no abastecida por el despacho planificado es compensada con compras a la MR exportadora. De esta manera, la

complejidad de los sistemas de control se traslada mayormente hacia esta última.

El estudio se realiza sobre un SIMR de prueba con 5 MRs, contrastando indicadores técnicos y económicos para varias propuestas en la planificación de despachos. Asimismo, se contrastan con dos escenarios: a) MRs autoabastecidas; y b) transacciones libres en el SIMR. Las simulaciones se ejecutan a partir del modelo presentado en un trabajo previo (Loyarte, 2020), basado en el formalismo DEVS (*Discrete Event System Specification*) (Alshareef y Sarjoughian, 2021). Se trata de un framework de especificación de sistemas de eventos discretos, que cuenta con un formalismo para la construcción de modelos complejos, incluyendo la ocurrencia simultánea de eventos, por ej., demandas que varían simultáneamente en las MRs.

Antecedentes:

En Loyarte (2020, pp. 134-139) se propuso un esquema de formación de precios de mercado y el modelo DEVS de un SIMR. En la propuesta, la m -ésima MR comercializa la unidad de energía (1 kWh) a un precio $f_{e,m}$ (en \$/kWh) reglamentado, y que para una potencia entregada P_m (en kW) es:

$$f_{e,m} (\$/kWh) = C_{G,\max,m} + K_a \cdot \frac{Cap_m - G_{\exp,m}}{Cap_m} \cdot C_{G,\min,m} + K_b \cdot \frac{P_m}{G_{\exp,m}} \cdot C_{G,\min,m} \quad (1)$$

donde $C_{G,\max,m}$ y $C_{G,\min,m}$ (en \$/kWh, con $C_{G,\max,m} \geq C_{G,\min,m}$) son costos de referencia declarados por la MR vendedora, y que definen su

participación (impacto) en el mercado. La MR puede decidir libremente sobre estas cantidades, de acuerdo con lo que dicte su algoritmo de control secundario. El primer término en la Ec. (1) asegura que no se comercialice energía a un costo menor que $C_{G,\max,m}$, mientras que $C_{G,\min,m}$ se utiliza en los otros para uniformizar unidades.

Las potencias Cap_m y $G_{\exp,m}$ (en kW) representan, respectivamente, a la capacidad de generación y a la disponible para ser exportada. De este modo, el segundo término en la Ec. (1) penaliza la reducción del margen de reserva de la MR vendedora. Por su parte, el tercer término indica que el costo de la unidad de energía es más elevado cuanto mayor es la potencia involucrada. Los factores adimensionales K_a y K_b se establecen de forma reglamentaria, y posibilitan la intervención regulatoria del Estado u otra institución. Siendo $G_{\text{int},m}$ la potencia generada internamente en la MR (total despachado), se obtiene que $G_{\exp,m}$ resulta:

$$G_{\exp,m} = Cap_m - G_{\text{int},m} \quad (2)$$

El precio instantáneo de exportación $f_{\exp,m}$ (en \$/h) ofrecido por la MR m , surge de multiplicar la Ec. (1) por la potencia P_m comercializada. Procesando algebraicamente dicho producto, se obtiene que el costo horario de exportación de potencia es:

$$f_{\exp,m} (\$/h) = A_m \cdot P_m^2 + B_m \cdot P_m \quad (3)$$

donde los factores A_m y B_m contemplan a los parámetros y variables definidos en las Ecs. (1, 2). En consecuencia, pueden

modificarse indirectamente por el algoritmo de control secundario de la MR, en vistas de su accionar sobre $C_{G,max,m}$, $C_{G,min,m}$ y $G_{int,m}$.

DESARROLLO

Metodología:

La Fig. 1 resume los componentes centrales del modelo de simulación utilizado, modificado del propuesto por Loyarte (2020). Se incluyó, por cada MR, un bloque optimizador programable, que implementa la lógica de control secundario. Cuando una MR experimenta un cambio de demanda, el modelo DEVS envía la información relevante del SIMR al bloque optimizador, incluyendo los coeficientes A_m y B_m . Con esta información, el bloque determina la potencia a entregar por sus generadores y la que será importada, devolviendo sus resultados al modelo. El criterio se programa libremente.

Cuando la respuesta de un bloque optimizador sugiere importar energía, el modelo responde en base a un mecanismo de solicitudes de compra, que permite gestionar transacciones simultáneas, provenientes de varias MRs. En tal caso, se implementa un orden de prioridades; son atendidas en primer lugar las solicitudes de mayor potencia.

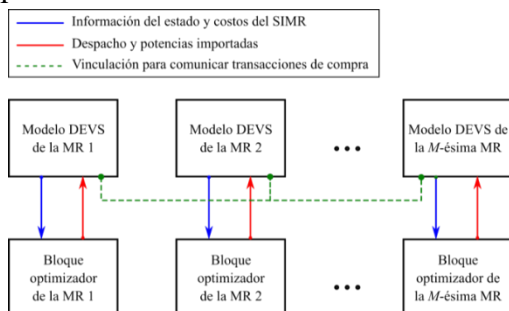


Fig. 1: Esquema simplificado de componentes del modelo DEVS del SIMR.

Los bloques programables se adecuaron para simular los siguientes casos de estudio:

a) *BASE 1*: Las MRs operan sin intercambios, abasteciendo sus demandas con generación interna y mínimo costo operativo.

b) *BASE 2*: Escenario de libre competencia. Las MRs deciden sobre las potencias a despachar por sus generadores y a importar desde el SIMR, con tal de minimizar el costo total de operación.

c) *Generación escalonada*: Las MRs operan en despacho económico, con $G_{int,m}$ planificada previamente. La curva diaria configurada para $G_{int,m}$ presenta una forma simple, conformada por unos pocos tramos constantes (variación escalonada). El remanente no cubierto de demanda se importa desde una MR adicional, que se incorpora para ofrecer el servicio de venta, constituyendo la única MR exportadora.

Las simulaciones se realizan adecuando los bloques programables de la Fig. 1 para resolver cada uno de los problemas de optimización que se presentan en las secciones siguientes. Los casos c) se resuelven para diferentes cantidades de escalones en las curvas planificadas de $G_{int,m}$.

El modelo DEVS aproxima variables continuas con alternativas discretas. Por esta razón, el tiempo simulado t toma valores enteros en el intervalo $[0; 96]$, para una unidad de

medida equivalente a 15 minutos, en un horizonte adoptado de estudio de 1 día.

Objetivos e hipótesis:

Se propone simular los casos a) a c) sobre un SIMR de prueba, conformado por 4 MRs con diferentes demandas. Para los casos c), se añade un quinta MR, en funciones de exportadora. El objetivo consiste en verificar o refutar las siguientes hipótesis:

- Hipótesis 1: En su contraste frente a la operación aislada de las MRs (BASE 1), un escenario de libre competencia (BASE 2) produce menores costos operativos para todas las participantes del SIMR.

- Hipótesis 2: La libre competencia de mercado (BASE 2) produce mayores beneficios en términos de costos de operación que la propuesta de los casos c). Sin embargo, esta última puede lograr costos similares, si la generación se planifica adecuadamente.

- Hipótesis 3: La propuesta de los casos c) produce beneficios económicos similares para todas las MRs participantes, cuando $G_{int,m}$ se planifica en todos los casos con la misma cantidad de escalones.

- Hipótesis 4: Dado que la propuesta de los casos c) distribuye la demanda total del SIMR en un sistema que incorpora una MR adicional (exportadora), es posible reducir el costo global de operación (de todo el sistema), frente al del caso BASE 2.

- Hipótesis 5: El procedimiento para configurar, simular y analizar los resultados de los casos c), puede sistematizarse y utilizarse para el

dimensionamiento de la MR exportadora (definición de su capacidad).

- Hipótesis 6: Si bien la propuesta de los casos c) puede reducir el costo operativo global del SIMR, algunas MRs resultan más beneficiadas que otras, y algunas presentan costos mayores que los del caso BASE 2.

Planificación escalonada de la generación:

Sea $P_d^{(m)}(t)$ la demanda de la m -ésima MR en el instante t (en kW) y $E_g^{(m)}$ la energía generada por la misma en el día (en kWh). La planificación de la generación consiste en determinar el despacho $G_{int,m,j}$ para el j -ésimo escalón diario de un total N , establecido entre los instantes $t_{j-1}^{(m)}$ y $t_j^{(m)}$, también incógnitas, como se aprecia en el ejemplo de la Fig. 2.

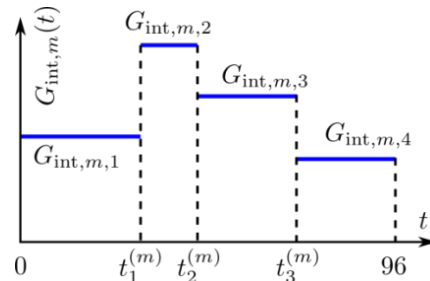


Fig. 2: Ejemplo de escalonamiento con $N = 4$.

El aprovechamiento de los recursos de la MR es óptimo cuando $E_g^{(m)}$ es máxima para la cantidad N ; resuelto con el siguiente problema de programación entera-mixta:

$$\max_{t_j^{(m)}; G_{int,m,j}} E_g^{(m)} = 0,25 \cdot \sum_{j=1}^N G_{int,m,j} \cdot (t_j^{(m)} - t_{j-1}^{(m)})$$

$$j = \{1, 2, \dots, N\}$$

(4)

sujeto a:

$$0 \leq t_j^{(m)} \leq 96 \quad (5)$$

$$t_j^{(m)} > t_{j-1}^{(m)}$$

(6)

$$G_{\text{int},m,j} \leq p_d^{(m)} ; p_d^{(m)} \in [P_d^{(m)}(t_{j-1}^{(m)}); P_d^{(m)}(t_j^{(m)})] \quad (7)$$

asumiendo $t_0^{(m)} = 0$ y $t_N^{(m)} = 96$. La Ec. (7) indica que la generación no puede superar la demanda. Además, siendo $NG(m)$ la cantidad de generadores en la MR, y $P_{g,k}^{(m)}(t)$ la potencia entregada por el k -ésimo generador (en kW) en el instante t , deberá respetarse:

$$G_{\text{int},m}(t) = \sum_{k=1}^{NG(m)} P_{g,k}^{(m)}(t) \quad (8)$$

Despacho óptimo con MRs en isla (BASE 1):

Considérese el costo instantáneo de operación $C_{g,k}^{(m)}$ (en \$/h) del k -ésimo generador en la m -ésima MR, modelado como un polinomio de segundo grado, es decir:

$$C_{g,k}^{(m)} = a_k^{(m)} \cdot (P_{g,k}^{(m)})^2 + b_k^{(m)} \cdot P_{g,k}^{(m)} + c_k^{(m)} \quad (9)$$

con coeficientes $a_k^{(m)}$, $b_k^{(m)}$ y $c_k^{(m)}$. Luego, el costo instantáneo de generación, en condición de autoabastecimiento (MR aislada), resulta:

$$CG^{(m)}(t) = \sum_{k=1}^{NG(m)} C_{g,k}^{(m)}(P_{g,k}^{(m)}(t)) \quad (10)$$

el cual se minimiza resolviendo el siguiente problema de optimización para el instante t :

$$\begin{aligned} & \min_{P_{g,k}^{(m)}(t)} CG^{(m)}(t) \\ & k = \{1, 2, \dots, NG(m)\} \end{aligned} \quad (11)$$

sujeto a:

$$P_{g,\text{min},k}^{(m)} \leq P_{g,k}^{(m)}(t) \leq P_{g,\text{max},k}^{(m)} \quad (12)$$

$$G_{\text{int},m}(t) = P_d^{(m)}(t) \quad (13)$$

donde $P_{g,\text{min},k}^{(m)}$ y $P_{g,\text{max},k}^{(m)}$ son, respectivamente, las potencias mínima y máxima de operación del generador k . La capacidad Cap_m de la MR se obtiene de sumar las cantidades $P_{g,\text{max},k}^{(m)}$ ($k=1, 2, \dots, NG(m)$), mientras que $G_{\text{int},m}$ se calcula según la Ec. (8).

Despacho óptimo en competencia (BASE 2):

Sean M micro-redes que operan en el SIMR en libre competencia con las reglas de las Ecs. (1-3), y $P_{\text{imp},r}^{(m)}$ la potencia importada por la m -ésima MR desde la r -ésima (en kW). De acuerdo con la Ec. (3), el costo instantáneo de importación de la primera (en \$/h) es:

$$CI^{(m)}(t) = \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M A_r \cdot (P_{\text{imp},r}^{(m)}(t))^2 + B_r \cdot P_{\text{imp},r}^{(m)}(t) \quad (14)$$

La operación económica de la MR m se logra decidiendo por el despacho $P_{g,k}^{(m)}$ y las importaciones $P_{\text{imp},r}^{(m)}$, resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\min_{P_{g,k}^{(m)}; P_{imp,r}^{(m)}} C_T^{(m)}(t) = CG^{(m)}(t) + CI^{(m)}(t)$$

$$k = \{1, 2, \dots, NG(m)\}; r = \{1, 2, \dots, m\} \wedge r \neq m$$

$$(15)$$

sujeto a:

$$P_{g,\min,k}^{(m)} \leq P_{g,k}^{(m)}(t) \leq P_{g,\max,k}^{(m)}$$

$$(16)$$

$$0 \leq P_{imp,r}^{(m)}(t) \leq G_{exp,r}(t)$$

$$(17)$$

$$G_{int,m}(t) + \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M P_{imp,r}^{(m)}(t) = P_d^{(m)}(t) + P_{exp}^{(m)}(t)$$

$$(18)$$

donde $P_{exp}^{(m)}$ contabiliza los compromisos de exportación (en kW) que la MR m asumió como vendedora, previo al instante t , según:

$$P_{exp}^{(m)}(t) = \sum_{\substack{r=1 \\ r \neq m}}^M P_{imp,m}^{(r)}(t)$$

$$(19)$$

Los límites de exportación $G_{exp,r}$ se determinan con la Ec. (2). Ambas magnitudes $P_{exp}^{(m)}$ y $G_{exp,r}$ devienen de un análisis de las transacciones previas a t que se realizaron para cada MR, resolviendo el problema de las Ecs. (15-18), y atendiendo a que los parámetros A_r y B_r son variantes en el tiempo, motivo de su dependencia con $C_{G,\max,r}$, $C_{G,\min,r}$ y $G_{int,r}$. En consecuencia, su determinación es compleja, en razón de requerir la resolución de una secuencia ordenada de problemas de optimización. No obstante, el proceso es automatizado por la simulación DEVS.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Configuración de las simulaciones:

Se modela un SIMR de 4 MRs con curvas de demanda diaria ($P_d^{(m)}(t)$) diferentes, extraídas de Loyarte (2020, pp. 160-163), resultantes de distintas combinaciones de perfiles de consumo residencial, industrial y comercial, discretizadas en 96 escalones de 15 minutos ($t=0$ hasta $t=96$). En las simulaciones, se identifican como las MRs 2 a 5, para las cuales se establecen capacidades (Cap_m) de 621, 350, 646 y 568 kW, respectivamente, iguales a los correspondientes picos de demanda. Estas cantidades permiten el autoabastecimiento, requerido por el escenario BASE 1.

La MR 1 se incorpora como exportadora (sin demanda propia) para ensayar los casos c). Su capacidad (Cap_1) se establece como la mínima necesaria para cubrir los requerimientos de las MRs 2 a 5, en función de los perfiles planificados de $G_{int,m}(t)$ (escalonamiento de la generación).

Todas las MRs se configuran con una cantidad $NG(m) = 3$ generadores, con curvas de costo cuadráticas [Ec. (9)], con los coeficientes indicados en la Tabla 1. Para todos se establece $P_{g,\min,k} = 0$ y $P_{g,\max,k} = Cap_m/3$ (un tercio de la capacidad total).

Tabla 1: Coeficientes de costos de generación.

Generador	a_k	b_k	c_k
1	0,0020	0,18	0,10
2	0,0010	0,18	0,20
3	0,0015	0,17	0,25

Por otra parte, se establecen coeficientes $K_a = K_b = 0,5$, lo que implica

asignar la misma ponderación al segundo y último término de la Ec. (1). Allí, los factores $C_{G,\min,m}$ y $C_{G,\max,m}$ se adoptan, respectivamente, como los costos marginales de generación mínimo y máximo [derivada de la Ec. (9)], en función del despacho $P_{g,k}^{(m)}$.

En los casos BASE 1 y BASE 2, la MR 1 no participa en el sistema. En el primero, los despachos $P_{g,k}^{(m)}$ se calculan resolviendo para cada intervalo de 15 minutos el problema de las Ecs. (11-13). En tal caso, las importaciones son nulas ($P_{imp,r}^{(m)} = 0$, condición de MRs aisladas). Por su parte, $P_{g,k}^{(m)}$ y $P_{imp,r}^{(m)}$ se calculan para el caso BASE 2, resolviendo el problema de las Ecs. (15-18). En ambos problemas se utiliza un algoritmo que resuelve con un método OSQP (*Operator Splitting Quadratic Programming*), por intermedio de la librería CVXPY (Diamond y Boyd, 2016), implementado en los bloques optimizadores del modelo de simulación, señalados en la Fig. 1.

Por otro lado, los casos *c)* se resuelven para $N = 1$ a 7 escalones planificados de generación ($G_{int,m}(t)$, con $m = \{2, 3, 4, 5\}$), y luego para cantidades mayores, desde 10 hasta 90, incorporando 10 escalones en cada nueva simulación. Para la cantidad extrema $N=96$, el resultado coincide con el escenario BASE 1. En estos casos, la planificación de la generación se resuelve en primer lugar con el problema de las Ecs. (4-7), abordado individualmente para cada MR (desde la 2 hasta la 5), y para cada N evaluado. Allí se determinan las magnitudes $G_{int,m,j}$ y los instantes t_j de cambio de escalón. En vistas de la complejidad del problema, motivo de variables de decisión enteras y

continuas combinadas, se optó por la resolución a partir de un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (conocido por la sigla PSO), para el cual los autores cuentan con experiencia previa (Loyarte, 2020, Cap. 3 y 4). A continuación, los casos *c)* se resuelven considerando que el comportamiento de la MR 1 difiere con las otras, de la siguiente manera:

- *MRs 2 a 5*: Los correspondientes bloques optimizadores del modelo DEVS se configuran para resolver un problema de despacho económico de generación idéntico al de las Ecs. (11-13), pero sustituyendo a la potencia despachada $P_d^{(m)}(t)$ por la indicada en el escalonamiento $G_{int,m}(t)$ (determinado previamente con el método PSO).

- *MR 1 (exportadora)*: El bloque optimizador resuelve el problema de las Ecs. (15-18) con $m = 1$, para la condición de $P_{imp,r}^{(m)} = 0$ (sin importaciones desde las otras MRs), y $P_{imp,m}^{(r)} = P_d^{(r)} - G_{int,r}$. Es decir, las potencias exportadas corresponden a la demanda no cubierta por el escalonamiento en las MRs 2 a 5. En este caso, la determinación de Cap_1 no es trivial. Se procede asignando una capacidad inicial que supera con holgura las necesidades del sistema y se ejecuta una primera simulación. Luego, el valor máximo obtenido para $G_{int,1}$ se asigna a Cap_1 en una segunda simulación (definitiva).

Análisis de resultados:

Los resultados se procesan para computar indicadores de costos operativos netos diarios: generación e importación, descontando los ingresos por venta. El costo global del SIMR se obtiene sumando los costos operativos

netos de todas las MRs participantes. Se observa que la variación temporal de $G_{int,m}$, $P_{g,k}^{(m)}$ y $P_{imp,r}^{(m)}$, como así también de los costos instantáneos, también son obtenidas por la simulación DEVS. No obstante, en este apartado se focaliza en indicadores globales (diarios) para concluir sobre las hipótesis planteadas.

La Fig. 3 corrobora la Hipótesis 1. Muestra el costo neto afrontado por cada MR en el caso BASE 2, frente al correspondiente al caso BASE 1 (porcentaje). Se observa que la libre competencia en un mercado de compra-venta puede reducir los costos de todas las participantes. Adicionalmente, la competencia logra reducir los requerimientos de capacidad, como se indica en la Tabla 2, demostrando que aún atendiendo los compromisos de exportación que surgen de los intercambios, la generación máxima de cada MR es inferior a su demanda máxima.

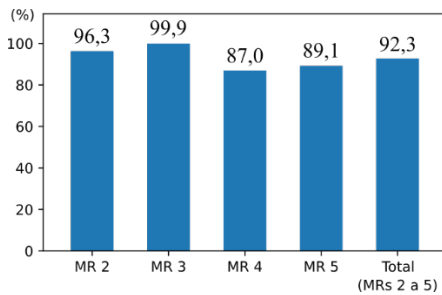


Fig. 3: Costo operativo neto de la BASE 2 en relación a la BASE 1, por MR y total.

Tabla 2: Generación y demanda máxima por MR para el caso BASE 2.

MR (m)	$P_d^{(m)}$ máx. (kW)	$G_{int,m}$ máx. (kW)	Dif. (%)
2	621	539,6	13,1%

3	350	347,2	0,8%
4	646	391,7	39,4%
5	568	509,9	10,2%

La Hipótesis 2 también se corrobora, de acuerdo con la Fig. 4. Allí se señala el costo operativo neto diario afrontado por cada MR, en función de los escalones en la planificación de despachos. A partir de $N=10$ (y antes de completar los 96), los costos individuales por MR se tornan ligeramente inferiores a los obtenidos en libre competencia, lo que resulta fundamental para que todas las MRs tengan incentivos para participar. Esto último, permite a su vez refutar la Hipótesis 6. Adicionalmente, la misma figura logra refutar la Hipótesis 3. Con pocos escalones (menos de 7), se registran grandes diferencias en las variaciones de los costos frente a los del caso BASE 2 (las MRs 2 y 5 resultan más perjudicadas), aunque a partir de $N = 7$, por el contrario, se vuelven similares.

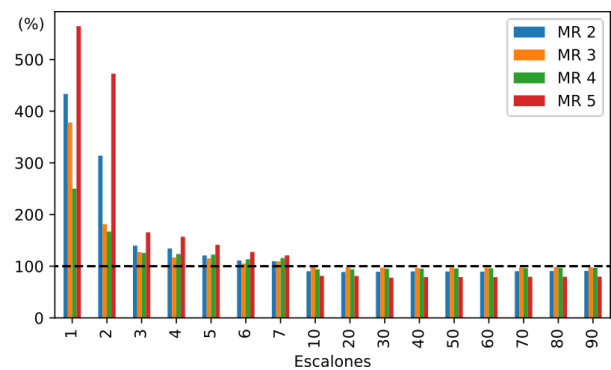


Fig. 4: Costos operativos netos diarios por MR en relación al caso BASE 2.

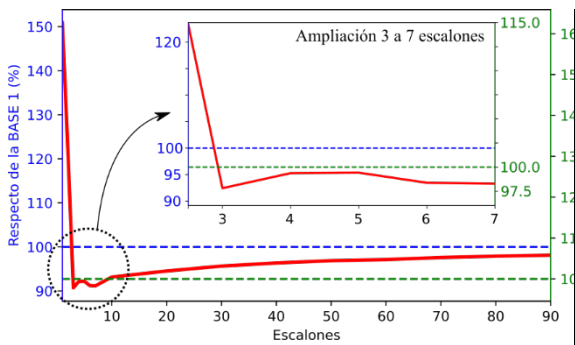


Fig. 5: Costo operativo neto del SIMR en relación a los escenarios BASE.

Es de destacar que la meta registrada para $N=10$ podría alcanzarse aún con menos escalones, si se distribuyen las ganancias de la MR 1; lo que requiere establecer un criterio en base a aportes y méritos. Por otra parte, la Fig. 4 indica que a partir de 10 escalones, los costos operativos individuales no se modifican sustancialmente. Una observación en detalle demuestra que para las MRs 2 a 5, los mínimos se obtienen, respectivamente, para 20, 40, 20 y 30 escalones. De acuerdo con estos resultados, podría concluirse que una reconfiguración horaria de los despachos (24 escalones) obtiene beneficios individuales satisfactorios, destinando entonces la MR 1 a absorber las variaciones de la demanda registradas en intervalos de pocos minutos.

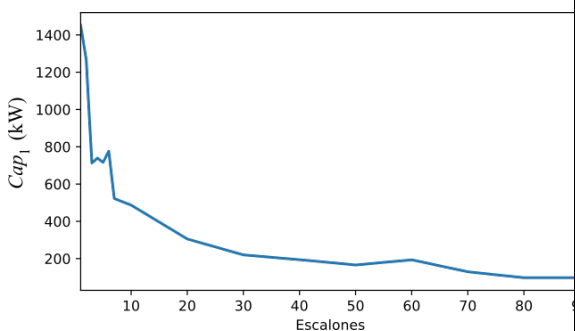


Fig. 6: Capacidad requerida de la MR 1.

La Hipótesis 4 es convalidada, de acuerdo con la Fig. 5, que muestra el costo operativo neto total del SIMR en relación a los escenarios BASE 1 (eje izquierdo) y BASE 2 (eje derecho), y en función de la cantidad de escalones. Desde un punto de vista global (no individual), los menores costos se obtienen para N entre 3 y 7 (inferiores frente a la BASE 2). El mínimo se obtiene para 3 escalones, pudiendo deberse a la identificación de las típicas zonas de “pico”, “valle” y “resto” en los perfiles de demanda, para los cuales el algoritmo de escalonamiento [Ecs. (4-7)] logra un ajuste acertado. Sin embargo, corresponde destacar que este análisis no considera los costos asociados a la inversión para la instalación de la MR exportadora. Por esta misma razón, la Hipótesis 5 sólo puede ser convalidada parcialmente. El proceso diagramado de simulaciones obtiene que Cap_1 varía con N según se indica en la Fig. 6. Por ejemplo, si se adopta $N=3$, la curva de la Fig. 6 sugiere (a falta de un análisis de la inversión) que el valor adecuado para Cap_1 es de 713 kW. Se destaca, asimismo, que la variación con N no es siempre decreciente. Esto responde a que la cantidad N modifica las potencias entregadas por MR de manera desigual (puesto que las demandas difieren), lo que puede originar que el pico de exportación de la MR 1 cambie en magnitud y en el instante de ocurrencia.

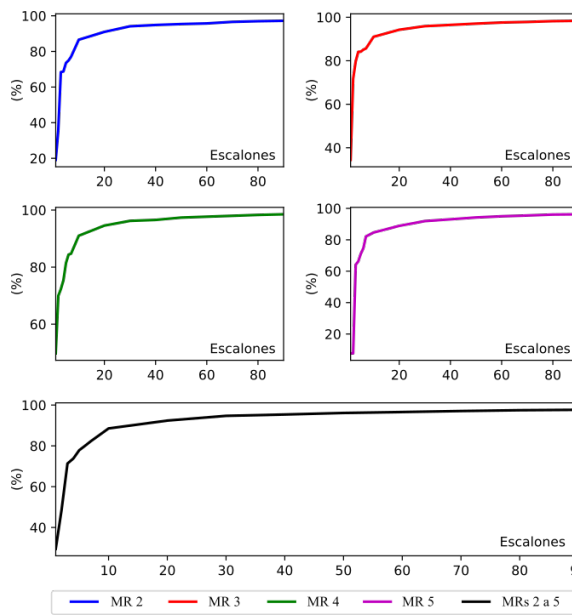


Fig. 7: $E_g^{(m)}$ en relación a la demanda.

La Fig. 7 señala que para $N=3$, las MRs 2 a 5 aportan una energía que representa entre 64,2% y 79,7% de su demanda (71,3% del total). Para que todas aporten una energía superior al 80%, se requieren al menos 6 escalones, y al menos 20 para superar el 90%.

CONCLUSIONES

El estudio permite concluir en que la estrategia de planificación escalonada de la generación es una alternativa válida de gestión para simplificar la actuación de los sistemas de control en MRs. La complejidad se concentra en una MR exportadora adicional. No obstante, una configuración adecuada permite reducir el costo operativo global del SIMR. Pese a ello, no es sencillo detectar condiciones en las cuales dicho beneficio global en el sistema, se traslade de igual forma a los beneficios individuales de las participantes. Por caso, las simulaciones ejecutadas en los escenarios de prueba, indican que el costo global del SIMR se reduce frente a un escenario de libre competencia, cuando el escalonamiento

de despachos se realiza con 3 a 7 escalones; mientras que para conveniencia particular de las MRs 2 a 5, se necesitan al menos 10.

Por otra parte, se destaca que el procedimiento instrumentado puede ser utilizado para el dimensionamiento de la MR exportadora, aunque para ello se requiere de un análisis más complejo, que incluya los costos de inversión, el detalle de los costos operativos y de mantenimiento en los sistemas de medición y control, y estimaciones de índices de período de recupero de la inversión, entre otros.

A futuro, se prevé evaluar la propuesta cuando la cantidad de escalones por MR pueda no ser la misma, y cuando el objetivo individual de algunas de ellas responda a un indicador técnico (calidad del servicio, por ejemplo), no económico. Asimismo, se considera pertinente evaluar la posible distribución de las ganancias de la MR 1, trabajando en base a conceptos de la teoría de juegos coalicionales. En este enfoque, la MR exportadora actuaría prestando un servicio compartido en el sistema, que podría incluso ofrecer alternativas de almacenamiento.

REFERENCIAS

Alshareef, A.; Sarjoughian, H.S. (2021). *Hierarchical Activity-Based Models for Control Flows in Parallel Discrete Event System Specification Simulation Models*. IEEE Access, 9, pp. 80970-80985.

Diamond, S.; Boyd, S. (2016). *CVXPY: A Python-Embedded Modeling Language for Convex Optimization*. Journal of Machine Learning Research, 17, pp. 1-5.

Dileep, G. (2022). *A survey on smart grid technologies and applications*. Renewable Energy, 146, pp. 2589-2625.

Lasseter, R.H. (2011). *Smart distribution: Coupled microgrids*. Proceedings of the IEEE, 99(6), pp. 1074-1082.

Liu, Y.; Wang, Y.; Li, Y.; Gooi, H.B.; Xin, H. (2021). *Multi-agent based optimal scheduling and trading for multi-microgrids integrated with urban transportation networks*. IEEE Transactions on Power Systems, 36(3), 2197-2210.

López-González, A.; Domenech, B.; Gómez-Hernández D.; Ferrer-Martí, L. (2017). *Renewable microgrid projects for autonomous small-scale electrification in Andean countries*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 79, pp. 1255-1265.

Loyarte, A.S. (2020). *Modelado, Optimización y Gestión de Micro-Redes Eléctricas. Operatorias en los Modos Isla e Interconectado* (PhD thesis). Santa Fe, Argentina.

Loyarte, A.S. (2016). *Gestión Eficiente de Micro-Redes Eléctricas Interconectadas. I. Modelado Mediante el Formalismo DEVS*. Congreso de Energías Sustentables (CES), Bahía Blanca, Argentina.

Markvart, T. (2006). *Microgrids: Power systems for the 21st century?* Refocus, 7(4), pp. 44-48.

Olivares, D.E.; Mehrizi-Sani, A.; Etemadi, A.H.; Cañizares, C.A.; Iravani, R.; Kazerani, M.; Hajimiragha, A.H.; Gomis-Bellmunt, O.; Saadifard, M.; Palma-Behnke, R.; Jiménez-Estévez,

G.A.; Hatziargyriou, N.D. (2014). *Trends in Microgrid Control*. IEEE Transactions on Smart Grid, 5(4), pp. 1905-1919.

Zou, H.; Mao, S.; Wang, Y.; Zhang, F.; Chen, X.; Cheng, L. (2019). *A survey of energy management in interconnected multi-microgrids*. IEEE Access, 7, pp. 72158-72169.

Un camino para transformar las amenazas en oportunidades – triángulo de vinculación: cooperativas eléctricas – FACE – Universidad

JOSÉ L. MACCARONE (1) – ABEL ABRAHAM (1) – OMAR RODRIGUEZ (1) - OSVALDO PASCUAL (1) FACUNDO COLAVITTE (1) – MIGUEL A. SANSONE – (2y3) Institución (1) UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL DE LA PLATA (2) COOPERATIVA ELÉCTRICA DE SAN MIGUEL DEL MONTE (3) FEDERACIÓN ARGENTINA DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS (FACE) – josmacca@gmail.com

Resumen – El **Objetivo** es aplicar un método de trabajo en conjunto entre las Cooperativas Eléctricas, la Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas (FACE) – Cooperativa Eléctrica de San Miguel del Monte y la Universidad Tecnológica Nacional Facultad La Plata (UTN LP), de tal manera de transformar las amenazas en oportunidades para que las Cooperativas Eléctricas puedan afrontar los cambios y presiones del medio social, político, económico y tecnológico.

Las **Razones** que nos lleva a presentar esta experiencia es consecuencia de que en la actualidad las Cooperativas Eléctricas que distribuyen energía eléctrica como un servicio esencial para su comunidad, se ven sometidas a presiones como consecuencia de cambios en el sistema regulatorio de suministro de energía. Ya es un hecho que la legislación nacional y algunas provinciales avalan a un consumidor de energía eléctrica para que pueda generar su propia energía e inyectar el sobrante a la red de distribución eléctrica de la Cooperativa, de esta manera los usuarios se convierten en prosumidores. A todo esto, se le suma el incremento de usuarios que comienzan a utilizar los recursos energéticos de una forma más racional y consciente. En una primera mirada lo podemos asimilar a dos tipos de amenazas que se verán reflejados en un mismo resultado, menor facturación y por ende una disminución en los ingresos de las Cooperativas.

Se utiliza el **Método** de vinculación tecnológica, que algunos lo denominan Triángulo de Vinculación de Sábado, en el cual para este trabajo los vértices del triángulo lo conforman las Cooperativa Eléctricas, FACE (La Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas – Cooperativa Eléctrica de San Miguel del Monte) y la UTN La Plata. La ventaja de esta metodología es que permite que el flujo de conocimiento fluya de un lugar a otro en un ida y vuelta generando un círculo de aprendizaje virtuoso.

Los **Resultados** esperados están relacionados con el hecho de ir convirtiendo las amenazas en oportunidades que a mediano y largo plazo generen nuevos ingresos para las Cooperativas y en la mejora de la efectividad y la eficiencia en la planificación de la red eléctrica de su área de operación.

Podemos dar nuestras primeras **Conclusiones** a través de la interacción desarrollada hasta el momento, y están relacionados con la muy buena aceptación del trabajo en conjunto en cada una de las regiones tomadas como prueba inicial, lo cual nos lleva a firmar un Convenio Marco de Colaboración entre la Cooperativa Eléctrica de San Miguel del Monte y la Universidad Tecnológica Nacional de La Plata, que ayuda a afianzar aún más el vínculo efectivo entre las Instituciones y el desarrollo en conjunto de proyectos con impacto en la comunidad.

Palabras claves: Cooperativas Eléctricas; FACE; Universidad; Vinculación

INTRODUCCIÓN

La Universidad además de contribuir con la educación superior, la ciencia, la tecnología, la innovación, también debe contribuir al desarrollo socio-económico. Este compromiso nos hace pensar y planificar acciones en todos estos frentes, como un horizonte a seguir.

La vinculación con el medio parece un camino de fácil tránsito, pero justamente es uno de los más complicados ya que por muchos años las Universidades han tratado de insertarse en los sectores económicos de la Argentina y han logrado incrementar el vínculo, pero no con la participación que tanto los sectores como las Universidades quisieran hacerlo.

Si uno analiza la historia de los Sectores Económicos de la Argentina se encuentra con marcados indicios que podría haberse desarrollado mucho más de lo que hoy es. Es suficiente con recordar que ha sido el primer país latinoamericano en diseñar y fabricar aviones, transporte ferroviario, automóviles, calculadoras electrónicas y podríamos seguir mencionando proyectos que se desactivaron por motivos diversos, justo en el mejor momento de su desarrollo y como consecuencia hoy la Argentina debe importar aviones, trenes, solo se arman computadoras ya que el corazón de estos equipos es importado. Son muchas las historias que se pueden referenciar, una de estas historias puede ser el desarrollo

de la electrónica y los softwares a finales de la década del 60 y como se desarticula la trama ciencia-estado-empresa de ese sector a principios de los 70 (B. De Alto, 2013) ¹.

En este mismo sentido el Sector Eléctrico Argentino acompañó los mismos vaivenes y a todo esto se suma que las Distribuidoras de Energía Eléctrica en general, pero en especial las Cooperativas Eléctricas se ven sometidas a presiones como consecuencia de cambios en el sistema regulatorio. Es un hecho que en la legislación nacional y algunas provinciales aparece la figura del prosumidor, son los actuales consumidores con potestad de generar parte de la energía que consumen, es decir auto-generadores. A todo esto, se le suma la exigencia cada vez mayor de los usuarios de energía, que por un lado exigen mayor calidad de producto y servicio, esperando que los riesgos sean cada vez menores y al mismo tiempo los usuarios comienzan a utilizar los recursos energéticos de forma más racional. Por lo tanto, existen demandas dirigidas al sector de distribución de energía eléctrica cuyas consecuencias podrían dar el mismo resultado, menor facturación y por ende una disminución en los ingresos.

En este sentido parados desde las Cooperativas Eléctricas y las Universidades nos preguntamos ¿que podríamos implementar como plan para en un futuro cercano convertir las amenazas en oportunidades?

¹ B.P. De Alto – 2013 - Autonomía tecnológica – la audacia de la División electrónica de Fate, Ed Ciccus – BsAs. Argentina

Suele ser que a veces las alternativas más innovadoras no son las que surgen de la noche a la mañana, sino que es bueno recorrer métodos ya probados y ver si es factible aplicarlos al problema. Este trabajo encuadra en este caso.

DESARROLLO

Le debemos a Jorge Alberto Sábato ², el modelo de política científico-tecnológica, el cual se enfoca a los componentes de cada uno de los vértices del triángulo, por un lado, el Estado (como diseñador y quien lleva adelante la política), la infraestructura científico-tecnológica (el sector que ofrece la oferta tecnológica) y el sector productivo (el demandante de la tecnología), estos tres vértices deben estar relacionados, ligados fuertemente y en forma permanente en el tiempo.

Llevado este concepto al tema del trabajo, los vértices del mítico Triángulo de Vinculación de Sábato, quedan conformados por la Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas (FACE, quien ayuda a fijar las políticas y estrategias del Sector Cooperativo de Distribución de Energía Eléctrica), la Universidad Tecnológica Nacional La Plata (Sector Académico, quien provee la infraestructura científico-tecnológica), y las Cooperativas Eléctricas asociadas a FACE (parte del Sector de Distribución Eléctrica, demandante de la tecnología).

Pero solo con decirlo no es suficiente, debe haber voluntades de cada parte por lo menos en dos de ellas que puedan generar la masa crítica suficiente para llevar adelante la vinculación. Ese camino lo comienza a dar la Facultad Regional La Plata en conjunto con FACE y la Cooperativa Eléctrica de San Miguel del Monte, comenzando a generar espacios de interés común que afiancen la confianza entre las partes y al mismo tiempo incrementen la vinculación efectiva.

La vinculación efectiva es aquella vinculación que ayuda a la Cooperativa a avanzar un escalón, es decir que pueda convertir cada una de las amenazas en oportunidades. Por lo tanto, cuanto mayor es el índice de oportunidades mayor será el escudo ante las amenazas.

De esta manera se define un "Índice de oportunidades" el cual es una función que estará relacionado directamente con el resultado que la Cooperativa obtiene como producto del vínculo y por consecuencia relacionado al grado de impacto que puede tener.

Se mencionan de menor a mayor impacto los tipos de vinculación que se tendrán en cuenta:

- Obtención de capacitación específica en áreas técnicas
- Asistencia técnica para acompañar la implementación de generación distribuida con incorporación de fuentes de energía renovable

² Jorge Alberto Sabato (4 de junio de 1924 - 16 de noviembre de 1983) fue un físico y tecnólogo argentino de formación científica autodidacta. El 4 de junio, el día de su nacimiento, se conmemora el día de la Vinculación

Tecnológica por sus aportes realizados en lo que hoy se conoce como el "Triángulo de Sábato" un trabajo presentado en The World Order Models Conference que sesionó en Italia en 1968

- Acompañar a los técnicos de la Cooperativa para asesorar a las PyMEs de la región en un uso racional de la energía
- Acompañar en los desarrollos de proyectos de generación híbrida y los proyectos relacionados a ciudades inteligentes.

La capacitación incluye desde la elaboración de un plan de charlas de difusión de temas generales y específicos hasta el desarrollo de capacitaciones técnicas para los integrantes de las Cooperativas. Se utiliza el concepto de llevar los temas a las diferentes regiones, ya que existen necesidades que son similares en todas y otras que son específicas de la región. En este caso el sector Académico se traslada junto a FACE a las Regiones con un formato de jornadas en donde intervienen los integrantes de las Cooperativas Eléctricas, los Municipios, las Industrias y Comercios de cada Región.

En cuanto al grado de asesoramiento en temas de Eficiencia Energética, Generación Distribuida a través de sistemas híbridos con fuentes renovables tiene la finalidad de preparar a la gente de las Cooperativas para que sean ellos los que puedan ofrecer el asesoramiento a sus usuarios, quién mejor que ellos que conocen las fortalezas y debilidades de cada uno de los grandes usuarios. Hasta podrían ser proveedores de equipos específicos para los diferentes proyectos.

En cuanto a los proyectos relacionados a ciudades inteligentes, Smart Grid, industria 4.0, tiene que ver con que las Cooperativas también sean protagonistas de este tipo de conocimiento y tecnología en su región.

En cada una de esas regiones existe al menos un municipio y varias industrias y comercios de consideración. Por lo tanto, es otra oportunidad para aprovechar, ya que sin dudas será una necesidad creciente de sus usuarios.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Durante el año 2019 y los primeros meses del 2020 (antes del comienzo de la Pandemia en la Argentina) se planificaron jornadas Regionales impulsadas por FACE en las diferentes regiones de la provincia de Buenos Aires, con la participación como sector académico de la Universidad Tecnológica Nacional de La Plata (Centro CODAPLI Área Energía de la Carrera de Ingeniería en Energía Eléctrica de la UTN LP), la participación de las Cooperativas Eléctricas y los Municipios de cada Región. Estas Jornadas permitieron que se incremente y consolide la vinculación entre FACE y las Cooperativas Eléctricas con la Universidad.

Durante el año 2020 y aprovechando las adaptaciones que las Universidades tuvieron que realizar para la continuidad de las clases en formato virtual, se volcó dicha experiencia, capacitación y herramientas utilizadas para generar un Curso de características casi únicas, porque es un curso que responde a una reglamentación reciente

de la AEA (2019)³ para certificar competencias en temas relacionados a los trabajos en las redes eléctricas con la seguridad y preparación adecuada.

Este curso se pudo realizar con personal de Mantenimiento de la Universidad Tecnológica Nacional durante el año 2021 de manera virtual. Y durante el año 2022 se está desarrollando de manera presencial con personal de Redes-Subestaciones Eléctricas y personal de Mantenimiento Eléctrico de la Destilería de YPF Ensenada, con resultado que supera las expectativas de la empresa.

Algunas características del curso , tanto virtual como presencial, son contener teoría y práctica y la implementación de metodologías activas permite lograr una evaluación continua/formativa de los estudiantes, los cuales realizan actividades individuales y también grupales. Los encuentros se adaptan a tres o 4 veces por semana por módulo, y cuenta con tres módulos, de manera tal que les permita a los alumnos completar la tarea práctica relacionada con la competencia planificada. En la modalidad presencial se realizan experiencias en el Laboratorio de Maniobras y Ensayos Eléctricos de la Facultad y relacionadas a las actividades que realizan en las empresas. En el modo virtual, cuenta con clases sincrónicas (on line) y asincrónicas (off line) a través del Campus Virtual Global de la Universidad Tecnológica Nacional, plataforma que permite una interacción entre docentes y alumnos en todo

momento, es decir la plataforma con sus recursos se encuentran disponible durante las 24 horas, de tal manera que el estudiante pueda elegir el mejor momento para ingresar y realizar las actividades asignadas. Para ambas modalidades la interacción entre alumnos y docentes se realiza a través de un instructor que se centra en las competencias y otro instructor que se centra en la participación de los alumnos a través de preguntas abiertas o ejemplos relacionados con la competencia aplicada a las tareas de campo.

Tanto la prueba piloto del 2021 como la implementación del 2022 permite tener disponible un curso probado y adaptarlo a las necesidades de las Cooperativas enfocado a estar disponible para el 2023.

Dentro de las acciones previstas que se están desarrollando en conjunto con la Cooperativa Eléctrica de San Miguel del Monte y dentro de los temas del Proyecto de Investigación y Desarrollo Aplicado bajo el título de “Desarrollos relacionados a los temas energéticos, que ayudan en el camino de transformación a ciudades inteligentes”. (PID Aplicado 8479 – Homologado por la Secretaría de Ciencia y Tecnología de la UTN bajo el código ENECBLP0008479 de la disposición SCyT 1/2022), se encuentran entre otros temas:

- Desarrollo de Proyectos relacionados a Smart Grid, industria 4.0.
- Desarrollo de Proyectos relacionados al Uso Racional de la Energía y

³ AEA 95904 Esquema para certificación de personas instruidas en seguridad y riesgos eléctricos, código

BA4 para ser utilizado según norma IRAM-ISO/IEC 17024

Generación Distribuida aplicando sistemas híbridos o fuentes renovables.

Estos proyectos se dividen en dos etapas, la primera etapa se realiza en conjunto entre la Cooperativa y la Universidad, para luego en una segunda etapa sea la Cooperativa con acompañamiento de la Universidad, quien pueda independizarse y realizar los proyectos con su gente, es decir para aquellos que tengan cierta infraestructura, debe ser la Cooperativa la que se convierta en la oficina de Ingeniería de sus Usuarios.

Actualmente se transita parte de la primera etapa, en donde existen desarrollos que se realizan en la Facultad para luego realizar pruebas in situ en la Cooperativa, como el tema de PLC (power line communications) y otros como cursos en común para la comunidad sobre industrias 4.0, en este sentido hacia finales del 2021 en formato híbrido, virtual y presencial, se realiza la edición 1 del nivel 1 del curso sobre aplicación de Arduino⁴, como introducción a docentes de escuelas técnicas de la comunidad, y durante el 2022 se desarrolla el mismo para docentes de escuelas técnicas y para la comunidad en general.

CONCLUSIONES

A pesar de la Pandemia se pudo avanzar en las tareas planificadas entre las Instituciones permitiendo afianzar la vinculación. Este tipo de vinculación

agrega valor tanto a las Cooperativas Eléctricas como también al Sector Académico. Las Cooperativas aportan su extensa experiencia en la Distribución de Energía Eléctrica, mientras que el Sector Académico aporta su experiencia e infraestructura de Investigación y Desarrollo a través del Centro CODAPLI área de Energía Eléctrica. Y pone a disposición el Laboratorio de Eficiencia Energética Aplicada, el Laboratorio de Maniobras en Media y Baja Tensión y el Laboratorio de Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Los temas en común que se están trabajando en conjunto y hacia el futuro están relacionados a las nuevas tecnologías de aplicación en el campo de IoT (internet de las cosas), IIoT (internet industrial de las cosas), enmarcados en el concepto de Ciudades Inteligentes e Industrias 4.0. Como así también en temas relacionados a la planificación energética regional y a la mejorar del desempeño energético propio de sus principales usuarios.

Cada una de estas temáticas tienen la finalidad de convertir las amenazas en oportunidades.

⁴ Arduino: plataforma de creación de electrónica de código abierto, está basada en hardware y software libre, flexible y fácil de utilizar, lo cual permite crear

diferentes tipos de microordenadores de una sola placa.

Comportamiento del mapa de clasificación Tiempo equivalente-Frecuencia equivalente bajo distintos anchos de banda para la separación de fuentes de Descargas Parciales.

Marcos U. Maillot, Gonzalo Giampaolo, Damián I. Verna, Esteban C. Alegre

Centro de Investigación Desarrollo e Innovación en Energía Eléctrica CIDIEE – Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional General Pacheco, Hipólito Irigoyen 288. Gral. Pacheco, Buenos Aires, Argentina., Tel: +54-11-4740-5040, mmaillot@docentes.frgp.utn.edu.ar

Resumen – La medición de Descargas Parciales (DP) en equipos en servicio, trae aparejado una serie de inconvenientes que dificultan la tarea al momento de emitir un diagnóstico sobre el estado de aislación del equipo bajo ensayo. La presencia de ruido electromagnético típico de ambientes de subestaciones transformadoras puede enmascarar más de un fenómeno. Adicionalmente, por tratarse de mediciones on-line, es probable que en una misma medición se registren varios fenómenos en forma simultánea, arrojando esto patrones muy complejos de analizar. Por este motivo y con el fin de facilitar tal compleja tarea; la medición de DP on-line suele realizarse por métodos no convencionales (métodos principalmente en rangos de frecuencia por fuera de la norma IEC60270) pero que permiten al ingeniero en mantenimiento contar con una serie de herramientas capaces de lidiar con los problemas antes mencionados. Una de dichas herramientas, es el empleo de mapas de clasificación donde pulsos de semejantes características se agrupan y a partir de dicha agrupación es posible obtener sub-patrones más limpios.

En el presente trabajo, se estudia la capacidad de separación del mapa de clasificación de tiempo y frecuencia equivalente bajo distintos anchos de banda del sistema de captura de pulsos de DP. Para esto se adquirieron en laboratorio señales de DP de probetas con defectos típicos a una tasa de muestreo y ancho de banda elevado. Luego, mediante técnicas digitales se filtraron dichos pulsos a distintos anchos

Palabras claves - Descargas Parciales; Mapa de Clasificación; Medición on-line; Procesamiento de señales; Tiempo Frecuencia equivalente.

INTRODUCCIÓN

Una Descarga Parcial (DP) es un fenómeno de ruptura dieléctrica que se produce en el seno de un material aislante cuando el mismo es sometido a altas tensiones (Kuffel et al., 2000). Su ocurrencia se debe a la presencia de impurezas y/u oclusiones internas a niveles micro y macromolecular o debido a defectos constructivos, aristas o puntas aguzadas capaces de generar gradientes de potencial locales elevados. Mediante la medición de este fenómeno, conocido como medición de descargas parciales (IEC 60270, 2002), es posible determinar la severidad o el tipo de descarga parcial puesta en juego, lo cual permite emitir un diagnóstico más certero sobre el estado de la aislación del equipo de media tensión (MT) o alta tensión (AT) (Paoletti y Golubev, 2001).

Para poder llevar a cabo esta medición sin la necesidad de retirar de servicio el equipo bajo ensayo, se realiza la medición de DP on-line, ya que evita grandes horas de indisponibilidad del equipo bajo ensayo. Para esto se colocan en la conexión a tierra del equipo bajo ensayo una pinza de corriente de alta frecuencia, conocidas como HFCT (del inglés, High Frequency Current Transformer) y se emplea como fuente de alta tensión la tensión de red a la cual está conectado el equipo (Maillot et al., 2014). Esta medición online, conlleva la problemática de registrar el ruido electromagnético presente en las estaciones transformadoras, ya que las señales de DP que se registran durante un ensayo son de baja amplitud (puede rondar entre 1 a 200mV) y pueden fácilmente confundirse con ruido. Esto conlleva a que en una medición sea posible registrar varias señales (presuntas DP) provenientes de distintas fuentes, por ejemplo: DP reales del equipo bajo ensayo, DP de tipo corona de algún equipo vecino, ruido electromagnético u operativo que puede confundirse con DP reales. Es por este motivo,

que se han desarrollado herramientas de procesamiento para la medición on-line, que permite separar pulsos adquiridos durante una medición de DP en diferentes fuentes según características de los pulsos (Wu et al. 2015). Luego, mediante el empleo del patrón de DP (conocido por sus siglas en inglés PRPD pattern, Phase Resolved Partial Discharge pattern) es posible identificar si cada fuente de pulsos se corresponde con un tipo de DP o si se corresponden con ruido (Gulski et al., 1992).

Lo comentado en el último párrafo puede apreciarse en la Figura 1, donde se presenta un patrón de DP con 2 fuentes mezcladas (patrón rojo sobre la izquierda), luego, a cada pulso adquirido se lo proyecta en un espacio de características (imagen central) y finalmente, a partir de los grupos de puntos formados, se generan los sub-patrones de la medición (patrones sobre la derecha). La estructura que cada sub-patrón exhibe, se correlaciona con la fuente que lo genera (Kreuger, et al., 1993).

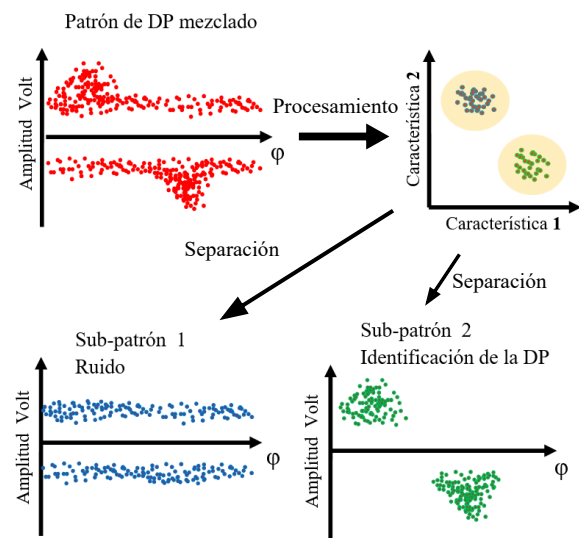


Figura 4: Concepto de mapa de clasificación y obtención de sub-patrones.

Una herramienta difunda para la separación de fuentes de DP en mediciones on-

line, es el mapa de clasificación Tiempo equivalente - Frecuencia equivalente (TeFe) (Cavallini et al. 2003a), el cual consiste en proyectar cada pulso de DP adquirido en un espacio de 2 dimensiones. Cada eje representa el resultado de una operación a realizar sobre la señal de DP adquirida, una vez proyectada toda una captura en dicho mapa, es de esperar que pulsos de características semejantes se agrupen formando nubes de pulsos. Al aislar los pulsos pertenecientes a una nube y generar un sub-patrón de DP, se podrá identificar si se corresponde con algún tipo de fenómeno de DP o con ruido.

En este trabajo nos centraremos en estudiar el comportamiento del mapa de clasificación TeFe ante señales de DP adquiridas por sistemas de distintos anchos de banda. La importancia en conocer el comportamiento de dicho mapa ante distintos anchos de banda se basa en que el sensor de captura de la señal de DP puede variar ampliamente entre distintas tecnologías para distintas aplicaciones. Entre ellas se puede nombrar a los HFCT de núcleo partido o núcleo entero, un capacitor de acoplamiento con cuadripolo, antenas UHF, sensores acústicos, sensores TEV (Transient Earth Voltage) (CIGRE, 2016).

Para llevar a cabo estos estudios, se emplearon señales de DP obtenidas en laboratorio sobre probetas de DP diseñadas especialmente para generar un único tipo de defecto. De esta manera, se cuenta con señales de DP con su fuente perfectamente identificada que permitirá visualizar cómo se afectada la capacidad de separación del mapa TeFe ante las modificaciones propuestas.

El trabajo continúa con la presentación de las operaciones que construyen es espacio de características de TeFe a estudiar; donde se presentan las ecuaciones de este con un análisis de ellas. Luego, se presentan dentro de la sección metodología, los aspectos

experimentales y de procesamiento que se emplearon para la adquisición y procesamiento de los pulsos de DP. En la sección resultados, se presentan y analizan los resultados encontrados. Por último, el trabajo finaliza con las conclusiones encontradas en el trabajo.

MARCO TEÓRICO

Frecuencia equivalente (Fe) y tiempo equivalente (Te):

Este mapa de clasificación fue propuesto para la separación de señales de DP por primera vez por (Cavallini et al., 2003a). Este grupo de investigación ha presentado diversos trabajos sobre la aplicación de este mapa (Cavallini et al., 2003b; Cavallini et al., 2003c; Cavallini et al., 2004; Montanari et al., 2006) y por otros investigadores (Conti et al., 2015; Chan et al., 2015; Liao et al., 2012), sin embargo, ningún trabajo se centró en analizar o profundizar sobre el funcionamiento de las operaciones. Su construcción se realiza mediante las siguientes expresiones donde se extraen de cada pulso los valores para el análisis (Montanari et al., 2006).

$$\tilde{s}(t) = \frac{s(t)}{\sqrt{\int_0^T s(\tau)^2 d\tau}} \quad (1)$$

$$t_0 = \int_0^T \tau \tilde{s}(\tau)^2 d\tau \quad (2)$$

$$Te = \sqrt{\int_0^T (\tau - t_0)^2 \tilde{s}(\tau)^2 d\tau} \quad (3)$$

$$We = \sqrt{\int_0^\infty f^2 |\tilde{S}(f)|^2 df} \quad (4)$$

En la expresión (1), se obtienen el pulso de DP normalizado $\tilde{s}(t)$ a partir del pulso de DP registrado por el sistema $s(t)$ de longitud T

muestras. Se emplea la norma 2 para normalizar.

En la expresión (2), se calcula el parámetro denominado como “centro de gravedad del pulso” por los autores originales (Montanari et al., 2006). Si consideramos que la función $\tilde{s}(t)^2$ es una función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria t , se puede reconocer que la expresión indicada por la fórmula es el valor medido por definición de una función de densidad de probabilidad (Ronald et al., 1999).

Siguiendo en la expresión (3) y bajo la misma consideración sobre $\tilde{s}(t)^2$ de interpretarla como una función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria t ; se debe reconocer en esta expresión el cálculo del momento central de segundo orden (Ronald et al., 1999), mayormente conocido como varianza de dicha variable aleatoria.

Por último, en la expresión (4) se calcula el momento de segundo orden de una función de densidad de probabilidad que es equivalente al cuadrado del módulo de la transformada de Fourier del pulso normalizado $|\tilde{S}(f)|^2$. En este caso, no se calcula el momento central, (centrado en la media de la función de densidad de probabilidad), ya que se toma la parte positiva de la transformada de Fourier del pulso y por este motivo no es coincidente con la varianza de dicha función de densidad de probabilidad.

Finalmente, a ambos valores obtenidos, se le calcula su raíz cuadrada para que la unidad de estas sea en unidad de tiempo y de frecuencia respectivamente.

La proyección en un plano con ejes TeFe de los pulsos de DP de diferentes tipos de fuentes permite observar cómo los distintos pulsos de características TeFe semejantes se agrupan. La proximidad entre 2 puntos en dicho mapa señala que ambos pulsos

comparten características semejantes en cada eje señalado por el mapa TeFe. Luego seleccionando estos grupos se construyen subpatrones para lograr una identificación del tipo de DP. Este mapa de clasificación mostró buenos resultados para separar fuentes de DP (Cavallini et al., 2003b; Cavallini et al., 2003c; Cavallini et al., 2004; Montanari et al., 2006; Conti et al., 2015; Chan et al., 2015; Liao et al., 2012), por eso el interés de estudiarlo en mayor profundidad.

Tabla 14: Set de datos de DP

DATO	CONFIGURACIÓN
Aceite	Descarga corona en aceite (punta-plano).
Interna papel	Interna el papel impregnado en aceite (plano-plano)
Superficial	Superficial en papel impregnado (disco-plano).
DP corona A	Corona en aire A (alambre delgado en aire).
DP corona B	Corona en aire B (punta-plano en aire).
Ruido A	Ruido electromagnético de estación transformadora (fuente 1)
Ruido B	Ruido electromagnético de estación transformadora (fuente 2)

METODOLOGÍA

Fuentes de DP adquiridas:

Las DP fueron adquiridas en laboratorio y en forma independiente con el fin de garantizar la adquisición de un único tipo de DP en cada ensayo. Mediante una configuración de electrodos adecuada (Maillot y Pessana, 2018) y un sistema de medición propio, desarrollado en la UTN FRGP (Maillot, 2015) se obtuvieron distintos tipos de fenómenos diferentes los cuales muestran en la Tabla 1 junto a la configuración de electrodos empleada. De cada tipo de defecto, se registraron un total de 1500 pulsos de DP. Para

todos los casos, ninguna otra fuente de DP fue conectada durante cada ensayo individual, por lo cual se obtuvieron señales individuales de DP para cada configuración.

En la Figura 2, pueden apreciarse los patrones de DP y sus características estructurales obtenidos para tres configuraciones de electrodos adoptados.

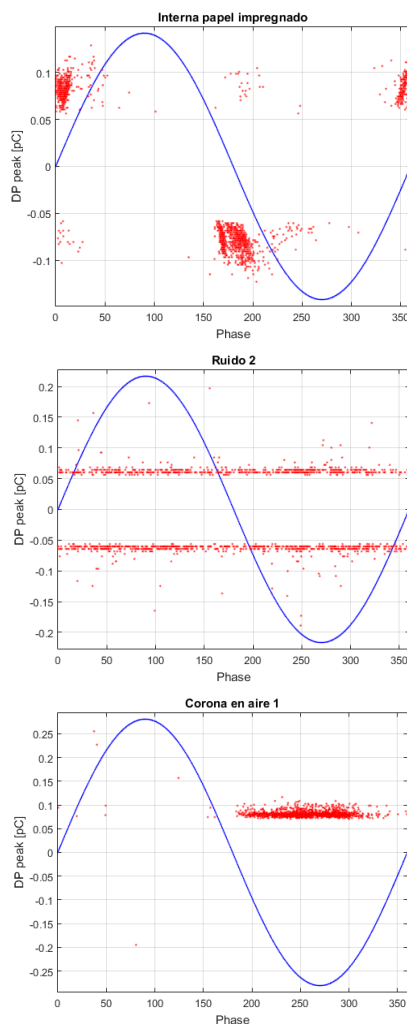


Figura 5: Patrones de pulsos de DP correspondiente a diferentes fuentes.

Equipamiento y layout de medición:

En la Figura 3 se aprecia la configuración adoptada y los equipos utilizados para realizar los ensayos; las

características principales de dichos equipos se listan a continuación:

- Fuente de alta tensión 40kV, 2kVA
- Divisor de voltaje resistivo, relación 10.000:1
- Capacitor de acoplamiento cerámico de 17pF, 50kV
- Sensor inductivo de alta frecuencia 1-80MHz, 15mV/mA
- Osciloscopio digital Agilent DSOX2024A

Los pulsos fueron adquiridos a una tasa de muestreo de 500MSa/s con una ventana temporal de observación de 2 μ s, por lo que cada pulso de DP adquirido tiene una longitud de 1.000 muestras.

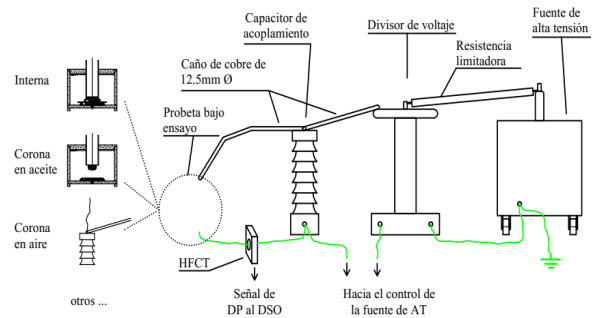


Figura 6: Layout de ensayo

Procedimiento en el procesamiento de datos:

Para estudiar cómo se comporta el mapa TeFe bajo señales de DP capturadas mediante sensores de distintos anchos de banda, se realizó un filtrado digital de los pulsos ya adquiridos mediante un filtro *butterworth* de orden 3, simulando este efecto.

En primera instancia, se fijó una frecuencia de corte de baja en 1MHz y se varió la frecuencia de corte de alta (valores de 20-40-60-80MHz). Luego, se seleccionó la frecuencia de corte superior con mejor

resultado y se evaluaron variaciones en la frecuencia de corte de baja frecuencia (2.5-5-7.5-10 MHz). La cadena de procesamiento es como sigue: en primer lugar, se establecen los rangos de los filtros pasabandas a emplear para filtrar los pulsos de DP, seguido a esto, se procede a filtrar los pulsos y se calculan los parámetros Te y Fe. Por último, se hace la proyección de cada pulso de DP con un color asignado a su tipo para poder evaluar a modo cualitativo si es posible separarlos en el mapa de clasificación.

RESULTADOS

Se presenta en la Figura 4, el mapa de clasificación de los pulsos de DP sin ningún procesamiento realizado para contar con una referencia del mapa TeFe. Como principal observación, se debe marcar que las únicas clases perfectamente separables son ruido 1 (representada en color cian) y ruido2 (representada con gris). El resto de las clases se encuentran mezcladas entre sí y es complejo realizar una separación de estas.

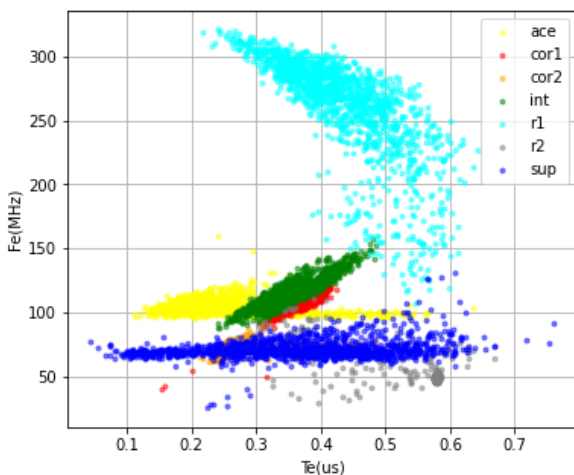
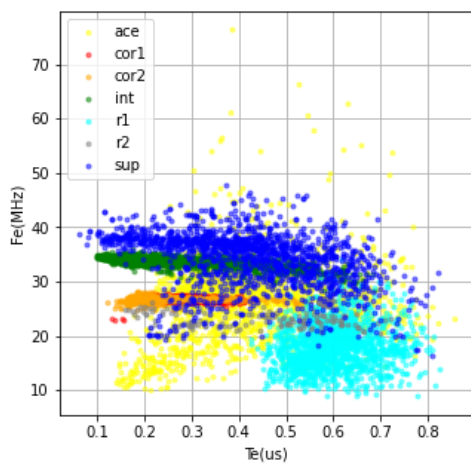


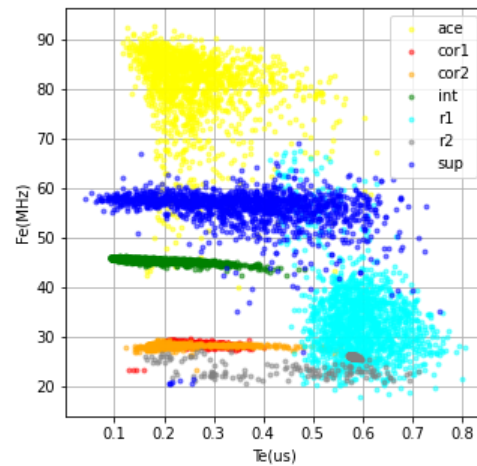
Figura 4: Mapa de clasificación de los pulsos sin filtrar.

Se presenta en la Figura 5 un mosaico de los mapas de clasificación TeFe obtenidos para 4 filtros propuestos. En este conjunto de gráficos, se fijó como corte en baja frecuencia el valor de 1MHz y se varió el corte superior entre 20 a 80MHz.

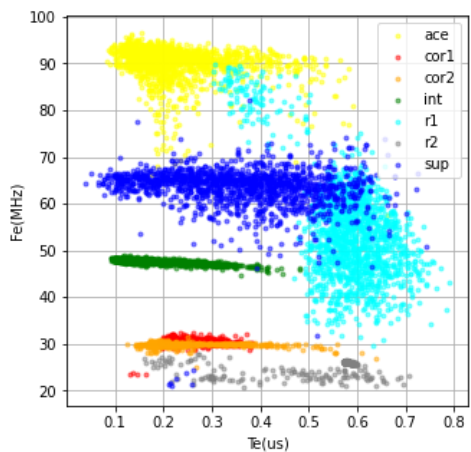
Se pueden observar como era esperable, que la proyección en el mapa TeFe se ve fuertemente afectado por el filtrado de los pulsos. La variable que más se ve afectada es el Fe y no tanto así el Te. Para filtros con corte en alta frecuencia entre 40 y 80MHz, es más factible realizar una separación de clases de DP; quedando la clase cian (ruido 1) algo mezclada con el resto según el caso. Se tiene que destacar que al eliminar componentes de alta frecuencia (frecuencia superior a los 80MHz) permite que cada clase de DP se ubique en un rango específico del espectro (28MHz para descargas corona; 45MHZ para interna y 58MHz para superficial). Cabe destacar que el sensor empleado para adquirir estas señales de DP tiene un corte superior de -6dB (en tensión) a una frecuencia de 80MHz; por lo que se podría asumir que la información superior a esa frecuencia no se corresponde con la señal capturada por el sensor.



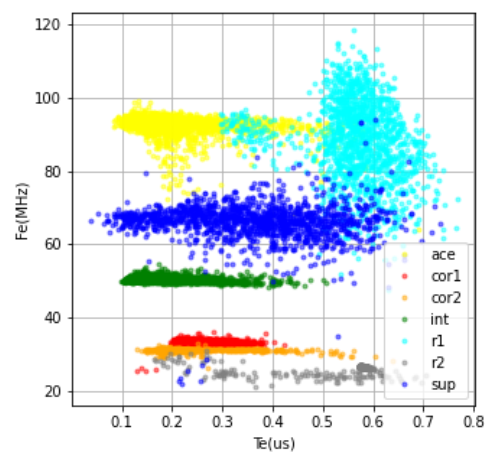
Mapa para filtro 1 – 20 MHz



Mapa para filtro 1 – 40 MHz



Mapa para filtro 1 - 60MHz



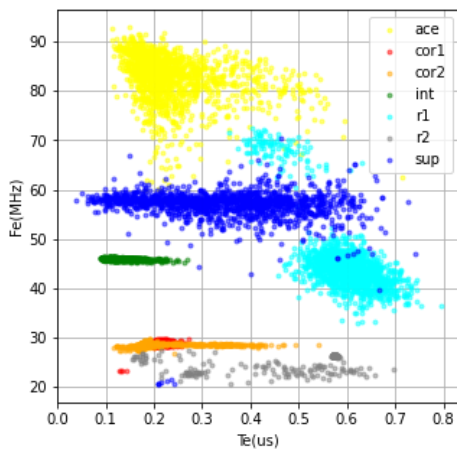
Mapa para filtro 1 - 80MHz

Figura 5: Mapa de clasificación de pulsos filtrados. Frecuencia de baja fija en 1MHz.

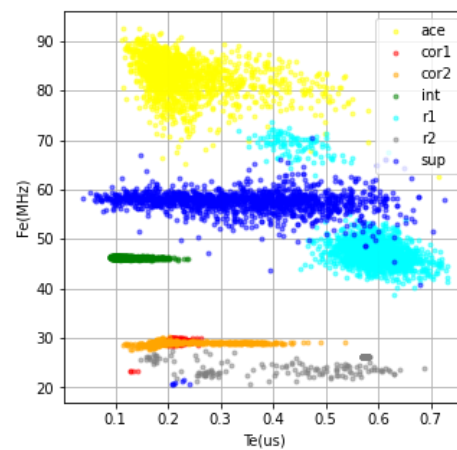
A continuación, en la Figura 6 se presenta el mismo análisis para un conjunto de filtros que tiene fijo la frecuencia de corte superior en 40MHz y se modifica la frecuencia de corte de baja. Debido a que se observó que para frecuencias de corte de baja frecuencia mayores a los 10MHz disminuye notablemente la separación de las fuentes de los pulsos; se presentan los resultados que mostraron buena respuesta en su capacidad de separación.

Se observa que los 4 mapas mostrados presentan una muy buena capacidad en

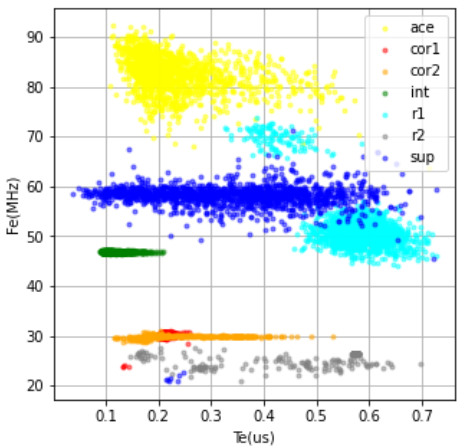
separación de las clases. Las clases corona 1 y corona 2, están mezcladas en todos ellos, pero esto no conlleva ningún inconveniente ya que se trata de un mismo fenómeno. De los cuatro filtros propuestos, seleccionamos el correspondiente a filtrado entre 2.5MHz y 40MHz ya que la clase ruido 1 (color cian), está algo más separada de la clase superficial (color azul).



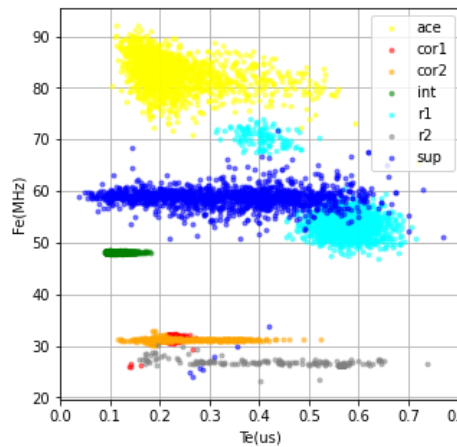
Mapa para filtro 2,5 – 40 MHz



Mapa para filtro 5 – 40 MHz



Mapa para filtro 7,5 – 40MHz



Mapa para filtro 10 – 40 MHz

Figura 6: Mapa de clasificación de los pulsos filtrados. Frecuencia de alta fija en 40MHz.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se propuso evaluar el comportamiento del mapa de separación $T_e F_e$ para distintos anchos de banda del sistema de adquisición. Como resultado del análisis, se encontró que para poder separar las distintas fuentes es necesario adquirir señales entre el rango de frecuencia de 2.5 a 40MHz. Se observó que la presencia de frecuencias superiores a los 40MHz en las señales empleadas dificultaba la separación de las fuentes. En cuanto al límite de baja frecuencia, se encontraron buenos resultados con rangos entre 2.5 a 10MHz; adoptándose el inferior por

comparación cualitativa al observar los distintos mapas formados.

Los hallazgos encontrados en este trabajo permiten continuar con la línea de investigación en la temática de medición de descargas parciales on-line. Con los resultados encontrados se pueden diseñar sensores de corriente de alta frecuencia con el ancho de banda adecuado para poder capturar la información relevante y separar fuentes de pulsos. Al mismo tiempo, el margen superior de 40MHz de ancho de banda también es un parámetro de diseño respecto del sistema de adquisición, el cual siguiendo con el teorema

de Nyquist del muestreo debería tener una tasa ideal superior a los 80MSa/s.

Como trabajos futuros se prevé evaluar la capacidad de separación de cada mapa construido empleando métricas cuantitativas en conjunto con algoritmos de inteligencia artificial de clusterización automática.

REFERENCIAS

Cavallini, A.; Conti, A.; Montanari, G. C. y Puletti, F. (2003a). "Advanced PD Inference in On-Field Measurements. Part 1: Noise Rejection". *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 10.2, págs. 216-224.

Cavallini, A.; Conti, A.; Conti, M y Montanari, G. C. (2003b). "Advanced PD Inference in On-Field Measurements. Part 2: Identification of Defects in Solid Insulation Systems". En: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. Vol 10, nro.3, págs. 528-538.

Cavallini A., Montanari G. C., Conti A., Puletti F. (2003c). "A New Approach to the Diagnosis of Solid Insulation Systems Based on PD Signal Inference". *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 19.2, págs. 23-30.

Cavallini A., Conti M., Montanari G. C. (2004). "PD Inference for the Early Detection of Electrical Treeing in Insulation Systems". *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 11.4, págs. 724-735.

Chan J. C., Ma H., Saha T. K. (2015). "Time-frequency Sparsity Map on Automatic Partial Discharge Source Separation for Power Transformer Condition Assessment". *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 22.4, págs. 2271-2283.

CIGRE WG D1.37 (2016). "Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods". Technical Brochure 662 CIGRE.

Conti A., Pastore S., Paganin R. (2015) "Evaluation of Spaces for the Separation of Signals Due to Multiple PD Sources". *Electrical Insulation Conference*. Seattle, Washington, USA. 1 – 10 June.

Gulski, E. y Kreuger, F. (1992). "Computer-aided recognition of Discharge Sources". En: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. Vol. 27. Nro.1, págs. 1702-1711-55.

IEC 60270. (2002). "High-voltage test techniques – Partial discharge measurements. Third edition.

Kreuger F. H., Gulski E. y Krivda A. (1993). "Classification of Partial Discharges". *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. Vol. 28 No. 6.

Kuffel E, Zaengl W. S., Kunffel J. (2000). *High Voltage Engineering, Fundamentals*. Second Edition. Newnes.

Liao R., Taylor G. A., Tavernier K. and Khan O. (2012). "Comparative study of feature extraction methods applied to partial discharge signals," 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp. 1-6,

Maillot M., Bonini C., Enciso L., Galliani M., Rivera O. y Casas R. (2014). "Incorporación de la medición de Descargas Parciales on-line como herramienta de diagnóstico". *CIDEL 2014 Congreso Internacional de Distribución Eléctrica*. Buenos Aires. Argentina. 22 al 24 de septiembre.

Maillot, M. (2015) "Desarrollo de un equipo de medición de descargas parciales para monitoreo, investigación y diagnóstico". *Ier Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica*. Gral. Pacheco. Argentina. 16 al 18 de septiembre.

Maillot, M. y Pessana, F. (2018). "A new feature space for partial discharge signal separation based on DWT coefficient variance". *Journal of Electrical Engineering*. Vol. 6. 2018.

Montanari G. C., Cavallini A., Puletti F. (2006) "A New Approach to Partial Discharge Testing of HV Cable Systems" *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 22.1, págs. 14-23.

Paoletti G. J, Golubev A. (2001). "Partial Discharge Theory and Technologies Related to Medium-Voltage Electrical Equipment". *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 37, No. 1.

Ronald E. Walpole, Raymond H. Myers, Sharon L. Myers. (1999) "Probabilidad y estadística para ingenieros". Pearson Educación. Sexta edición.

Wu, M.; Cao, H.; Cao, J.; Nguyen, H.; Gomes, J. B.; y Krishnaswamy, S. P. (2015). "An Overview of State-of-the-Art Partial Discharge Analysis Techniques for Condition Monitoring". *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 31, No. 6

Aplicación de Métodos Probabilísticos y de Optimización para la Ubicación de Equipos de Protección en Líneas de Media Tensión

Ariel S. Loyarte, Ulises Manassero, Alexander Nahs, Marcos M. Cea, Pablo Marelli

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), UTN-FRSF, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe. prov. de Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-6310280, Email de contacto: ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen – El diseño de sistemas de protección y la ubicación de sus elementos en redes de distribución de energía eléctrica, se sustenta históricamente en exigencias operativas, encontrándose, en ocasiones, soluciones arbitrarias basadas principalmente en la experiencia de los encargados de su planificación. En este marco, considerando las exigencias de entes regulatorios y teniendo en cuenta la sensibilidad a fallas, se propone diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de un equipo reconectador y/o seccionador de línea de media tensión, tal que se minimicen los costos globales de operación y mejoren los índices de confiabilidad de los usuarios. Para ello, se aplican métodos probabilísticos como la simulación de Montecarlo y métodos evolutivos de optimización. El planteo clasifica los diferentes tramos de línea según su accesibilidad para tareas de mantenimiento y según el tipo de cliente al que suministran energía. En función de estas clasificaciones, se establecen factores de ponderación para asignar tiempos de reposición. La frecuencia de las fallas en los tramos se establece de acuerdo con la información estadística obtenida para la red de aplicación, según los registros de la empresa distribuidora. Finalmente, la eficacia de las técnicas propuestas se evalúa a partir de su aplicación a una red de distribución real típica, modelada y simulada mediante un software específico para la representación de sistemas eléctricos de potencia.

Palabras claves – Confiabilidad; Métodos Evolutivos; Redes de Distribución; Simulación de Montecarlo.

INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo económico y el crecimiento de la demanda, la calidad de la energía se ha convertido en una preocupación cada vez más crítica para las compañías eléctricas y sus usuarios. Es por esta razón que se trata de implementar sistemas inteligentes de automatización para mejorar la fiabilidad y la eficiencia operativa de los sistemas de distribución ante fallas (Chen, C. S.; et al; 2006).

Dado el elevado número de circuitos alimentadores y seccionadores en una red de distribución, la instalación de interruptores de línea y la decisión respecto a la cantidad y su ubicación en el circuito se convierte en un problema muy difícil y tedioso de resolver por las técnicas de optimización convencionales debido a las voluminosas combinaciones a investigar. Con la instalación de interruptores de línea en el sistema de distribución, los índices de confiabilidad de las zonas de servicio al cliente se pueden evaluar de acuerdo con la reducción de los tiempos de corte y de la energía no suministrada.

En este sentido, resulta valioso el desarrollo de herramientas matemáticas que ayuden a implementar estrategias de decisión sistematizadas, basadas en métodos numéricos de optimización, como lo es la simulación de Montecarlo (SMC). La SMC constituye un procedimiento numérico basado en un criterio estocástico sencillo, pero con múltiples aplicaciones en el análisis de indicadores de confiabilidad y energía no suministrada (ENS) en redes eléctricas. Por ejemplo, en (Abdi, S.; et al; 2014) se aplica la SMC combinada con un método evolutivo para la optimización en la ubicación de interruptores y reconectores, destinados a reducir los costos de operación, y a mejorar la confiabilidad de una red de distribución. En (Lu, Q.; et al; 2015), una

sucesión secuencial de SMC para la determinación de índices de confiabilidad en redes de distribución. En [Muhammad, R.; et al; 2020], SMC para optimizar índices de confiabilidad en redes de distribución de media y baja tensión, destinada a la localización de generadores distribuidos. Y en [Nazmul, H.; et al; 2019], una propuesta de un método Montecarlo multi-nivel para la estimación de un índice de ENS en redes de distribución.

En principio, el objetivo de este trabajo es diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de uno o dos equipos reconectores y/o seccionadores, que minimicen la ENS de la red en condición de postfalla.

DESARROLLO

Descripción de la red en estudio

El sistema en estudio corresponde a una red típica de distribución en media tensión de 33 kV como se puede observar en la Figura 1.

Para el modelado de la red se adoptaron los siguientes supuestos:

- *El estudio se desarrolla con la red operando en condiciones de carga pico.
- *El límite admisible de operación de transformadores y líneas corresponde a la capacidad nominal de cada elemento.
- *El rango admisible de tensión en nodos en condiciones de emergencia es de 90% a 110% de la tensión nominal.
- *Se considera que todos los circuitos de la red operan en configuración radial, incluso después de la reconfiguración de postfalla, ante eventual alimentación de las demandas del alimentador en falla desde otro alimentador sano.

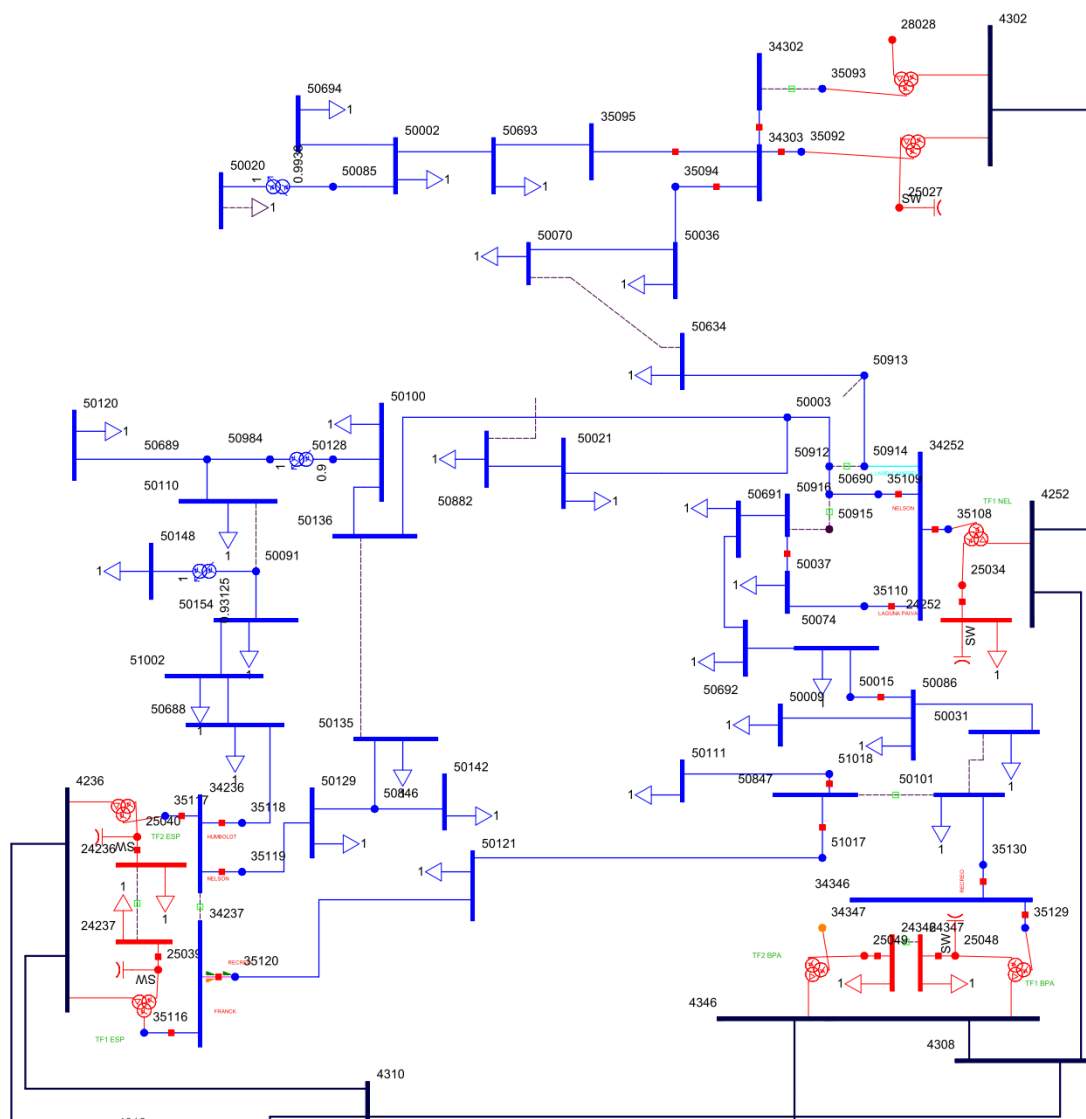


Figura 1: Diagrama eléctrico de la red de 132/33/13,2kV

Tiempo de indisponibilidad de nodos de carga ante fallas

El tiempo total asignado de indisponibilidad en cada contingencia se obtiene en función a los indicadores de confiabilidad (frecuencia y duración de las fallas) donde para líneas de 33 kV corresponden los datos de la Tabla 1.

Tasa Fallas [salidas/100 km-año]	Duración [hs/salida]
80	2

Tabla 1: Parámetros de confiabilidad en líneas de 33kV

Para obtener la duración total por fallas (DTF) se utiliza la ecuación (1), donde “L” es la longitud correspondiente a cada línea.

$$DTF = \frac{80 \cdot 2 \cdot L}{100} \text{ [hs]}$$

[1]

Por último, se define el tiempo de indisponibilidad de nodos (TIN) como la sumatoria de los distintos DTF hasta el nodo en estudio, cuya ecuación de cálculo (2) se presenta a continuación.

$$TIN = \sum_1^n DTF \text{ [hs]}$$

[2]

Energía no suministrada por nodo

El cálculo de la ENS se efectúa para cada contingencia, en función al producto de la demanda no abastecida (DNA) obtenida en cada nodo y el TIN, tal como se muestra en la ecuación (3).

$$ENS = DNA * TIN \text{ [MWh]} \quad [3]$$

Descripción del algoritmo ad-hoc

El procedimiento general se resume en la figura 2, donde se desarrollan algoritmos de cálculo en Python aplicados al problema de la ubicación más adecuada para los casos de instalación de uno o dos reconectores, considerándose la reducción de costos operativos relacionados con la ENS. Por último, se procede a la ejecución y comparación de la solución óptima, verificando condiciones operativas aceptables de la red ante la reconfiguración de post-falla.

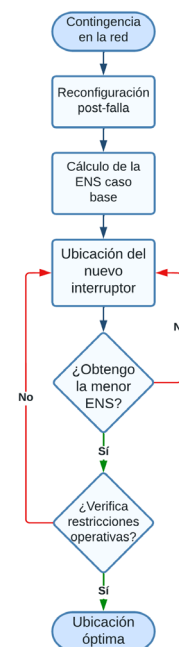


Figura 2: Diagrama de bloques del método ad-hoc implementado

Número de combinaciones posibles para ubicación óptima de los interruptores a instalar

Los nuevos interruptores para ubicar en la red se vinculan entre nodos de 33 kV, que no poseen actualmente un interruptor, por lo cual se descartan 8 tramos. En total, la red dispone de 88 tramos a evaluar para la instalación de

los interruptores. Por lo tanto, a partir de la aplicación de una función de combinatoria sin repetición (ver ecuación 4), en función al número de interruptores a instalar (NI) y la cantidad de posibles ubicaciones en la red (NU), se determina la cantidad teórica de pruebas a realizar para evaluar la ubicación óptima de los mismos.

$$N^{\circ} \text{ pruebas} = \frac{NU!}{NI!(NU-NI)!} \quad [4]$$

En la tabla 2 se resume la cantidad de pruebas a realizar, en base al número de interruptores a instalar.

N° de Interruptores	N° de Pruebas
1	88
2	3.828
3	109.736
4	2.331.890
5	39.175.752
6	541.931.236

Tabla 2: N° de pruebas según número de interruptores a instalar

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

ENS optimizada para red actual (caso Base)

Como base de referencia para la evaluación de la performance en la ubicación de los nuevos interruptores en la red de estudio, mediante la aplicación del algoritmo ad-hoc desarrollado, se obtiene el valor global optimizado de la ENS, para las mejores reconfiguraciones de la red de post-falla, arrojando un valor de 4746,0 MWh.

En promedio, las fallas que provocan ENS presentan un valor del orden a los 200 MWh, con un rango más probable entre 120 y 270 MWh, destacándose algunas fallas que arrojan

valores extraordinarios del orden a los 350 MWh (ver figura 3).

En la figura 4 se observa que, de un total de 45 fallas simuladas, en 28 de ellas (62,2%) los interruptores de reconfiguración de red no producen reducciones de ENS. Por otra parte, sólo 4 de los 8 interruptores de reconfiguración (50%) logra reducir la ENS en condición de post-falla. En este caso, el número máximo de fallas que un interruptor logra minimizar los niveles de ENS a partir de reconfiguraciones de red de post-falla es de 8.

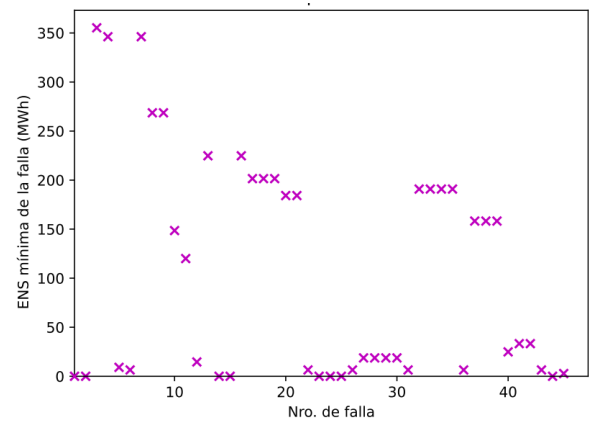


Figura 3: ENS mínima obtenida para cada falla individual en la red. Caso Base

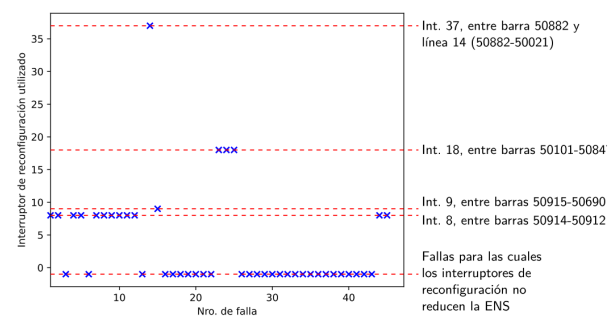


Figura 4: Efectividad de los interruptores existentes en la red para reducir la ENS. Caso Base

Ubicación óptima de un interruptor por búsqueda directa

De acuerdo con la tabla 2, el agregado de un interruptor en la red

implica 88 simulaciones, por lo cual, al tratarse de un número relativamente bajo, implica un esfuerzo de cálculo computacional aceptable, por lo cual se efectúa el cálculo de minimización de la ENS global, a partir de la aplicación del algoritmo ad-hoc, en el número total de ubicaciones posibles de instalación del interruptor.

Los resultados obtenidos muestran que el agregado de un interruptor presenta como mejor solución una reducción del nivel global de ENS en un 4,74% con respecto a la red actual.

Asimismo, se advierte que ciertas ubicaciones del nuevo interruptor no solo no aportan reducción de los niveles globales de ENS, sino que contribuyen a su incremento con respecto a la red actual, alcanzando valores máximos del orden a 5324,8 MWh, que implican un aumento del 17,8% respecto a la red actual (ver figura 4). Ello se debe a la conformación de nuevas porciones aisladas de la red que no pueden ser rescatadas por los interruptores de reconfiguración.

También se destaca que en 5 de las 88 evaluaciones (5,7%), aún con las reconfiguraciones posibles, no se alcanzan condiciones operativas admisibles en la red de estudio (sin sobrecargas y con tensiones en rangos admisibles).

De acuerdo con el resultado de las simulaciones, la posición óptima del interruptor adicional corresponde a su instalación entre los nodos 50915 y 50916. En este caso se identifican por lo menos 2 ubicaciones posibles más con niveles de ENS global muy similares, de modo que la solución no es única.

Además, en la figura 5 se identifican los siguientes casos extremos:

- Solo 9 ubicaciones del interruptor logran reducciones efectivas de los niveles de ENS en el rango de 2,65% a 4,74%.
- Existen 10 ubicaciones posibles que desmejoran los niveles globales de ENS, en un rango de 6,4% a 17,8%.

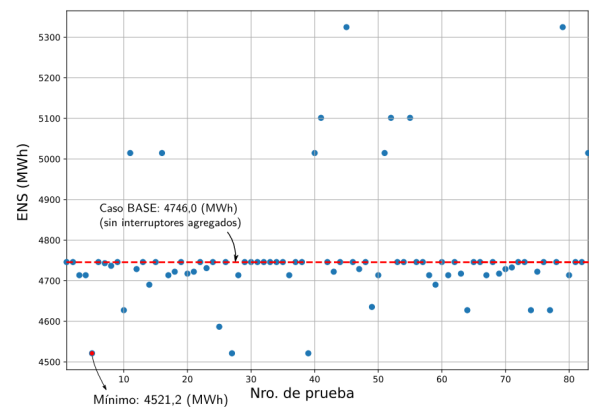


Figura 5: ENS global de la red obtenida en los 88 puntos de ubicación simulados para el agregado de un interruptor por búsqueda directa

Ubicación óptima de dos interruptores por método de Montecarlo

Respecto a las simulaciones para el agregado de dos interruptores, en este caso la combinación de posibles ubicaciones, según la tabla 2, es de 3.828. Al tratarse de un número muy elevado que exige un esfuerzo de cálculo muy importante para obtener el valor de ENS en todas las combinaciones de ubicación de interruptores, con el propósito de lograr una relación aceptable entre eficiencia y precisión en la ejecución del algoritmo, en base al uso del método de Montecarlo, en un primer intento, se realizan 100 pruebas, o sea un 2,6% del total de combinaciones posibles. Para este caso, el tiempo de

simulación insumido para una PC moderna es del orden a los 35 minutos.

Los resultados obtenidos presentan como mejor solución un ahorro en la ENS global del 5,05% respecto a la red actual, para la siguiente ubicación de interruptores:

- Interruptor 1: entre los nodos 50846-50134
- Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916.

De acuerdo con los niveles de ENS calculados, la Figura 6 muestra que la solución es única, dentro de las 100 posibilidades evaluadas por la simulación de Montecarlo.

En este caso, el algoritmo calcula la mejor combinación para la posición de dos interruptores destacándose que, como resultado, la ubicación del Interruptor 2 coincide con la ubicación del único interruptor adicional evaluado en el apartado anterior.

Es dable destacar que este valor corresponde a un mínimo local con diferencias mayores a 1,7% con respecto a otras combinaciones que logran ahorros de ENS (ver figura 5). En este sentido, de un total de 100 pruebas, solo 50 logran disminuir la ENS global.

En el otro extremo, se advierte que la peor solución, arroja un valor de ENS global de 5324,8 MWh, que representan un incremento del 18,2% respecto al caso Base. Además, un 25% del total de las pruebas corresponden a ubicaciones indebidas de los interruptores que implican un desempeño deficiente de la red en la reconfiguración de post-falla, que se traduce en incrementos del nivel de ENS con respecto a la red actual.

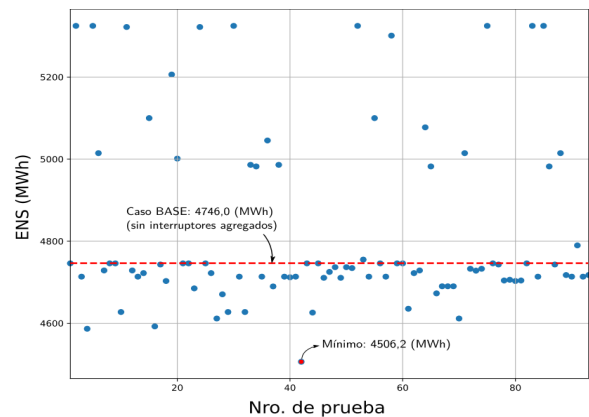


Figura 6: ENS global de la red obtenida para 100 pruebas con Montecarlo y el agregado de dos interruptores

Por otra parte, en solo 7 de las 100 pruebas no se logran verificar condiciones operativas válidas de la red.

Del análisis comparativo de los niveles mínimos y máximos globales de ENS obtenidos para los casos de ubicación de 1 y 2 interruptores adicionales, los resultados muestran que, por un lado, la mejor ubicación de un segundo interruptor reduce un 0,3% la ENS mínima, mientras que la peor ubicación incrementa la ENS máxima en un 0,4%.

En posteriores intentos, se efectúan simulaciones de Montecarlo para 150 y 300 pruebas. En la Tabla 3 se resumen los resultados obtenidos, donde se destaca que la mejor relación de eficiencia y precisión de los resultados se obtiene para 150 pruebas.

En este caso, la mejor solución obtiene un valor global de ENS de 4402,6 MWh, equivalente a un 7,24% menos de ENS que en la condición actual y 2,19% menos que la prueba de Montecarlo para 100 pruebas. De acuerdo con la Figura 7, este resultado constituye, una solución de tipo única,

determinando la siguiente ubicación de interruptores:

- Interruptor 1: entre los nodos 50091-50154
- Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916.

Variable de Comparación	N° Pruebas		
	100	150	200
T. Calc. [min]	35	46	104
Mejor Solución ENS [% C. Base]	5,05	7,24	7,24
Peor Solución ENS [% C. Base]	17,8	20,9	22,0
% Pruebas que No Verifican Op. Adm.	7	14	14

Tabla 3: Indicadores de performance del número de pruebas de simulación con Montecarlo para el caso de 2 interruptores

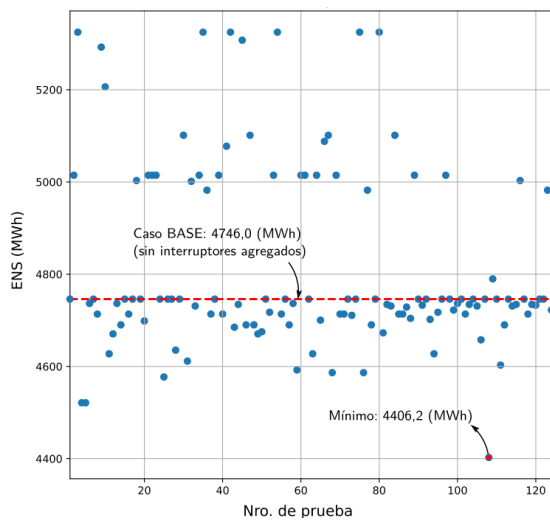


Figura 7: ENS global de la red obtenida para 150 pruebas con Montecarlo y el agregado de dos interruptores

Se advierte además que un número de simulaciones por encima de 150 pruebas no aporta mayor precisión en los resultados obtenidos.

Ubicación óptima de dos interruptores por método secuencial de búsqueda directa

Se procede resolviendo con el algoritmo ad-hoc de búsqueda directa para evaluar las 88 posibilidades para incorporar 1 interruptor. Seguidamente, con éste ya añadido, se procede con el mismo algoritmo para evaluar las restantes 87 posiciones posibles.

Se parte incorporando inicialmente el resultado para 1 interruptor, entre los nodos 50915-50916.

Como resultado, la mejor solución de ubicación de un segundo interruptor logra una ENS global de 4361,8 MWh, ósea un 8,10% menos que en la condición base. En el otro extremo, la peor solución, arroja un valor de ENS de 5100,0 MWh, que resulta un 16,9% mayor que el caso Base.

Según los valores de ENS globales obtenidos y presentados en la figura 8, se tienen las siguientes observaciones:

- 12 de las 87 posiciones evaluadas (13,8%), presentan niveles de ENS superiores a la del caso base.
- 7 de las 87 evaluaciones no logran verificar condiciones de operación admisible de la red, aún con las reconfiguraciones posibles.
- 35 de las 87 posiciones evaluadas (40,2%), logran reducir la ENS frente al caso con 1 interruptor incorporado.
- 33 de las 87 posiciones evaluadas (37,9%), la ENS mínima no empeora ni mejora respecto de la obtenida para un único interruptor agregado.
- La solución es única.

En este caso, la ubicación óptima obtenida para el segundo interruptor es entre los nodos 50009-50086.

Por último, se verifica que, en base a la aplicación del algoritmo ad-hoc de cálculo de ENS, la ubicación de dos interruptores por el método secuencial de búsqueda directa resulta más preciso en comparación con el mejor resultado alcanzado con el método numérico de Montecarlo, a partir de un valor de ENS global, del orden al 0,86% menor.

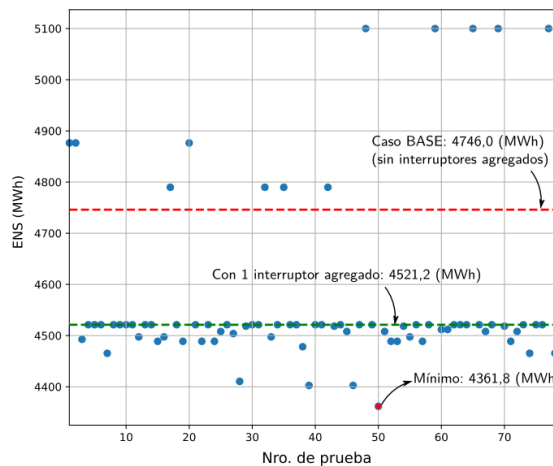


Figura 8: ENS global de la red obtenida en los 87 puntos de ubicación simulados para el agregado de un segundo interruptor por búsqueda directa

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha propuesto un nuevo enfoque mediante el uso del algoritmo ad-hoc para resolver la colocación óptima de interruptores con el uso de diferentes métodos, teniendo siempre como función objetivo la reducción de ENS.

Cabe destacar que, así como se consiguen soluciones óptimas con esta metodología, también se pueden obtener ubicaciones indebidas de los interruptores que implican un

desmejoramiento de la red en la reconfiguración post-falla, por lo que se debe tener precaución en caso de recurrir a soluciones arbitrarias.

Esta metodología es susceptible de aplicarse a cualquier red de distribución que posea una topología y una configuración de operación similares a las de la red evaluada, con la posible incorporación a futuro de índices de confiabilidad e indicadores técnicos adicionales en el estudio.

REFERENCIAS

Chen, C-S.; Lin, C-H.; Chuang, H-J.; Li, C-S.; Huang, M-Y. y Huang C-W. (2006). Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. IEEE Transactions on Power Systems, 23, 1-9.

Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N., & Abdi, M. (2014). Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO-Monte Carlo approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 55, 602-611.

Lu, Q., Hua, Y., Shen, Y., Kang, Q., & Zhang, R. (2015, November). Reliability evaluation of distribution network based on sequential Monte Carlo simulation. In 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) (pp. 1170-1174). IEEE.

Muhammad Ridzuan, M. I., Roslan, N. N. R., Mohd Fauzi, N. F., & Rusli, M. A. Z. (2020). Reliability-based DG location using Monte-Carlo

simulation technique. SN Applied Sciences, 2(2), 1-11.

Nazmul Huda, A. S., & Ivanovic, R. (2019). Estimation of distribution systems expected energy not supplied index by multi-level Monte Carlo method. Electric Power Components and Systems, 47(9-10), 810-822.

Optimización del automatismo DAG en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) mediante la operación un nuevo vínculo HVDC

Leonardo Casterás¹, Federico Martín Muiño¹, Raúl Roberto Villar¹, Gustavo Molero¹, Pablo Stemberg¹

¹ UTN, FRBA Mozart 2300, C1407IVTCiudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina,
Tel: +54-11-4638-8100, lcasteras@frba.utn.edu.ar

Resumen – El incremento de la demanda de energía del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo con las características geográficas y demográficas ha motivado el estudio de los sistemas de transmisión en corriente continua (HVDC) como alternativa para el transporte de grandes potencias en largas distancias, considerando las ventajas técnicas y económicas en comparación con los sistemas de corriente alterna convencionales. Tal es el caso del vínculo que une las regiones patagónica y GBA, estudiado en proyectos de investigación predecesores, logrando verificar la factibilidad tanto técnica como económica de su implementación. Este vínculo HVDC tiene como punto de inicio la estación transformadora Puerto Madryn y como origen la nueva ET Plomer ubicada cercana a la actual ET Ezeiza y es capaz de transmitir a lo largo de 1200 km, 3000 MW en una tensión de ± 600 kV. El propósito del presente trabajo es determinar y demostrar la efectividad de un nuevo automatismo de seguridad de red basado en un esquema de Desconexión Automática de Generación (DAG) diseñado por eventos de contingencia en el SADI, funcionando en conjunto con el vínculo HVDC mencionado trabajando en el punto óptimo de operación (pérdidas eléctricas mínimas). Con esto se buscó obtener como resultado, una comparación entre el esquema DAG clásico versus un esquema optimizado que se puede obtener a través de la modulación de potencia del vínculo HVDC y de esta manera, consolidar un nuevo criterio que pueda ser implementado durante su futura operación. Según los estudios y simulaciones realizadas, la metodología y algoritmo de nuevo esquema de DAG resulta efectivo para solucionar sobrecargas post-falla, haciendo más conveniente el uso del automatismo en comparación el actual, al mismo tiempo que el vínculo HVDC estará trabajando en el estado de mínimas pérdidas para el sistema.

Palabras claves - Transmisión en Corriente Continua; HVDC; Estudios eléctricos; Operación y despacho de sistemas eléctricos de potencia.

INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo forma parte de un proyecto de investigación y desarrollo (PID) radicado en UTN-FRBA [1], en el cual se diseñó un sistema de transmisión en HVDC de ± 600 kV – 3000 MW – 1200 km, que funcionará en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) considerando como año de operación a máxima capacidad en el 2025. En éste se ha estudiado y determinado la factibilidad tanto técnica como económica de un nuevo vínculo HVDC que vincule dos puntos claves del SADI, uno notablemente exportador, por los proyectos que existen en esa región y en otras aledañas que pueden insertarse en ese nodo, y otro netamente consumidor que corresponde a una región que consume el 35% de la demanda total del país. Como parte del estudio se modeló el funcionamiento de una nueva línea HVDC con configuración bipolar con retorno por tierra, que vincula punto a punto el sistema patagónico desde ET Puerto Madryn, Estación Convertidora Sur (ECS), con la futura ET Plomer en el nodo GBA, Estación Convertidora Centro (ECC). Para determinar criterios óptimos de operación y despacho, se analizó el sistema en distintas condiciones de funcionamiento estático, normal y en condiciones N-1, buscando obtener como resultado un criterio de operación y despacho que permita un óptimo desempeño y aprovechamiento. Se consideraron las centrales de generación hidráulica, térmica y eólica, modelando también todos los proyectos adjudicados en las últimas licitaciones públicas y se utilizó un valor de demanda escalada al año de máxima capacidad, adoptando los datos y criterios utilizados en la Guía de Referencia de Transener [2]. Considerando que será clave lograr

un adecuado despacho y utilización del vínculo diseñado con el objetivo de reducir las pérdidas en el sistema como así también despachar la generación más limpia y de recursos renovables, condición que tendrá asociado un alto porcentaje de generación renovable con sus características inherentes de intermitencia, se estudiaron escenarios de alta y baja demanda (verano e invierno) en distintas franjas horarias (pico, resto y valle) con distintos escenarios de generación, considerando la estacionalidad de la misma. En estos escenarios se priorizaron también cuestiones de reducción de maniobrabilidad de equipamiento de compensación y la operación con mínimas pérdidas totales en el sistema. Una vez definido el punto de operación óptimo de despacho del vínculo HVDC, se estudió un nuevo esquema del automatismo de Desconexión Automática de Generación Comahue (DAGCOM), considerando un algoritmo inteligente que forme parte de la lógica y que sea capaz de considerar el vínculo HVDC en la toma de decisión y lo pueda utilizar como un elemento amortiguador de la potencia de desconexión requerida ante distintas contingencias en el SADI.

El sistema argentino de interconexión

Para modelar el sistema al año de inicio de funcionamiento del vínculo HVDC se deben tener en cuenta el estado actual de la generación y demanda y el escenario futuro partiendo del actual y considerando el crecimiento previsto del sistema.

A. Estado Actual

El sistema actual tiene las siguientes características según [3]:

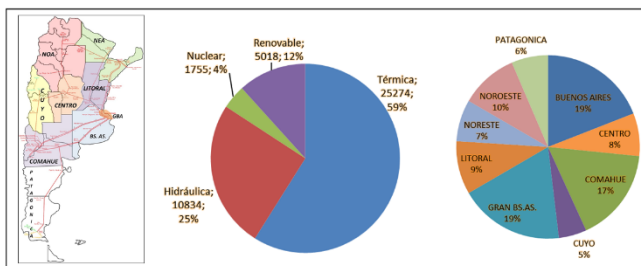


Fig. 1. Potencia instalada en el SADI

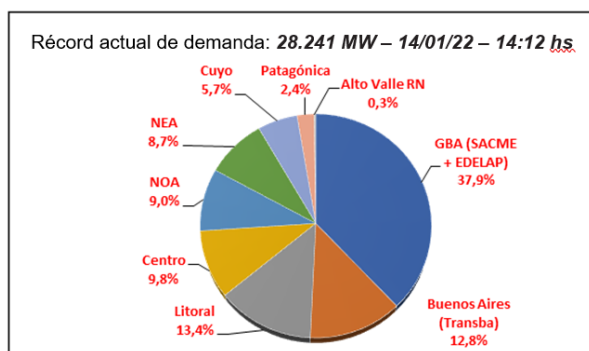


Fig. 2. Demanda del SADI

B. Estado futuro

Los proyectos considerados para el modelado y estudio de la red a futuro considerando la demanda con un ritmo anual de crecimiento del 3%, al año del estudio se prevé que crecerá en 7.021MW, a razón de 878MW por año. La consideración de proyectos de generación privada con alguna base sólida en el mercado y en la órbita del

estado muestra que el crecimiento de la oferta excedería al de la demanda en el mismo período en más de 4.000MW [2].

TABLA I
 VALORES DE GENERACIÓN Y DEMANDA DEL MODELO [MW]

Área	P. inst. Dic. 2018	Proyectos Gen.	P. inst. año 2026	Dem. año 2026
Buenos Aires	7.130	3.018	8.517	3.946
Centro	3.315	804	3.296	2.829
Comahue	6.848	928	9.087	1.100
Cuyo	1.845	1.062	3.030	2.021
GBA	7.627	801	8.432	12.555
Litoral	3.727	993	10.305	4.269
NEA	3.081	91	4.545	2.416
NOA	3.447	1.984	3.947	2.644
Patagonia	1.526	1.381	4.887	1.329
Total SADI	38.547	11.061	56.604	33.341

C. Ventajas generales de los sistemas HVDC sobre los de corriente alterna

La transmisión en alta tensión corriente continua (HVDC) cuenta con ventajas técnicas, económicas y ambientales respecto a la alterna (HVAC) convencional. Algunas de estas son menor costo total (a partir de cierta potencia y distancia), mejor control del flujo de potencia, mayor estabilidad del sistema, no afecta al nivel de potencia de cortocircuito en nodos de conexión, menor franja de servidumbre (menor impacto ambiental), más alta capacidad de transmisión que AC, pueden interconectar sistemas de distintas frecuencias, menores pérdidas de transmisión, control exacto del flujo de potencia vendida entre empresas eléctricas, posibilidad de evitar desconexiones en cascada por sobrecargas, respalda al sistema de HVAC ante contingencias, reduce la

inestabilidad de frecuencia en un sistema pudiendo aportar potencia adicional en condiciones de emergencia, entre otras [4].

D. Automatismo de Desconexión Automática de Generación (DAG)

En los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna, el valor de la frecuencia es el indicador del equilibrio de la generación frente a las variaciones de la demanda y consecuentemente las pérdidas eléctricas del sistema, el cual es de suma importancia mantenerlo en su valor nominal, permitiendo muy leves variaciones alrededor de él. Esta variable representa un parámetro de calidad de servicio. El sistema debe estar preparado para absorber los cambios leves que se produzcan en la frecuencia mediante la regulación primaria y secundaria de frecuencia a través de las unidades destinadas a tal fin. Dentro de los esquemas de seguridad del SADI se encuentra la Desconexión Automática de Generación, la cual en el caso de distintos tipos de fallas que conlleven a pérdidas de elementos del sistema de transmisión actúe sobre un conjunto de unidades generadoras con la finalidad de desconectar ciertos volúmenes de potencia para que el sistema no pierda su estabilidad y no haya riesgos de colapso. En el Sistema Argentino de Interconexión existen varios automatismos que monitorean la red y son capaces de responder de forma inmediata ante eventos de fallas que puedan comprometer el funcionamiento del sistema, cada uno de ellos atiende diferentes regiones y con distintas filosofías adecuadas a cada una de ellas. Las zonas de coberturas son las siguientes [6]:

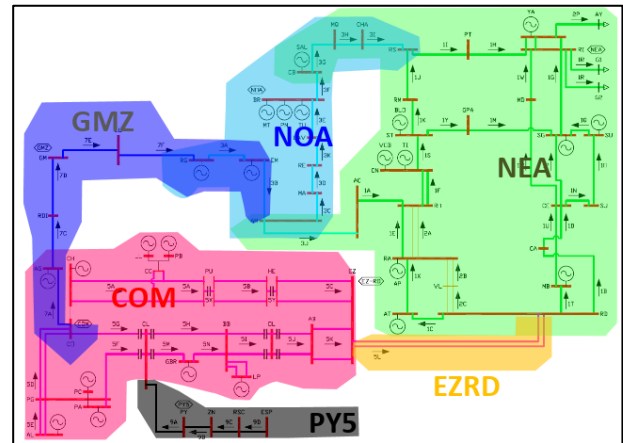


Fig. 3. Zonas de actuación de los Automatismos DAG en el SADI

La principal distinción entre los automatismos que operan en distintas zonas es que puede actuar por niveles (COM) o por eventos (NEA, NOA, GMZ). En el caso del corredor Comahue - GBA, donde rige la operación de la DAGCOM será de vital importancia que su actuación incorpore la consigna de operación del vínculo HVDC en estudio. La lógica de funcionamiento actual está basada en niveles de desconexión que están asociados generalmente a la desconexión de generación en exceso, producto de escalones discretos de potencia asociados a cada nivel implementado en función del tipo de falla y su ubicación. Este automatismo se podría reemplazar para que, ante la existencia de un vínculo HVDC en el sistema no solo pueda variar rápidamente su potencia despachada y contribuir a la reducción de volumen de desconexión de generación, sino para que también se pueda implementar un esquema de disparos por eventos que permitan obtener una mayor selectividad y efectividad ante cada falla de la red. En este trabajo se proponen algunas soluciones de readaptación del automatismo para tal fin.

DESARROLLO

A. Operación, despacho y futuras limitantes de la red sin la inclusión del vínculo HVDC

Con la finalidad de determinar las limitantes futuras del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) fueron analizados los niveles de máxima transferencia de potencia para un despacho conjunto de la generación Hidráulica – Eólica asociadas a las regiones de la Patagonia, Comahue y Buenos Aires. A su vez, fueron tenidos en cuenta los límites de tensión determinados por CAMESA para garantizar la calidad del servicio y la seguridad en la operación [5], en los casos en que ésta resultara efectivamente la condición limitante producto de la priorización de la transferencia en el corredor Patagonia – Comahue – Buenos Aires.

Los escenarios analizados, los cuales cuentan con un despacho asignado a cada tecnología de generación mencionada, la cual está vinculada a condiciones inherentes de la estacionalidad, la configuración del equipamiento de maniobra y el valor de la demanda, se numeran a continuación:

- 1) Verano Pico 2026
- 2) Verano Valle 2026
- 3) Invierno Pico 2025
- 4) Invierno Resto 2025
- 5) Invierno Valle 2025

B. Nuevo esquema de DAGCOM

El nuevo esquema de DAGCOM incluirá en su matriz de decisión la potencia de transmisión por el vínculo

HVDC, pudiendo utilizar la capacidad remanente en el mismo para compensar sobrecargas postfalla dependiendo del tipo de evento ocurrido. La metodología considerada fue la siguiente:

A cada línea vinculada a un evento de la DAGCOM se le asocia un índice. El unifilar simplificado de la red a considerar se muestra a continuación:

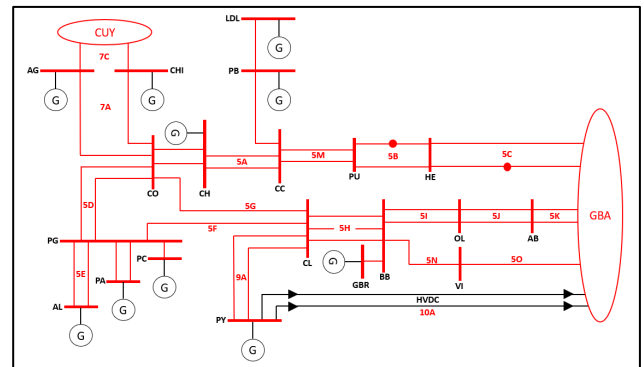


Fig. 4. Esquema simplificado red de extra alta tensión

En la simulación de múltiples contingencias en la red de extra alta tensión bajo análisis se utiliza un método de simulación estática que considera la respuesta de los “Governors” [7] de los generadores en servicio, el cual permite repartir los desbalances de potencia en función del estatismo permanente y la reserva primaria asignada en cada flujo de carga. Se denomina I_{fa} al índice de la línea que se desconecta debido a una contingencia. En el proceso iterativo de simulación de contingencias en la red bajo análisis, para las magnitudes monitoreadas (Potencia y dirección del flujo), se registran los siguientes estados:

$X_{pre_I_{fa}}$ Magnitud prefalla de línea I_{fa}

X_{pre_i} Magnitud prefalla ante salida de línea I_{fa}

X_{post_i} Magnitud postfalla ante salida de línea I_{fa}

En función de estos valores se pueden calcular los factores de distribución del flujo postfalla sobre la línea i por la salida de la línea I_{fa} :

$$K_{DIS}(i, I_{fa}) = \frac{P_{post_i} - P_{pre_i}}{P_{pre_I_{fa}}}$$

Los factores de distribución K_{DIS} debería mantenerse aproximadamente constante para una topología particular de la red y escenario de despacho. De esta manera se puede definir la Potencia de Sobrecarga de la línea i como:

$$P_{Sobrecarga} = P_{pre_i} + K_{DIS}(i, I_{fa}) * P_{pre_I_{fa}} - P_{Lim_i}$$

La selección de máquinas que integraran la lógica de DAGCOM toma en cuenta un algoritmo capaz de identificar condiciones de borde predefinidas por cada central, como también el estado operativo y el factor de incidencia sobre la línea sobrecargada “ i ”. De esta manera obtenemos la siguiente ecuación:

$$P_{DAG_selección} = \sum P_{gen_i} \forall \sum P_{gen_i} * |K_{incidencia_i}| \geq P_{Sobrecarga}$$

Adicionalmente se plantea una ecuación de selección de Potencia de DAG que tome en cuenta la modulación de potencia del vínculo HVDC:

$$P_{DAG_selección_{HVDC}} = \sum P_{gen_i} \forall \sum P_{gen_i} * |K_{incidencia_i}| \geq (P_{Sobrecarga} - P_{modulación_{HVDC}} * |K_{incidencia_{HVDC}}|)$$

A modo comparativo se define un factor de eficiencia que permitirá comparar la selección convencional de DAG ($P_{DAG_selección}$) en relación con la selección de DAG tomando en cuenta la modulación del vínculo HVDC ($P_{DAG_selección_{HVDC}}$):

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = \left(1 - \frac{P_{DAG_selección_{HVDC}}}{P_{DAG_selección}} \right) * 100 [\%];$$

$$\forall P_{DAG_selección} > 0$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron simulaciones con el software PSS/E V33 donde se modeló el sistema al año 2025-2026 según consideraciones de planeamiento de la red, obtenidas de [2].

Programación y efectividad DAGCOM por eventos

Tomando como base la potencia de transmisión de mínimas pérdidas por el vínculo HVDC (1100 MW por polo), se procede a efectuar la metodología de cálculo para el nuevo esquema de

DAGCOM. A modo demostrativo se realizaron validaciones de la metodología planteada para contingencias simples de la red de extra alta tensión. El algoritmo implementado es capaz de determinar la potencia de DAG necesaria, así como también, su efectividad incorporando la modulación de transmisión por el vínculo HVDC. El siguiente diagrama demuestra simplificada los pasos efectuados para la obtención de los resultados:

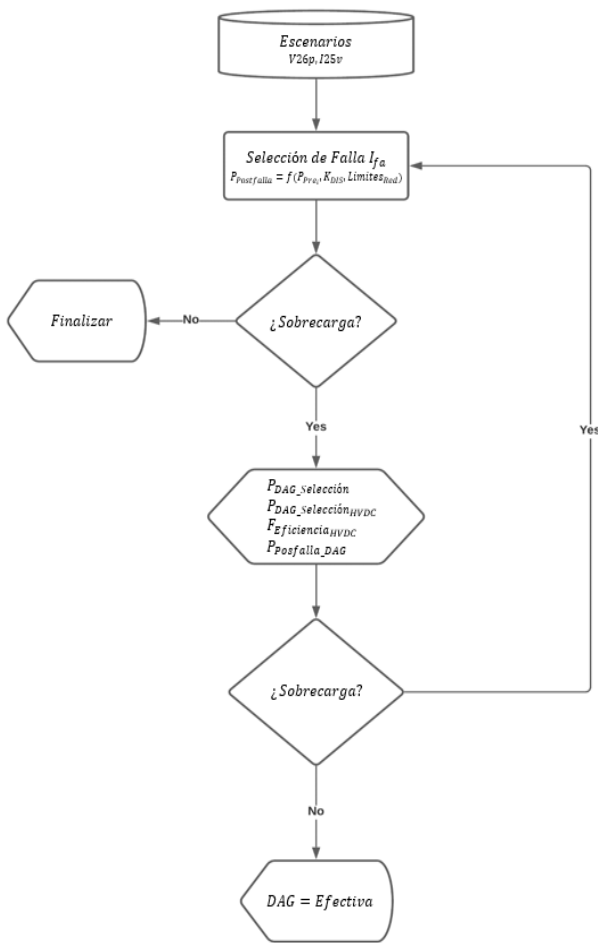


Fig. 5. Diagrama de cálculo

1. Verano Pico 2026

1.1. Falla Simple “5M”

En este evento se presenta una

sobrecarga en el corredor paralelo. Los valores de DAG calculados se presentan a continuación:

$$P_{DAG_{selección}} = 690 \text{ MW}$$

- 2 máquinas CT Loma de la Lata
- 1 máquina CH Planicie Banderita
- 1 máquina CH Planicie Banderita

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 210 \text{ MW (800 MW Modulación)}$$

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 69.57\%$$

1.2. Falla Simple “5J”

En este evento se presenta una sobrecarga en el corredor paralelo. Los valores de DAG calculados se presentan a continuación:

$$P_{DAG_{selección}} = 560 \text{ MW}$$

- 1 máquina CT Guillermo Brown
- Generación Renovable Bahía Blanca

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 0 \text{ MW (700 MW Modulación)}$$

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 100\%$$

2. Invierno Valle 2025

2.1. Falla Simple “5D”

En este evento se presenta una sobrecarga en el corredor “5F”. Los valores de DAG calculados se presentan a continuación:

$$P_{DAG_{selección}} = 670 \text{ MW}$$

- 2 máquinas CH Piedra del
Águila

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 0 \text{ MW (0 MW Modulación)}$$

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 0\%$$

2.2. Falla Simple “5F”

En este evento se presentan sobrecargas en los corredores “5D” y “5A”. Los valores de DAG calculados se presentan a continuación para cada corredor:

2.2.1. “5D”:

$$P_{DAG_{selección}} = 95 \text{ MW}$$

- 1 Máquina CH Pichi Picun
Leufu
- RAG CH Alicura

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 0 \text{ MW (0 MW Modulación)}$$

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 0\%$$

2.2.2. “5A”:

$$P_{DAG_{selección}} = 120 \text{ MW}$$

- 1 máquina CT Loma de la
Lata

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 0 \text{ MW (270 MW Modulación)}$$

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 100\%$$

2.3. Falla Simple “HVDC Polo 1”

En este evento se presenta una sobrecarga en el corredor “5M”. Los valores de DAG calculados se presentan a continuación:

$$P_{DAG_{selección}} = 200 \text{ MW}$$

- 1 máquina CH Planicie
Banderita

$$P_{DAG_{selección_{HVDC}}} = 12 \text{ MW (400 MW Modulación)}$$

- RAG CH Planicie
Banderita

$$F_{Eficiencia_{HVDC}} = 94\%$$

CONCLUSIONES

Luego de analizar la operación del vínculo HVDC en los escenarios planteados se logró determinar que la potencia de transmisión de mínimas pérdidas se encuentra en un valor comprendido entre 1100 MW y 1200 MW por polo. Partiendo de un valor predefinido de 1100 MW por polo se analizó un nuevo esquema de DAGCOM que actúa en función de eventos y se definió un factor de eficiencia denominado $F_{Eficiencia_{HVDC}}$ que permite comparar la metodología tradicional en relación con la propuesta de modulación de la potencia de transmisión por el vínculo HVDC. Dentro de los resultados obtenidos se pudieron verificar que muchas de las sobrecargas post-falla evidenciadas podían ser amortiguadas mediante el aumento de transmisión HVDC logrando de esta manera una selección de máquinas más eficiente (menor cantidad de unidades a desconectar), y en algunos casos da lugar

a la posibilidad de solventar sobrecargas menores mediante la aplicación de lógicas de Reducción Automática de Generación (RAG). En las fallas analizadas donde el vínculo HVDC tenía incidencia en la sobrecarga post-falla se pudo verificar que la eficiencia de aumentar la potencia de transmisión en relación con la cantidad de máquinas a desconectar y la potencia seleccionada del método base, alcanzó un valor mínimo del 69.57%, llegando a un máximo del 100%. Como conclusión podemos afirmar que la metodología y algoritmo implementado de nuevo esquema de DAGCOM resulta efectivo para solucionar sobrecargas post-falla, haciendo más efectivo el uso del automatismo en comparación el actual y queda como desafío para un trabajo futuro poder verificar dicha efectividad mediante un análisis de detalle utilizando simulaciones de estabilidad transitoria.

REFERENCIAS

- [1] Proyectos de Investigación y Desarrollo (PID) “Operación y despacho del vínculo HVDC Patagonia - GBA en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)” de la UTN FRBA, 2019 – 2021 en continuación del PID “Ingeniería de la transmisión de energía por corriente continua en el corredor eléctrico patagónico” (ING-TCC) de la UTN FRBA, 2016-2018.
- [2] Guía de referencia de TRANSENER, 2018-2025.
- [3] Informe mensual de CAMMESA, Julio 2022.

[4] J. Arrillaga, B. Smith, “AC-DC Power System Analysis”, The Institution of Electrical Engineers, 1998.

[5] Procedimiento técnico N°5 de CAMMESA "Control de tensión y Potencia reactiva".

[6] Orden de Servicio N°21 TRANSENER. Operación de Recursos Estabilizantes del Corredor GBA – Litoral – NEA - Garabí - DAG/DAD NEA

[7] Manual de Programa de Simulación PSS/E Siemens PTI.

Fundamentos para incorporar en la reglamentación de Argentina, límites directos del desbalance en las Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

Héctor O. Pascual, Ariel A. Albanese, José L. Maccarone, Guillermo R. Cocha.

UTN FRLP Grupo de I+D: Tratamiento de Señales en Sistemas Eléctricos (TSSE) y CODAPLI. Av.60 esq. 124 s/n, La Plata, Buenos Aires, Argentina // Tel: +54-0221-412-4300 // e-mail: opascual@frlp.utn.edu.ar

Resumen – El desbalance es una alteración que frecuentemente aparece en los sistemas de distribución de energía eléctrica y afecta a la calidad de la energía entregada por el mismo. Dicho desbalance se produce cuando el sistema trifásico de tensiones o corrientes se aparta de su condición de equilibrio en módulos o fases. Su cuantificación puede obtenerse, según IEC e IEEE, mediante un factor de desbalance (relación porcentual entre los componentes de secuencia negativa y positiva). Este factor está acotado en muchos países, pero en otros, como es el caso de Argentina, no se encuentra acotado directamente a través de la normativa vigente.

El objeto del presente trabajo es mostrar la conveniencia de modificar la reglamentación vigente de nuestro país, con el objeto de incorporar en la misma límites que acoten directamente los niveles de desbalance en tensiones, considerando que un sistema desbalanceado incrementa las pérdidas de energía y disminuye considerablemente el rendimiento de gran parte de los equipos conectados al sistema trifásico.

Palabras claves - Desbalance; Sistemas Eléctricos; Reglamentación; Pérdidas de energía.

INTRODUCCIÓN

En un sistema de distribución trifásico de energía eléctrica se pueden presentar desbalances en tensiones y corrientes. Estos se producen cuando los módulos del sistema de tensiones o corrientes son desiguales o bien cuando los ángulos de separación entre los fasores de las mencionadas tensiones o corrientes se apartan de los 120° entre sí.

Las redes de distribución de energía eléctrica, alimentan cargas que pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas desequilibradas. Este tipo de cargas pueden ocasionar un sistema de corrientes desiguales en las fases de una línea, motivo por el cual el sistema puede presentar un grado de desbalance en corrientes. Además, la circulación de corrientes diferentes en las distintas fases del sistema, lleva a que las caídas de tensiones en cada fase se encuentren desequilibradas, motivo por el cual el sistema también presentará un grado de desbalance en sus tensiones en el punto de alimentación de los diferentes consumos. El desbalance dependerá de las cargas, de las características de las líneas empleadas en el sistema de distribución y de las tensiones en el punto de alimentación a la red de distribución.

Los sistemas desbalanceados pueden estudiarse a través de su descomposición en tres sistemas trifásicos compuestos por: un sistema balanceado de secuencia positiva o directa (coincidente con la secuencia del sistema de distribución en estudio), un sistema balanceado de secuencia negativa o inversa, (el cual posee una secuencia opuesta a la del sistema de distribución) y una secuencia homopolar

o cero, compuesta por una terna de fasores de igual magnitud y fase.

En la normativa nacional (ENRE Res: 184, 2000) y a través de los correspondientes contratos de concesión de las diferentes empresas distribuidoras del país, no se encuentra acotado el desbalance en forma directa. Lo cual permite que el desbalance en Argentina, pueda alcanzar valores excesivos (de acuerdo a los recomendados por normativas internacionales), sin violar ninguna de las reglamentaciones vigentes.

En tal sentido, es objeto del presente trabajo mostrar la necesidad de incorporar en la reglamentación de nuestro país, límites directos del desbalance en las Redes de Distribución de Energía Eléctrica, para evitar que éste presente valores como los mostrados en el desarrollo del trabajo, sin posibilidad de penalización alguna.

DESARROLLO

Cuantificación del desbalance:

De acuerdo con la normativa internacional (IEC 61000-4-30, 2008) o (IEEE Std 1159, 2009), el desbalance en un sistema trifásico se puede cuantificar a través de la relación entre la magnitud de la componente de secuencia negativa y la magnitud de la componente de secuencia positiva, expresada como porcentaje, la cual representaremos como $F_{dvn}(1)$ y $F_{din}(2)$ para las tensiones y corrientes respectivamente.

$$F_{dvn} = \frac{|V^{neg}|}{|V^{pos}|} \times 100 \quad (1)$$

$$F_{din} = \frac{|I^{neg}|}{|I^{pos}|} \times 100 \quad (2)$$

Además, cabe mencionar que en la descomposición de un sistema trifásico de distribución desbalanceado, con conexión en estrella y neutro conectado, pueden aparecer componentes de secuencia homopolar, motivo por el cual podría también evaluarse un factor de desbalance homopolar, dado en forma porcentual por la relación entre la magnitud de la componente de secuencia homopolar y la magnitud de la componente de secuencia positiva, representados por F_{dvh} (3) y F_{dih} (4) para tensiones y corrientes respectivamente.

$$F_{dvh} = \frac{|V^{hom}|}{|V^{pos}|} \times 100 \quad (3)$$

$$F_{dih} = \frac{|I^{hom}|}{|I^{pos}|} \times 100 \quad (4)$$

El cálculo de las componentes de secuencias positiva, negativa y homopolar se efectúa a través de la aplicación del teorema de Fortescue (Grainger J. J. 1995) y estarán dadas por las expresiones (5) o (6) según corresponda a tensiones o corrientes.

$$\begin{bmatrix} V_a^{hom} \\ V_a^{pos} \\ V_a^{neg} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} I_a^{hom} \\ I_a^{pos} \\ I_a^{neg} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (6)$$

En estas últimas “a” es un operador que genera una rotación de 120° en la dirección contraria a la de las agujas de un reloj.

$$a = 1 \angle 120^\circ = 1e^{j2\pi/3} = -0.5 + j0.866$$

La normativa nacional (ENRE Res: 184, 2000), a través de los correspondientes contratos de concesión de las diferentes empresas distribuidoras del país, no presenta límites para el factor de desbalance en la tensión de manera directa, sino que se tiene una cierta cota, a través de considerar los niveles máximos y mínimos admitidos para los módulos de las tensiones de cada fase. Cabe mencionar que en la citada reglamentación no se encuentra contemplado el desbalance en las corrientes.

Valores del desbalance en tensiones permitidos en Argentina:

De acuerdo con lo mencionado anteriormente y lo desarrollado en (Pascual et al. 2013) y (Pascual et al. 2014), es posible decir que para determinar los valores que podrían alcanzar los Factores de desbalance en tensiones F_{dvn} y F_{dvh} se deben tener en cuenta las variaciones admitidas para los módulos de las tres tensiones de fase y los apartamientos angulares de cada una de ellas respecto a los 120° de separación que debería existir entre las mismas para conformar un sistema balanceado.

El rango de variación que puede presentarse para los módulos de las

tensiones de fase, en baja tensión, se encuentra acotado por la normativa nacional y es de $\pm 8,0\%$ de la tensión nominal del sistema eléctrico de distribución.

En relación con los límites de la variación angular, en su apartamiento de los 120° entre los fasores que conforman el sistema trifásico, la normativa nacional no fija ningún rango al respecto.

Con el objeto de determinar un posible rango de variación angular de las diferentes fases de las tensiones de carga en un sistema de distribución de baja tensión, con respecto a un sistema trifásico de referencia balanceado, es posible basar el análisis en un circuito que represente una fase, teniendo presente las características de la línea y el tipo de carga conectada a ella. Para lo cual se tomaron las siguientes consideraciones:

- Todos los casos analizados contemplan la máxima corriente posible en la línea, sin superar el valor admisible del conductor, ni los límites de tensión permitidos en la carga.
- Las tensiones no presentan deformación.
- Las cargas consideradas en los diferentes casos, presentan un factor de potencia que varía entre 0.85 capacitivo y 0.85 inductivo.
- Las longitudes de líneas utilizadas van desde los 50 a los 500 metros.

Del análisis efectuado se desprende que el rango de variación angular entre los fasores correspondientes a la tensión de alimentación de la línea y el fador de tensión en la carga, para todos los tipos

de líneas considerados, se encuentra entre -15.58° y 2.34° .

Determinados los posibles rangos de variación de las seis variables involucradas (3 correspondientes a los módulos de los fasores de las tensiones de las fases y 3 a los ángulos de estos fasores), es posible identificar los valores máximos que podrían alcanzar los Factores de desbalance en tensiones F_{dvn} y F_{dvh} . Para cumplir con el objetivo buscado se empleó un algoritmo genético, el cual proporciona un método de búsqueda dirigida basada en probabilidades, con amplia aplicación en problemas de optimización en los cuales el número de variables es grande.

Los resultados obtenidos permiten decir que para una línea que presenta las siguientes características:

Material: *Aleación de Al.*
 Sección: $3 \times 185/95 \text{ mm}^2$
 Disposición: *Horizontal Aislador perno rígido.*
 Resistencia: 0.172 Ohm/Km
 Reactancia: 0.241 Ohm/Km
 Corriente admisible: 400 A

Cuando las cargas conectadas a la citada línea, provoquen en sus bornes, un sistema trifásico de tensiones conformado de la siguiente manera:

Tabla 1: Sistema tensiones en la carga (F_{dvn})

Fase 1 [°]	Fase 2 [°]	Fase 3 [°]	Fase 1 [V]	Fase 2 [V]	Fase 3 [V]
0	-135.58	104.42	237.6	237.6	202.4

El factor de desbalance de secuencia negativa F_{dvn} tomará un valor de **14.10%**.

Utilizando la misma línea, pero con una combinación de cargas que en

sus bornes presente el siguiente sistema trifásico de tensiones:

Tabla 2: Sistema de tensiones en la carga (F_{dvh})

Fase 1 [°]	Fase 2 [°]	Fase 3 [°]	Fase 1 [V]	Fase 2 [V]	Fase 3 [V]
0	-120	104.42	237.6	202.4	237.6

El factor de desbalance de secuencia homopolar F_{dvh} tomará un valor de **14.10%**.

Es oportuno aclarar que la condición teórica del sistema eléctrico que permitiría alcanzar los valores de máxima, correspondientes a los factores de desbalance F_{dvn} y F_{dvh} , tienen baja probabilidad de suceder en condiciones reales de explotación. Lo dicho, teniendo presente la combinación de situaciones que deberían darse para generar un sistema trifásico con las características mencionadas. Esto no invalida el hecho de que producto de la distribución incorrecta de cargas monofásicas en el sistema y/o por una alimentación a las líneas de distribución con características deficientes, se presenten valores de los factores de desbalance que provoquen inconvenientes en los clientes trifásicos conectados al sistema de distribución de energía eléctrica.

Si para las líneas de distribución contempladas en el estudio, no se considera un desvío angular entre la tensión de alimentación y la de carga, para ninguna de las fases, y sólo se contemplan las variaciones de los módulos de las tensiones permitidas en la reglamentación vigente, el valor máximo de los Factores de desbalance de secuencia negativa y homopolar F_{dvn} y F_{dvh} podrían alcanzar un **5.47%**. Para este último caso, el sistema trifásico de

tensiones en la carga estaría conformado de la siguiente manera:

Tabla 3: Sistema de tensiones en la carga, sin considerar variación angular.

Fase 1 [°]	Fase 2 [°]	Fase 3 [°]	Fase 1 [V]	Fase 2 [V]	Fase 3 [V]
0	-120	120	202.4	237.6	202.4

Valores admisibles del desbalance en corrientes:

Como ya se mencionó anteriormente, las redes de Distribución de energía Eléctrica, presentan generalmente corrientes diferentes en cada una de sus fases. El grado de desbalance de las corrientes no se encuentra acotado por la reglamentación vigente, pero en función de no violar los límites fijados para algunos de los parámetros que se vinculan con la calidad del producto técnico (tensión), dicho desbalance no debería superar un determinado valor.

Con el objeto de obtener el valor límite del factor de desbalance en corrientes se procede de acuerdo con lo establecido en (Pascual et al. 2018), en donde la base metodológica empleada consiste en analizar el comportamiento de la línea de distribución, con respecto a parámetros de calidad del producto técnico, cuando se efectúan barridos de ternas de corriente de secuencia negativa, con módulos diferentes, sobre ternas de corrientes de secuencia positiva, para las cuales también se emplean distintos módulos. Cabe aclarar que en el estudio se tuvo en cuenta sólo componentes de secuencia directa e inversa y además se realizaron las siguientes consideraciones:

- Las tensiones no presentan deformación y la terna que alimenta la línea en estudio es de secuencia directa, con sus módulos correspondientes al valor nominal.
- Se tienen en cuenta líneas con distintas características, para las cuales se varía su longitud entre 50 y 500 metros.
- Para todos los casos analizados se consideran diferentes corrientes de fase, pero sin superar la corriente admisible del conductor, ni los límites de tensión permitidos en la carga, ($\pm 8\%$ de la tensión nominal).
- El rango establecido para el ángulo entre tensión y corriente de cada fase se corresponde con un factor de potencia que se encuentra entre 0.85 capacitivo y 0.85 inductivo.
- Se establece como límite del Factor de desbalance de tensión al recomendado por (IEEE Std 1159, 2009) e (IEC 61000-2-2, 2000) que es del 2%, ya que en Argentina no se fija límite para este factor.

Los resultados arrojados por el estudio muestran que el valor máximo que podría tomar el factor de desbalance en corriente (F_{din}), sin afectar la calidad de servicio es de **52.9%**, más allá de que el valor de corriente que circula por las fases sea pequeño. Esto se debe a que para bajas corrientes el citado factor se corresponde con el máximo Factor de potencia admitido por la reglamentación. Es decir que, al incrementar el valor de la relación porcentual entre la componente de secuencia negativa y positiva, por encima del 52.9% provoca que para algún punto del barrido de la secuencia negativa sobre la positiva, se supera el máximo ángulo permitido entre la corriente y la tensión en la carga.

Problemas que ocasiona el desbalance:

Algunos de los problemas que se producen por el desbalance presente en los sistemas trifásicos son los siguientes:

- Incremento de las pérdidas de energía en las redes eléctricas.
- Calentamiento adicional de máquinas, limitando su capacidad de carga.
- Reducción del transporte de energía en los sistemas de distribución.
- Sobre corrientes en algunas de las fases.
- Propagación de desbalance a otros nodos de conexión de la red.
- Deterioro de fusibles de alimentadores o banco de capacitores.

Particularmente en motores asincrónicos:

- Torque opuesto al producido por el flujo principal (Freno eléctrico).
- Calentamiento y pérdida adicional en el bobinado del estator.
- Aumento de corrientes inducidas en el rotor, incrementando sus pérdidas.
- Vibraciones mecánicas.

Como una referencia para cuantificar el impacto que puede tener el desbalance, es posible decir que de acuerdo con (NEMA MG-1-2006) un factor de desbalance de 3.5% puede resultar en un 25% de calentamiento adicional en los motores eléctricos.

CONCLUSIONES

Más allá de que las recomendaciones que se desprenden de la normativa internacional tales como (IEEE Std 1159-2009) y (IEC 61000-2-2: 2000), las cuales establecen que el factor de desbalance en tensiones no

debería superar el 2%, en nuestro país este factor no se encuentra acotado y de acuerdo con lo mostrado en el presente trabajo, el desbalance podría superar significativamente el citado valor sin violar ninguna reglamentación vigente, con el consecuente perjuicio ocasionado por ello a los clientes trifásicos conectados al sistema de distribución, sin que estos tengan posibilidad de reclamo alguno.

En virtud de lo mencionado, consideramos altamente recomendable modificar la reglamentación con el objeto de incorporar en la misma, límites que acoten directamente los niveles de desbalance para que en ninguna condición de explotación del sistema sean superados, y evitar de esta forma que se distribuya energía con calidad deficiente.

REFERENCIAS

- ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina), Res. 184/2000.

- Goldberg David “Genetic Algorithms in Search, Optimization & Machine Learning”, Addison-Wesley (1989)

- Grainger J. J. and Stevenson W. D. Jr., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill, México, 391-440,(1995).

- IEC 61000-2-2: 2000, “Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 2-2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signaling in public low-voltage power supply systems”.

- IEC 61000-4-30: 2008., “Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods”.

- IEEE Std 1159-2009., “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”.

- NEMA MG 1-2006, Motors and Generators.

- Pascual Héctor Osvaldo., et al., “Determinación del Desbalance Admisible en Corrientes, para Líneas de Media Tensión,” Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL Argentina 2018, Buenos Aires, Argentina, septiembre de 2018.

- Pascual Héctor O., et al., “Análisis del factor de desbalance homopolar en redes de distribución argentinas, contemplando la reglamentación nacional vigente al respecto,” Congreso Internacional de Distribución Eléctrica CIDEL Argentina 2014, Buenos Aires, Argentina, septiembre de 2014. (7 páginas) (<http://www.cidel2014.com>).

- Pascual H. O., et al., “Análisis del Desbalance en Redes de Distribución Argentinas, Contemplando la Reglamentación Nacional Vigente al Respecto,” Décimo Quinto Encuentro Regional Ibero-americano del del CIGRÉ (XV ERIAC 2013), Foz de Iguazú-PR, Brasil, 19-23 de mayo de 2013.

Diagrama de Capacidad dinámico

Juan C. PETRAS, Rodrigo M. VIALE, Lionel I. BOSSI PAVOLENK; Luis A. FONROUGE
UTN-FRA, Ramón Franco 5050 (B1874ABY) Villa Dominico, Buenos Aires, Argentina Tel. +54 11 4353 0220, jpetras@fra.utn.edu.ar ;
MKB, Buenos Aires 563 (B1712JNA) Castelar, Provincia de Buenos Aires Tel. +54 9 11 5414 3548, luisfonrouge@gmail.com

Resumen –Con el advenimiento de la pandemia surgió la necesidad de modelar matemáticamente la máquina motriz, el generador y su acoplamiento a la red. La empresa MKB que brinda cursos de operaciones de generadores, celebra un convenio marco y un convenio específico con nuestra regional. Ya que no podía hacer cursos presenciales.

El diagrama de capacidad es representado como Q potencia reactiva [VAr] en ordenadas en función de P la potencia activa [W] en abscisa. En este se representan las curvas de iso-corrientes de armadura. Estas son arcos de circunferencia cuyo centro coincide con el centro de coordenadas. Al variar la tensión de la red, este arco de circunferencia varía su radio para igual valor de corriente. Además, el radio varía en función de la temperatura de entrada del aire de refrigeración.

El otro conjunto de curvas es de iso-corrientes de excitación. Las mismas también son arcos de circunferencia. Igual que en el caso anterior, la corriente máxima de excitación dependerá de la temperatura del refrigerante. Ya que la limitación es la temperatura máxima admisible de la aislación del bobinado del rotor. Con el generador operando en vacío, si bien al comienzo de la excitación existe una linealidad entre la corriente de excitación y la tensión en bornes, esta desaparece cuando comienza la saturación del flujo magnético en el hierro del estator y del rotor. Al continuar aumentando la corriente de excitación, el hierro se satura totalmente, y como consecuencia la tensión en bornes permanece constante.

Otro parámetro que modifica las curvas de iso-corriente de armadura, es la tensión en bornes. El diagrama de capacidad normalmente se traza para la tensión nominal en bornes. De acuerdo con las normas IEC, el generador puede operar a frecuencia nominal con una tensión en bornes de $\pm 5\%$ de la tensión nominal. Al aumentar o disminuir la tensión en bornes, las curvas de iso-corriente de armadura se agrandan o achican puesto que la variación de la tensión implica una variación de las potencias activa, reactiva y aparente.

Para ello se desarrolló un software modelando lo ante dicho, permitiendo que al cerrar el interruptor se puede variar la potencia de la máquina motora. Visualizando el vector de trabajo del generador (Potencia activa, Potencia reactiva).

También es graficado el ángulo de potencia, que permite visualizar la posible pérdida de sincronismo por subexcitación. Se visualiza el retorno de potencia cuando se motoriza el generador, si la máquina motora pasa a trabajar como freno.

Cuando las corrientes de excitación, armadura y/o potencia de la máquina motora es excedida; dichos valores son alarmados en la pantalla.

Si se subexcita y se pierde sincronismo; se abre el interruptor y la potencia de la máquina motora va a cero.

En toda condición de paralelo se discriminan las pérdidas en cojinetes y ventilación, Hierro estatórico, Cobre rotórico; todos componentes de las pérdidas totales y el rendimiento del generador. Al estar el interruptor abierto, si la diferencia de tensión entre el generador y la red supera en módulo un valor prefijado, el sistema no permitirá el cierre del interruptor.

Palabras claves – Capacidad; Dinámica; Generador

INTRODUCCIÓN

La empresa MKB SRL ofrece capacitación en sistemas de potencia y generadores. Al declararse la pandemia y en consecuencia la imposibilidad de concurrir físicamente al laboratorio para realizar las prácticas surgió la necesidad de hacerlas en forma virtual.

Así a través de la vinculación que a posterior se hizo entre la Facultad Regional Avellaneda y MKB SRL. Se comenzó a trabajar en este proyecto. Se realizaron los correspondientes convenios, marco y específico.

La idea original fue poder modelar una máquina motriz con un rendimiento Cte. acoplada a un generador. De esta máquina motriz se puede variar la potencia efectiva entregada en el eje. El sistema calcula la potencia de la máquina motriz con el rendimiento predefinido.

El generador tiene los datos de diseño ó placa que son corriente de armadura, corriente de excitación, tensión en bornes y frecuencia. Asimismo, tiene definido el rendimiento del generador para dicho punto, el valor máximo del módulo de la diferencia de tensión entre la red y el generador para habilitar el acoplamiento (cierre del interruptor de máquina). También se puede variar la temperatura ambiente del aire refrigerante en la entrada al generador, y la tensión en bornes, para observar las correspondientes modificaciones de las curvas del diagrama de capacidad.

La red es de 50 Hz constante. La tensión en bornes se puede modificar entre 360 V y 440 V.

DESARROLLO

CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La corriente de excitación genera un campo magnético que recorre el hierro del estator y del rotor más el aire en el entrehierro. Esto significa que a bajas corrientes de excitación la intensidad del campo magnético estará limitada por la reluctancia del entrehierro. Cuando el hierro comienza a saturarse la curva comienza a disminuir la pendiente hasta la saturación total del hierro. A partir de la saturación total del hierro, un aumento de la corriente de excitación no produce aumento en la tensión en bornes. Ver fig.1 y 2. Extraído del curso de MKB, también se puede consultar Circuitos eléctricos y magnéticos de Sobrevila.

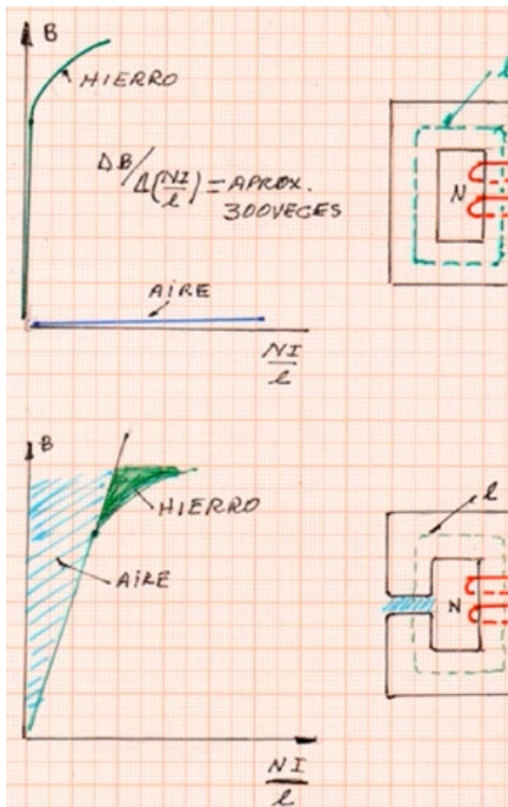


Fig. 1

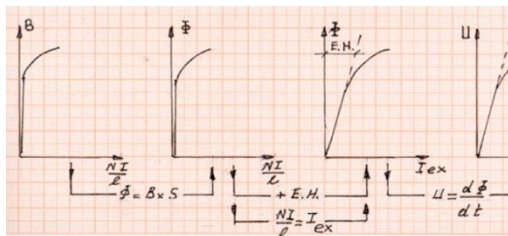


Fig. 2

El generador fue construido por MKB. con los siguientes valores de parámetros principales: La tensión mínima del generador en vacío es 360V corresponde a una corriente de excitación de 2,45 A, La tensión máxima es de 440V a la cual le corresponde una corriente de excitación de 3,22 A en vacío. La máxima tensión es de 600V, ver la Fig. 3.

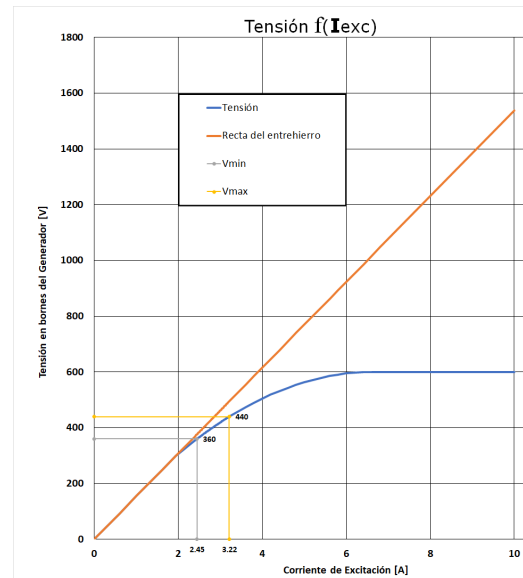


Fig. 3

Esto produce que en el diagrama de capacidad las curvas de iso-corriente de excitación variarán con la tensión de la red para que al igualar tensiones del generador y red y cerrar el interruptor de máquina esta no posea un vector de potencia aparente. Esto se visualiza en las Fig. 4 y 5.

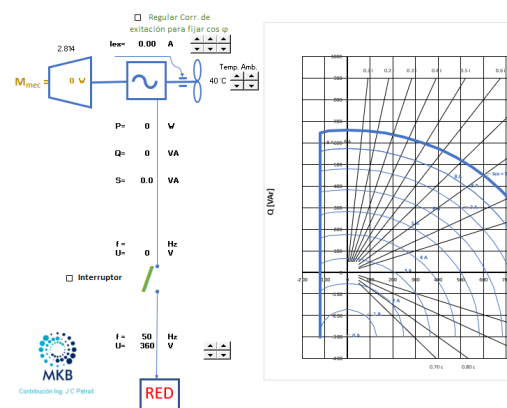


Fig. 4 Ured=360V

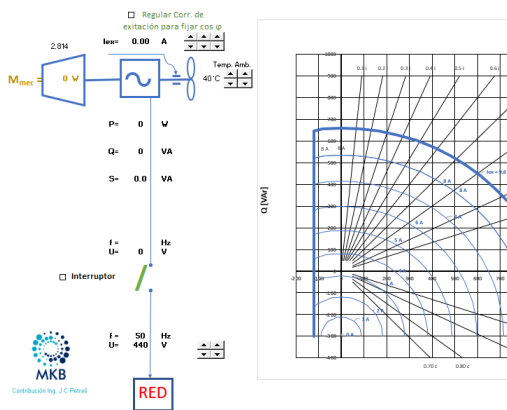


Fig. 5 Ured=440V

Con motivo de haber construido el generador con un motor asincrónico trifásico, la baja sección de las ranuras del rotor ha provocado una alta densidad de corriente en la bobina de excitación (A/mm^2), como consecuencia, la disipación de calor del rotor está más comprometida que la del estator. Cabe destacar que, en los generadores industriales, la corriente de armadura es mayor que la corriente de excitación.

La máxima corriente de excitación es una función realizada por MKB.

$$I_{exc}[A] = 9,01 \sqrt{\frac{80 + (40 - T[^\circ C])}{80}}$$

En las curvas de iso-corriente de excitación se visualiza de la siguiente forma, ver Fig. 6, 7 y 8.

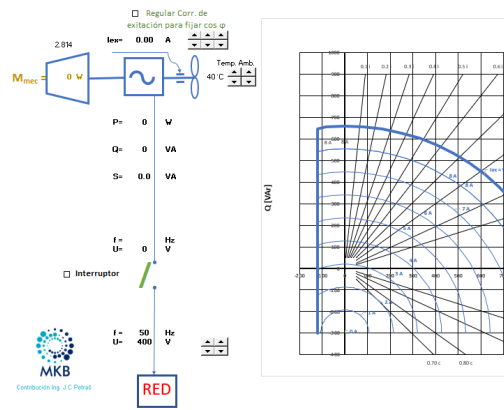


Fig. 6 a Tamb=40°C

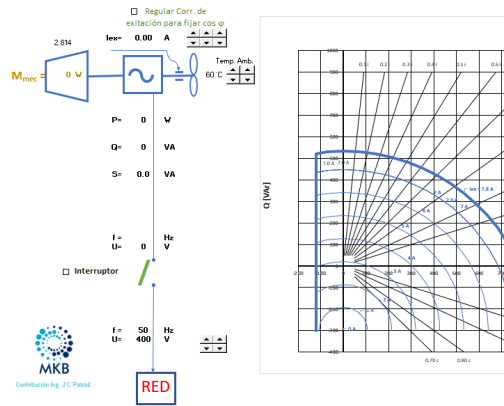


Fig. 7 a Tamb=60°C

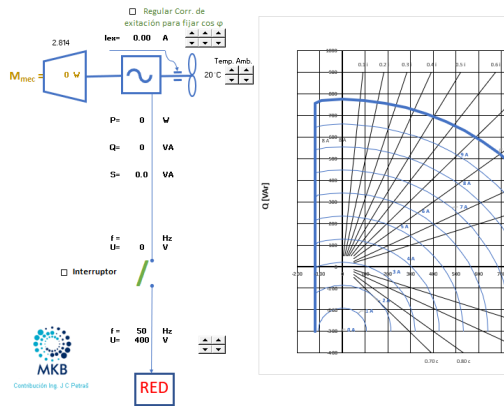


Fig. 8 a Tamb=20°C

CORRIENTE DE ARMADURA

Analizando la corriente de armadura esta modifica su posición en el diagrama de capacidad según cambia la

tensión de la red. Dado que al modificar la tensión se modifican las tres potencias.

En las Fig. 9, 10 y 11 podemos ver este cambio en el diagrama de capacidad. Si bien los límites del diagrama de capacidad han sido definidos por MKB. Se puede consultar los capítulos 2.4.24 y 2.4.25 del libro II de Sobrevila

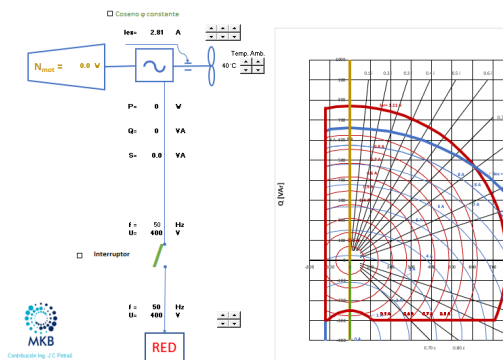


Fig. 9 Ured=400V

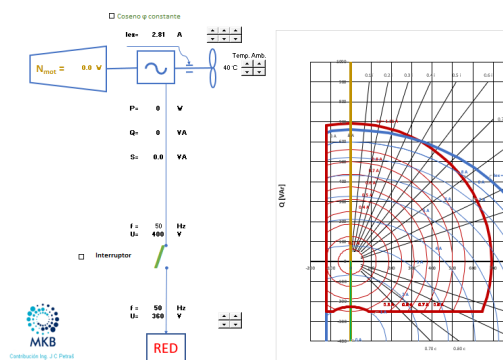


Fig. 10 Ured=360V

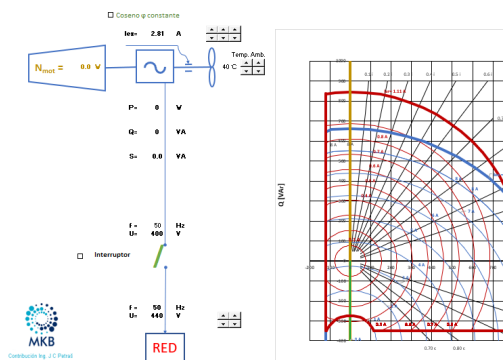


Fig. 11 Ured=440V

PARALELO DEL GENERADOR

Análisis del paralelo del generador con la red. Si la tensión del generador es igual a la tensión de la red, la corriente de armadura será cero. La potencia reactiva y aparente puede no ser cero dado que la corriente de excitación solo se puede modificar en saltos de 10 mA. Esto genera valores residuales en las potencias mencionadas. Otra forma de verlo es que el módulo de la diferencia de tensión entre la red y el generador es menor a 0,5 V y la tensión del generador se muestra a la unidad, no con decimales. Esto puede apreciarse en la Fig. 12

En la Fig.13 se aumentó la potencia activa para aproximarla al límite del diagrama de capacidad definido por MKB.

En la Fig. 14 se excede dicho límite y se evidencia por marcar en rojo la potencia reactiva.

Al seguir aumentando la potencia activa se pierde el sincronismo ver Fig. 15

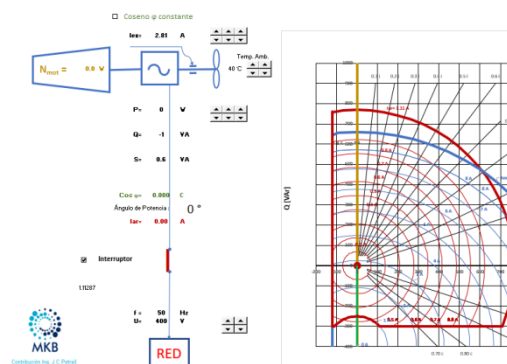


Fig. 12

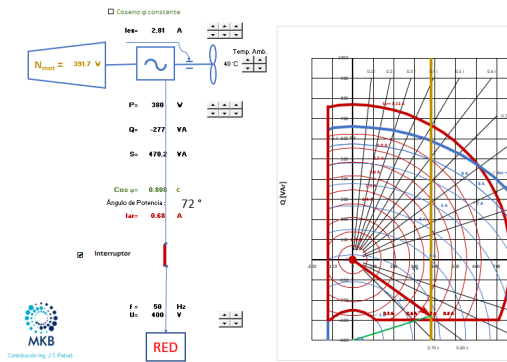


Fig. 13

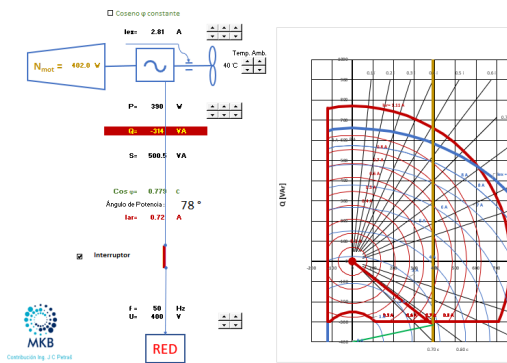


Fig. 14

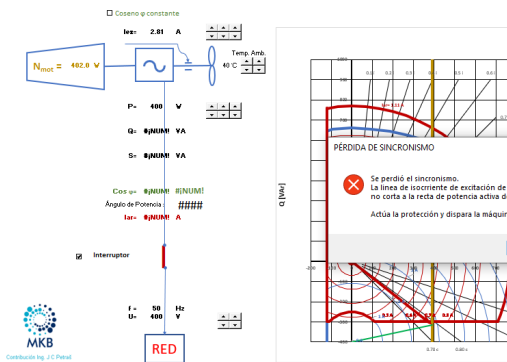


Fig. 15

Ahora incrementaremos a potencia cero la corriente de excitación para aproximarnos a su límite, ver Fig. 16.

En la Fig. 17 se sobrepasa el límite de la corriente de excitación evidenciándose en rojo.

En la Fig. 18 se motoriza el generador el cual transfiere potencia a la máquina motora.

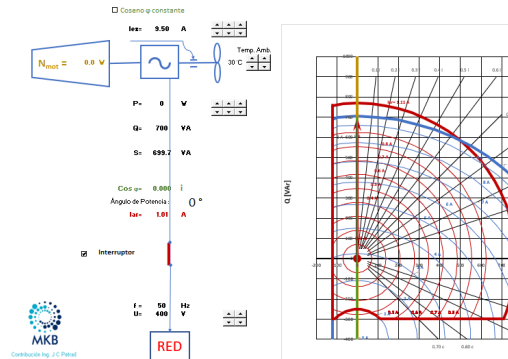


Fig. 16

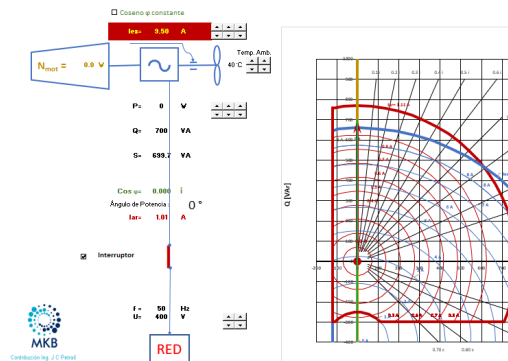


Fig. 17

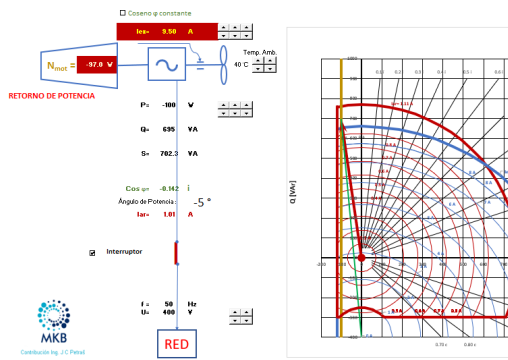


Fig. 18

En la Fig. 19 se incrementa la potencia activa para aproximarnos al límite de la corriente de armadura.

En la Fig. 20 se sobrepasa el límite de la corriente de armadura evidenciándose en rojo.

En la Fig.21 se sigue incrementando la potencia activa y se excede la potencia de la máquina motora resaltándolo en rojo.

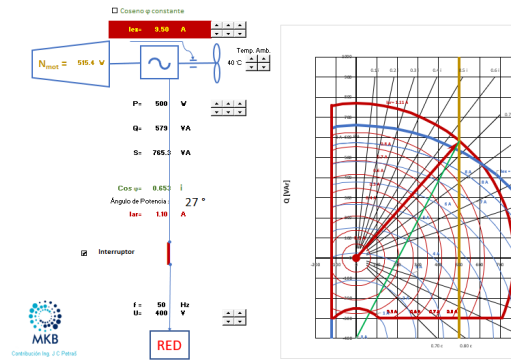


Fig. 19

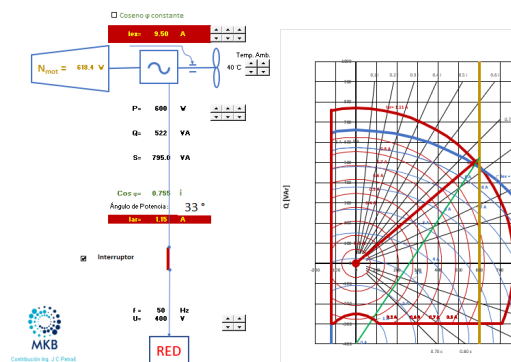


Fig. 20

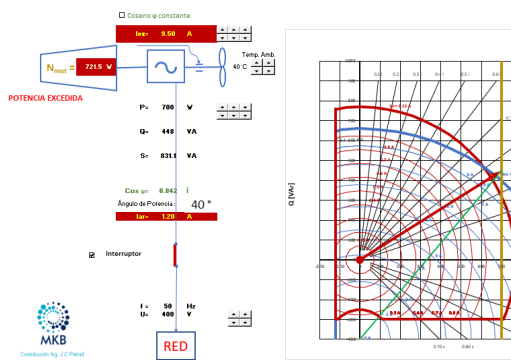


Fig. 21

En la Fig. 22 se procede a abrir el interruptor de máquina llevando automáticamente a cero la potencia motora y activa. El generador queda con

su corriente de excitación alarmada. La tensión del generador es de 600V.

En la práctica real al abrir el interruptor con alta corriente de excitación, la tensión en vacío aumenta y el interruptor de excitación abre para eliminar la sobretensión.

En la Fig. 23 se intenta dar la orden de cierre de interruptor, apareciendo el aviso de PROTECCIÓN con la explicación del no cierre.

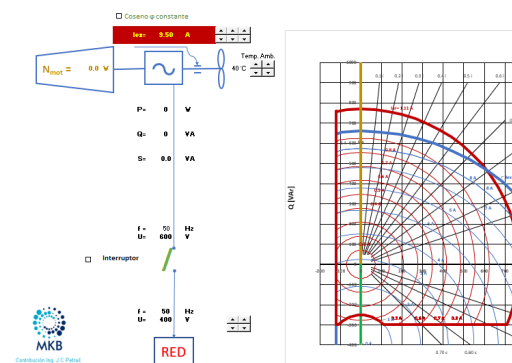


Fig. 22

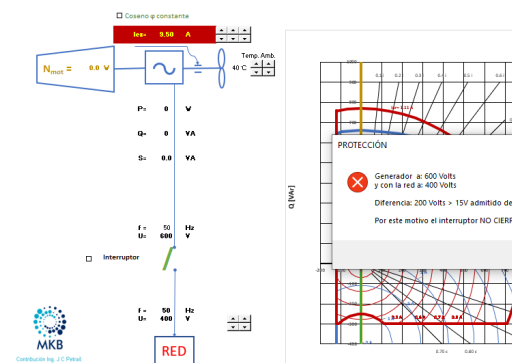


Fig. 23

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este software nos permite familiarizarnos con el comportamiento del generador mediante la realización de operaciones virtuales.

También se incorporó una función de coseno ϕ constante. Esto permite

interpretar la operación con el “lazo de regulación de coseno de φ constante”. Variando la potencia activa, el sistema automáticamente corrige la corriente de excitación para mantener constante el factor de potencia, ídem si se modifica la corriente de excitación se ajustará la potencia activa para mantener la consigna.

En la práctica real la modificación de la corriente de excitación no corrige la potencia de la máquina motriz.

CONCLUSIONES

En la Regional Avellaneda de la Universidad tecnológica Nacional se celebra un convenio con la empresa MKB S.R.L. a fin de desarrollar un software para modelar y operar los parámetros mencionados, permitiendo que al cerrar el interruptor se puede variar la potencia de la máquina motora, visualizándose los parámetros de trabajo del generador, según su operación. Este convenio nos permitirá aplicar el software en campo real y probar su adaptación a la problemática descrita, pensando en realizar el año próximo la continuación de este trabajo a través de un Proyecto de Investigación y Desarrollo (I+D) en los ámbitos propios de la Universidad con este equipo de trabajo a través del programa Energía de la UTN.

El software desarrollado y su aplicación efectiva nos permite dar una primera solución a realizar una practica virtual en lugar de una real.

Se dispone del conocimiento (know how) para hacer algo similar en

cualquier grupo de I+D previo a integrar el PID correspondiente. A lo cual el grupo de trabajo de trabajo esta dispuesto a enfrentar dicho desafío desde la Facultad Regional Avellaneda.

REFERENCIAS

Sobrevila M.A. (1976). *Circuitos eléctricos y magnéticos*. Buenos Aires, Argentina: Marymar.

Sobrevila M.A. (1985). *Ingeniería de la energía eléctrica Libro II: Máquinas*. Buenos Aires, Argentina: Marymar.

Tecnologías verdes en el proceso de refinación con micro redes de energía renovables

Miguel Angel Pujol, Germán Haffner

UTN-FRD, San Martin 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-15-532195, migue_ap@hotmail.com

Resumen – Con el objetivo de disminuir la emisión de gases de efecto invernaderos, se propone el análisis de reemplazar parte del H₂ utilizado en el proceso de Refinación para la generación de naftas y gas oil, el cual es generado a través del consumo de combustibles fósiles por una generación tecnologías verdes. Para esto se utilizará la tecnología de electrolisis alimentada eléctricamente por una micro red de energía renovable utilizando los recursos que se presentan en la zona, esta red de micro generadores se compone por: Biomasa, solares, eh hidráulica.

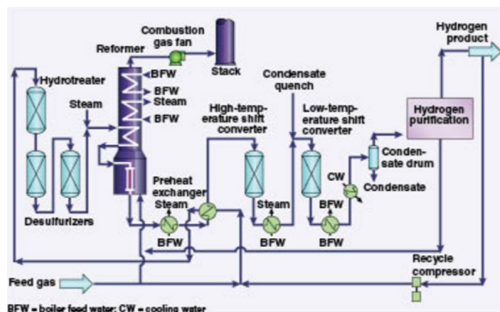
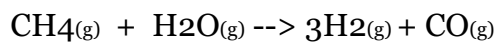
Palabras claves - Energía eléctrica, Renovable, tecnologías, electricidad.

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de llevar adelante el proceso de descarbonización, disminuyendo las concentraciones de gases de efecto invernadero, la inserción de tecnologías verde dentro del proceso de refinación es fundamental para lograr los objetivos propuestos a nivel internacional resueltos en los acuerdos de Paris y Kioto. La inserción del hidrogeno verde en el mismo hoy está contemplado como uno de los pilares principales a implementar para lograr tales objetivos en el Proceso de Refinación.

La generación del hidrogeno desde una fuente renovable suplantaría la utilización de combustibles fósiles el cual se utiliza al día de hoy por un proceso llamado Reformado.

El reformado del gas natural con vapor de agua es el proceso más utilizado actualmente para producir hidrógeno en masa para fines industriales. Es un proceso termoquímico, que requiere altas temperaturas y un posterior purificado de la corriente final. La reacción principal de reformado es:



Fiura N°1: Proceso de Reformado para obtención de H2.

Con este proceso se obtiene una mayor producción de hidrógeno, y es el proceso más utilizado a escala industrial y el más estudiado y conocido. En este caso la transmisión de calor es crítica ya que la reacción es fuertemente endotérmica, lo que hace necesario el uso de enormes y complejos hornos de reformado.

La ventaja de este proceso es que actualmente el gas es la mayor fuente para obtener hidrógeno con una eficiencia alrededor de 70 %, es el método más barato, pero sus principales desventajas es que el gas utilizado es una fuente no renovable y el proceso produce emisiones de CO2.

El Hidrogeno si bien es una molécula en abundancia y disponible en el mundo, no se la encuentra en forma aislada y gaseosa para utilizarla directamente para fines prácticos, requiere de separarla de alguna otra molécula. Para considerarlo Hidrogeno verde, requiere no haber tenido generaciones de gases de efecto invernadero durante toda la cadena de proceso.

En este caso el sistema de generación de Hidrogeno, será por un sistema de electrolisis alimentado desde una micro red de energía renovables.

DESARROLLO

La Refinación de crudo, tiene el objetivo de obtener distintos sub productos utilizados en su mayoría como combustibles entre los principales Naftas, Gas Oil, Jet Fuel, Coke (detalle del proceso Figura N°2). Pero el crudo en función del tipo que sea y de donde se extrajo, tiene concentraciones

de distintos minerales que hay que eliminar para llegar a las especificaciones requeridas de los distintos productos. Uno de estos minerales a extraer es el Azufre, el mismo se trata en las plantas de hidrotratamiento para llegar a las especificaciones de calidad tanto en Gas oil como en Naftas. Este proceso requiere de la inserción del Hidrogeno para que reaccione con el Azufre y así retirarlo como ácido sulfhídrico.

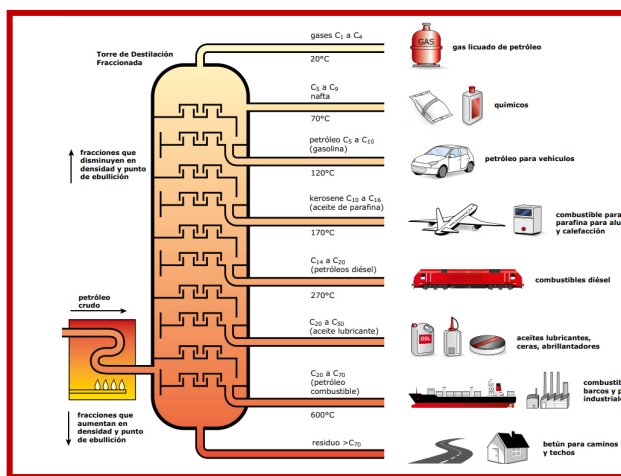


Figura N°2

Hoy en día si bien hay varias tecnologías que permiten la generación del hidrogeno verde, a nivel industrial para obtener altos volúmenes, predomina la generación del mismo a través del proceso de electrolisis del agua dentro de un dispositivo electroquímico llamado electrolizador.

Hay tres tipos principales de electrolizadores: membrana de intercambio de protones (PEM), óxido sólido y alcalina Convencional. Estos diferentes electrolizadores funcionan de formas ligeramente diferentes dependiendo del material electrolítico involucrado.

Los tipos de electrolisis de estado sólido, es un sistema sólido que trabaja a altas temperaturas (500-1000 °C). El electrolito es un conductor de iones oxígeno (O²⁻). La eficiencia energética es prácticamente del 100%, no necesita metales nobles, puede trabajar a alta presión y es reversible a una pila de combustible.

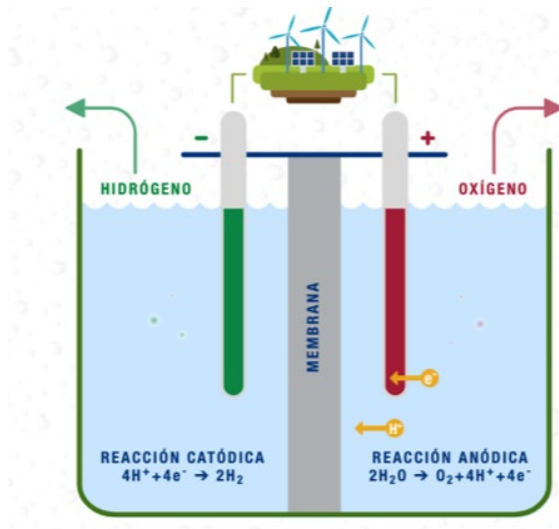
La PEM por otro lado, es un tipo de electrolisis donde el electrolito es una membrana polimérica sólida que conduce H⁺. Se alimenta con agua pura, el hidrógeno producido es muy puro (99.999 %) y se presuriza directamente en el sistema.

Los PEM llegan a eficiencias de 80 % en condiciones *h_hv* a 30 bar de presión (Electrolizadores NEL serie M). En el caso de un PEM de 1 MW se pueden obtener 207 Nm³/h de H₂ (18.2 kg/h de H₂) consumiendo una energía de 4.53 kWh/Nm³.

La tecnología Alcalina convencional, Se basa en la inmersión de los dos electrodos en un electrolito líquido alcalino que conduce aniones OH⁻ y los electrodos están separados por un diafragma.

Es una tecnología simple y barata, de mantenimiento sencillo, ya que no se necesitan metales nobles y es relativamente estable. La eficiencia de los alcalinos, pueden llegar a 93 % en condiciones *h_hv* (*High heating value*) a 1 bar u 80 % a 200 bar (Electrolizadores NEL serie A). Con estos electrolizadores alcalinos se pueden obtener de 150-300 Nm³/h de H₂ consumiendo una energía de 3.8-4.4 kWh/Nm³.

Figura N°3: Proceso de electrolisis a través de tecnología Alcalina convencional.



GENERACION ELECTRICA DESDE UNA FUENTE RENOVABLE.

Para la alimentación eléctrica desde una fuente renovable se prevé tomar parte desde el sistema SADI, desde una generación Eólica desde el sistema SADI, junto con la instalación de un parque Solar dentro de las instalaciones de Refinería.

Para ello se dispone de un predio de 15.000 m² para la instalación de paneles solares como fuente de energía eléctrica renovables.

Para el cálculo de un parque de una potencia de 5 MW, se utilizaron los siguientes datos:

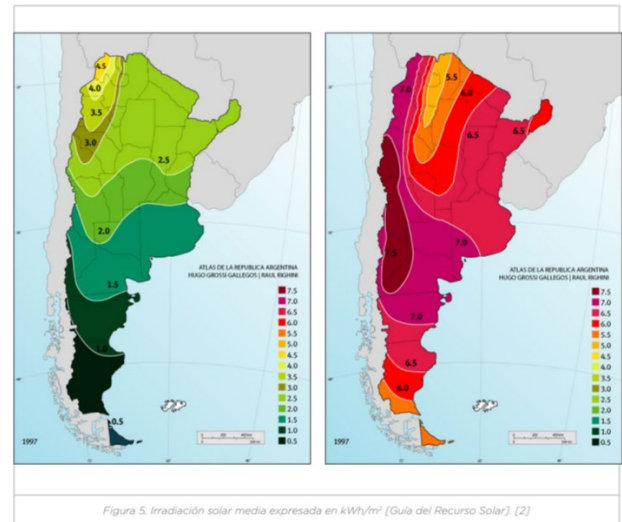
Angulo de inclinación: 35 °.

Factor de Irradiación: 4 (ver figura N°4).

Horas de exposición: 4 hrs / día.

Superficie: 15. 000 m².

Figura N°4 (Mapa del factor de irradiación de la Argentina, los casos presentes son los 2 meses del año con menor y mayor factor).



RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La potencia disponible entre la granja Eólica y el parque Solar, será de 9 MW, lo que permitiría generar 2.200 Nm³/hr de H₂ verde, esto representa el 10% del H₂ requerido para todo el proceso de Refinación.

Este porcentaje impacta directamente sobre el consumo de combustible fósil utilizado para la generación de H₂, de la misma manera y en porcentaje representa una disminución de emisión de gases de efecto invernaderos.

CONCLUSIONES

Dejando por fuera de la ecuación, el costo de generar H₂ por los métodos actuales contra el H₂ limpio, se puede apreciar las grandes potencias que requieren estos sistemas de electrolizadores, pensar en reemplazar el 100% del consumo de H₂ verde que

requiere el proceso de Refinación, se requeriría de una potencia 3 veces mayor a la potencia total que consume todo el proceso de Refinación.

Si por fuera de esto se readequarían las instalaciones para recibir toda esa potencia adicional solo para la generación de H2 verde desde una fuente o varias de energía renovables, encontraríamos una limitante en el sistema de distribución SADI. Lo que nos lleva a pensar...

- ¿Estamos preparados para incursionar dichas tecnologías?
- ¿Podemos afrontar los compromisos ambientales sin pensar en una estrategia integradora?

REFERENCIAS

Referencias de libros:

Energías Solar Térmica, Autor: Pedro Rufes Martinez I. (2012). España, Barcelona: Editorial: Marcobo SA.

El Universo de las energías renovables, Autor: Tomas Perales Benito I. (2009). España, Editorial: Marcombo SA.

- Página web:

Guía del Recurso Solar.

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf

IRENA - The International Renewable Energy Agency

IRENA_Green_Hydrogen_Industry_2022_

Simulador PSGI

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html

Análisis e Impacto del Sistema Tributario Argentino, en los Proyectos y Futuros Desarrollos de Energías Renovables Distribuidas

Cintia Remondino, y Juan C. Gómez

IPSEP, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta 36, Km. 603, Río Cuarto, Córdoba, Tel. +54-0358-4676171/0358-156540412; jcgomez@ing.unrc.edu.ar/ remondino-cintia@hotmail.com/cremondino@fce.unrc.edu.ar

Resumen – Optimizar el sistema eléctrico para el máximo aprovechamiento de fuentes renovables, es un desafío global y una necesidad para la conservación del planeta. Hecho que genera la necesidad de crear un marco regulatorio sólido, respaldado por un sistema innovador que otorgue certidumbre y previsibilidad, algo indispensable para desarrollar sectores de alta intensidad de capital y largos períodos de repago. Es un tema de buen diseño energético y de política de Estado. Se analiza el impacto del sistema tributario nacional y de la provincia de Córdoba, en los proyectos vigentes y futuros orientados al desarrollo de fuentes renovables generadoras de energía. Es de gran importancia determinar el costo y los beneficios fiscales, en concepto de impuestos, tasas y/o contribuciones nacionales, provinciales y municipales que recaen sobre dichos proyectos, y la posibilidad de recuperarlos, obtener exenciones o su traslación al precio final de la energía. Este estudio abarca todo el esquema, desde el inicio, etapa de compra de materiales y componentes, pasando por todo el proceso de fabricación, instalación y puesta en marcha, hasta el momento en que se produce energía eléctrica, ya que los tributos, exenciones y "hechos imposables" se registran a lo largo de todo el esquema. También es necesario conocer y hacer conocer cuando las políticas fiscales resultan un aliciente o un elemento que desincentive a las inversiones en estas fuentes generadoras, a fin de llevar adelante las correcciones necesarias de ser el caso. Durante el desarrollo del trabajo, se realizó una búsqueda bibliográfica en materia de política fiscal vigente y su tratamiento específico al sector generador de energías renovables, vinculando los esquemas tributarios vigentes en sus tres niveles de tributación, su alcance, gravabilidad y/o incentivos fiscales tendientes a promover proyectos de inversión para la generación y almacenamiento de energía eléctrica. Se concluye en la necesidad de disponer de un esquema tributario claro y estable si es que se desea lograr un desarrollo importante de proyectos de generación y almacenamiento de energía eléctrica partir del uso de fuentes renovables.

Palabras claves - Generación distribuida, Sistema Tributario, Promoción, Beneficios Fiscales, Rentabilidad.

I. INTRODUCCIÓN

Optimizar el sistema eléctrico para el máximo aprovechamiento de fuentes renovables, es un desafío global y una necesidad para la conservación del planeta. En el mundo y en nuestro país en particular, se está produciendo un fuerte impulso hacia el uso de las energías renovables en forma distribuida a nivel personal y comunitario, existiendo varias leyes nacionales y provinciales al respecto. Los gobiernos expresan su compromiso con el planeta, fomentando el uso de tales energías, utilizando como herramienta de incentivo a las políticas fiscales tributarias. El real impulso se producirá cuando existan incentivos económicos reales, o sea el análisis costo-beneficio muestre realmente la rentabilidad del esquema. Situación, que genera la necesidad de crear un marco regulatorio sólido, respaldado por un sistema innovador que otorgue certidumbre y previsibilidad, algo indispensable para desarrollar sectores de alta intensidad de capital y largos períodos de repago. Es un tema de buen diseño energético y de política de Estado. Desafortunadamente, en nuestro medio, los incentivos puramente ambientales tendrán muy poca influencia en las decisiones individuales y en el desarrollo de este tipo de generación.

II. SISTEMA TRIBUTARIO ARGENTINO

Para analizar y determinar el costo y los beneficios fiscales, en concepto de impuestos, tasas y/o contribuciones nacionales, provinciales y municipales que recaen en los

⁵ Ley Impuesto a la Ganancia Mínima presunta derogada por la ley 27260 del 2016 en su artículo 76, a partir de los ejercicios que se inician desde el

proyectos orientados al desarrollo de fuentes renovables, se requiere conocer la estructura del Sistema Tributario Argentino.

Marco legal

El marco legal del Sistema Tributario Argentino tiene como base las siguientes normas:

- a. Constitución de la Nación Argentina – Ley Nro. 24.430 (12/1994),
- b. Leyes de Tributos Nacionales vigentes (Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (GMP)⁵, Bienes Personales (BP), Recursos de la Seguridad Social, Impuesto a la Transferencia de Inmuebles, Impuestos a los Débitos / Créditos en cuentas Bancarias, etc.),
- c. Ley de Procedimiento Fiscal Nro. 11.683 (t.o. 1998) y modificatorias,
- d. Decreto 1397/79 Reglamentario de la Ley Nro. 11.683,
- e. Decreto 618/97 Régimen General de Actuación de AFIP.,
- f. Constituciones Provinciales,
- g. Códigos Tributarios Provinciales / Leyes Impositivas Anuales provinciales.
- h. Ordenanzas Municipales.

Régimen Federal de Gobierno y poderes tributarios según la Constitución Nacional

La República Argentina es un estado federal, constituido por 23 provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) como sede del gobierno nacional. Su Régimen de Gobierno es representativa, republicana y federal – Democrático, el Sistema de gobierno es Presidencialista. De allí la división de poderes: Ejecutivo, Legislativo y Judicial. Al

01/01/2019 para las Pymes que no poseen certificado, y desde el 01/01/2017 para quienes tienen certificado Pyme.

ser Federal significa que cada estado provincial conserva su autonomía, reunidos bajo un gobierno nacional:

Estados Provinciales:

- Cada provincia y la CABA poseen su propia Constitución,
- Mantienen su autonomía respecto del gobierno nacional,
- Disponen de sus propias instituciones locales, su sistema de administración de justicia,
- Poder legislativo provincial ejercido por las Legislaturas provinciales: unicamerales o bicamerales.

Estados Municipales:

- Administrativamente cada provincia se divide en Departamentos (Bs. As. en Partidos),
- Cada Departamento se divide en distritos y estos en localidades (según número de habitantes),
- Municipios: el Gobierno ejecutivo recae en los Intendentes,
- Cuerpo Legislativo: son los Concejos Deliberantes, quienes tienen potestad para sancionar Ordenanzas.

Respecto a los **Poderes Tributarios**, es la facultad del estado en ejercicio de su IUS IMPERIUM de crear, modificar y derogar tributos. Su objetivo es captar recursos para cumplir con los fines del propio estado (funciones públicas básicas). La **Potestad Tributaria** es la capacidad potencial de obtener “coactivamente” prestaciones pecuniarias de los particulares, y exigir el cumplimiento de las obligaciones instrumentales necesarias tendientes a tal fin.

Cuando se habla del **Derecho Tributario** debe saberse que es una rama del

derecho público que estudia las normas jurídicas a través de las cuales el Estado ejerce su poder tributario con el fin de obtener de los particulares ingresos para solventar el gasto público.

Ordenamiento Jurídico

En el derecho tributario existen conflictos normativos, donde la imperiosa necesidad recaudatoria, en ciertos casos deviene en violación de cláusulas constitucionales que establecen competencia y límites para la validez de las normas de ellas derivadas. En el art. 31 de la Constitución Nacional (CN), complementado con el art. 75 inc. 22 y 24 y el art. 99 inc. 2 y 3, se consigna la supremacía de la CN y la prelación del derecho federal sobre el de las provincias. En un orden de jerarquía del sistema jurídico, la Constitución Nacional constituye la ley suprema a partir de la cual se estructuran las demás leyes. Por eso se la denomina como la “ley de leyes”, “ley suprema” o “ley fundamental”. Consagra principios que directa o indirectamente, por su contenido, sirven como primera fuente del derecho de la rama jurídica de que se trate. La CN tiene preeminencia respecto de cualquier otra norma. (Art. 31 de la CN)

De allí se desprende que la pirámide jurídica se estructura de la siguiente manera:

1. **Constitución Nacional**
2. **Tratados internacionales**
3. **Leyes**
4. **Reglamentos**
5. **Resoluciones ministeriales y de órganos dependientes del Poder Ejecutivo (PE), que obligan directamente a los particulares.**
6. **Normas internas que no obligan directamente a los particulares.**

Principios constitucionales de la tributación

Los principios tributarios se ajustan a las normas y garantías constitucionales. Es lo que corresponde en un verdadero Estado de Derecho, estos principios se complementan con las garantías constitucionales. Son “limitaciones al poder tributario”. No son otra cosa que principios jurídicos que han sido incorporados a los textos constitucionales, tanto nacional como provinciales, y por ende gozan hoy de la jerarquía de principios constitucionales de orden general.

Estos principios son:

a) Principio de legalidad o reserva: Es el principio fundamental que establece que "no hay tributo sin ley previa". O sea que siempre la potestad tributaria se ejerce a través de una ley del Congreso de la Nación (art. 4, 17, 52, 99 inc. 3 CN).

b) Principio de igualdad: Significa un trato igual, a los que están en igualdad de condiciones, la igualdad es un verdadero límite al poder fiscal. Este principio se traduce en que la existencia de impuestos debe basarse en condiciones de igualdad de capacidad contributiva. (art. 16 CN).

c) Principio de equidad: Los tributos son equitativos siempre que no violen el derecho constitucional de propiedad individual. Este principio queda equiparado al principio de no confiscatoriedad (art. 4 CN).

d) Principio de no Confiscatoriedad: La Constitución Nacional asegura la inviolabilidad de la propiedad privada, su libre uso y disposición, y prohíbe la confiscación Art. 14 y 17. Un tributo es confiscatorio cuando absorbe una parte sustancial de la propiedad o de la renta. Este principio está previsto en la CN: en el art. 17 donde dice que la propiedad es inviolable. Si el pago del tributo exige un sacrificio tal que

haga perder el patrimonio o la totalidad de la renta del contribuyente, se entiende una transgresión a este principio. La confiscatoriedad se analiza en función de cada tributo en particular y en función de la capacidad contributiva del contribuyente. El contribuyente tiene que demostrar que la medida del impuesto es excesivamente gravosa, desmesurada para su capacidad contributiva.

e) Principio de irretroactividad: Una ley es retroactiva cuando prescribe para el pasado, y no exclusivamente respecto de hechos futuros (posteriores al comienzo de su vigencia). Es decir, aplicar una disposición restrictiva de la libertad o de derechos patrimoniales a los actos o hechos anteriores a la publicación de la ley. Surge del art. 18 de la CN: “ningún habitante puede ser penado sin juicio previo fundado en ley anterior al hecho del proceso”.

f) Principio de proporcionalidad: Lo que pague el contribuyente debe ser en proporción a su manifestación de capacidad contributiva, (art 4 CN). La proporcionalidad no es respecto a la alícuota, sino en relación a la capacidad de tributar de los habitantes. La proporcionalidad está dada en relación a la capacidad contributiva y no en función de la base imponible.

g) Principio de capacidad contributiva: Es un parámetro de igualdad tributaria. Es el límite material a la norma tributaria garantizando su justicia y razonabilidad.

h) Principio de Tutela jurisdiccional: Posibilidad de recurrir o discutir en el ámbito judicial, la determinación o aplicación de un tributo y/o sanción.

i) Principio de la razonabilidad: Art. 28 CN: “los principios garantías y derechos no podrán ser alterados por las leyes que

reglamenten su ejercicio”. Este principio tiende a evitar el cercenamiento de derechos y garantías. La razonabilidad es la garantía explícita del contribuyente: razonabilidad del monto del gravamen respecto a la riqueza o capacidad contributiva, o al servicio prestado y su costo.

Estructura del régimen tributario argentino: La actividad financiera del Estado

Las finanzas públicas estudian el proceso de Ingreso-Gasto del Estado. Los Ingresos están representados por los recursos públicos, estos son toda riqueza devengada a favor del Estado y acreditada como tal por su ingreso a Tesorería. Los Gastos son las erogaciones con la finalidad última de garantizar el bienestar de la población. Respecto a los primeros encontramos los impuestos, tasa, contribuciones, según su ámbito de aplicación nacional, provincial o municipal. En nuestro país encontramos una predominancia de elementos históricos sobre los racionales, muchos impuestos fueron creados en razón de situaciones de emergencia y transitoriedad.

Podemos definir a cada uno de la siguiente manera:

- **Impuestos:** son el medio de financiación del gasto público, son de demanda coactiva y su destino es la financiación de las necesidades públicas primarias y secundarias, tal como la defensa nacional, la salud pública, educación, justicia, etc. Su recaudación va a rentas generales.
- **Tasas:** son el medio de financiación de los servicios públicos divisibles, son de demanda presunta o coactiva, son exigidas como **contraprestación por un servicio público** prestado individualmente a todos los usuarios efectivos y/o potenciales. El importe

debe ser proporcional al beneficio recibido y al costo del servicio prestado. Por ejemplo: tasa por servicios sanitarios de agua y cloacas, por alumbrado público, barrido y limpieza, seguridad e higiene, etc.

- **Contribuciones especiales:** es una prestación obligatoria debida en razón de beneficios individuales o colectivos derivados de obras públicas o actividades especiales del estado. Ejemplos: Peajes.

Respecto a las características de los impuestos se destacan:

- Son prestaciones de dinero, es decir cuantificables.
- El estado ejerce potestad tributaria con prescindencia de la voluntad del obligado. Son unilaterales, lo exige en virtud de su poder de imperio, en forma coactiva, en ejercicio de su Poder Tributario.
- Es expresión de soberanía, es un poder inherente al de gobernar
- En virtud de una ley: no hay tributo sin ley previa que lo establezca, lo cual significa limitar formalmente la coacción y respetar el principio de legalidad.
- La potestad tributaria consiste en la facultad de crear el tributo, son reglas hipotéticas cuyo mandato se concreta cuando ocurren las circunstancias previstas en ellas. Tal circunstancia se denomina Hecho imponible.

Los impuestos se clasifican en:

- **Impuestos reales u objetivos:** son los que consideran la riqueza gravada, con prescindencia de la situación personal del contribuyente, abarca todos los impuestos al consumo.
- **Impuestos personales o subjetivos:** son los que tienen en cuenta la situación del contribuyente, valorando

todos los elementos que hacen a su capacidad contributiva. Ejemplo: Impuesto a las Ganancias.

- **Impuestos directos**: Son los que no pueden trasladarse en etapas de producción o comercialización. Ejemplo: Impuesto a las Ganancias, a los Bienes Personales,
- **Impuestos indirectos**: Son los que pueden trasladarse en etapas de producción y comercialización: Ejemplo: IVA, Impuestos Internos, Imp. a los Ingresos Brutos, a los Sellos.
- **Impuestos Ordinarios**: son los permanentes cuya vigencia no tiene límite de tiempo Ejemplo: IVA.
- **Impuestos Extraordinarios o Transitorios**: tiene lapso determinado de duración, luego dejan de existir, Ejemplo: Impuesto sobre los Bienes Personales vigente hasta el 31/12/2022.
- **Impuestos proporcionales**: cuando mantienen una relación constante entre su cuantía y el valor de la riqueza gravada.
- **Impuestos progresivos**: aumenta a medida que se incrementa el valor de la riqueza gravada. Ejemplo: Impuesto a las Ganancias.

Obligación tributaria

Es el vínculo jurídico en virtud del cual un sujeto Pasivo/deudor = “contribuyente o responsable” está obligado a satisfacer el gravamen determinado por ley a un sujeto Activo/acreador = “el Estado”. El **hecho imponible** puede definirse como el hecho o conjunto de hechos, de naturaleza económica, previstos en forma precisa en la norma legal y cuyo perfeccionamiento da origen a la relación jurídica principal, esto es a la obligación tributaria. El hecho imponible se perfecciona al configurarse los siguientes aspectos, los cuales deben generarse

conjuntamente, ya que la ausencia de uno de ellos no concibe el hecho imponible:

- a- **Sujeto**: por deuda propia o ajena, y los responsables sustitutos. La Relación jurídica tributaria es la relación de derecho, de carácter personal y obligacional, es el vínculo jurídico que nace entre el Estado, en ejercicio de su poder de imperio, y los deudores y terceros, sometidos a dicha potestad.
- b- **Objeto**: La materia imponible u objeto de la imposición. Es decir que, una vez que la ley crea un tributo, la obligación tributaria no nace sino hasta que se produce el presupuesto de hecho que la ley establece como detonante de la misma, es decir el hecho imponible.
- c- **Territorial**: dentro del territorio nacional.
- d- **Temporal: Nacimiento del hecho imponible**: cuando se «verifica» en la práctica el «objeto» o «presupuesto de hecho» previsto en la ley. Es el hecho concreto, «efectivamente sucedido en un momento del tiempo».

Cada ley impositiva fija su «objeto» y cada uno de estos nace con un hecho imponible que lo define la propia ley, por ejemplo, en el IVA: venta de cosa mueble / locaciones / prestaciones de servicios. El nacimiento de la obligación Tributaria es el momento en que debe satisfacerse la obligación tributaria, en el caso anterior, el pago.

III. REGULACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA

El objetivo de lograr un desarrollo sustentable y la necesidad de combatir el cambio climático, ponen en evidencia hoy más que nunca la importancia de considerar a la energía como un recurso estratégico que debe ser generado y utilizado de manera

inteligente. El objetivo es de amplio alcance, abarca no solo el crecimiento económico, sino también la inclusión social y la protección del medio ambiente. Pero todo esto debe ir de la mano, no solo de una eficiencia energética y un uso responsable de la energía, sino también de un esquema tributario claro y estable.

Con la reforma constitucional de año 1994, se estableció en el art 41 el derecho a un ambiente sano y el deber de preservarlo. A partir de allí fueron varias las normas que surgieron, y que se fueron modificando. El 23 de septiembre 2015 se sanciona la Ley Nro. 27191, que introdujo modificaciones a la Ley Nro. 26190 del año 2006 que complemento a la Ley Nro. 25019. Esta última preveía beneficios fiscales para los titulares de proyectos de generación renovable, tales como el diferimiento del IVA y estabilidad fiscal por 15 años. Luego la Ley Nro. 26190 introdujo beneficios tales como devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, y para el Impuesto G.M.P. los bienes afectados por las actividades promovidas no formarían parte de la base imponible, hasta el tercer ejercicio cerrado después de la inversión.

Los beneficios fiscales previstos por la Ley Nro. 27191 eran: la exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materiales hasta el 31/12/2017, la exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades, sujeto a la reinversión en infraestructura, la devolución anticipada del IVA, la amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, la exención del impuesto GMP, la extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos, la deducción de la carga financiera en el impuesto a las ganancias y el otorgamiento de un certificado fiscal por el 20% del componente nacional, en aquellos proyectos que contengan entre un 30% y un 60% de integración nacional.

Con fecha 30/11/2017 se sanciona la Ley Nro. 27424, que modifica y complementa las anteriores. Con el objetivo de fomentar el régimen de Generación Distribuida de Energías Renovables, esta ley establece una serie de beneficios promocionales para los usuarios. El primero de ellos es un Certificado de Crédito Fiscal (CCF), que se otorga en forma de bono electrónico a favor del usuario, pudiendo ser utilizado para el pago de impuestos nacionales como el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado (IVA), entre otros, en el momento que lo desee, durante los 5 años posteriores a la obtención (art 28).

En su capítulo VII, la norma establece un régimen de fomento de la industria nacional, cuyos incentivos son: certificado de crédito fiscal, amortización acelerada del impuesto a las ganancias por la adquisición de bienes de capital para la fabricación de equipos e insumos destinados a la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables, devolución anticipada del IVA por la adquisición de dichos bienes.

A su vez la reforma tributaria introducida por **Ley Nro. 27430** del **27/12/2017** en su Art. 314 incorpora a la Ley Nro. 27424 el Art. 12 bis, el cual reza textualmente:

“ARTÍCULO 12 BIS: Las ganancias derivadas de la actividad de inyección de energía eléctrica distribuida, generada a partir de fuentes renovables de energía, por parte de los Usuarios-Generadores que cuenten con 300 kW de potencia contratada como máximo y que cumplan con los requisitos y demás autorizaciones determinados en esta norma y en su reglamentación, quedarán exentas en el impuesto a las ganancias. La venta por la energía inyectada también estará exenta en el impuesto al valor agregado en iguales condiciones y con los mismos requisitos establecidos precedentemente.”

Además dicha reforma estableció una serie de cambios al sistema impositivo vigente a ese momento que generaron un impacto en la carga fiscal de los proyectos de energías renovables del programa Renovar (Ley 27191).

Algunos de los principales impactos fueron:

1- Tasa del impuesto a las ganancias para las sociedades: reducción de una tasa del 35% al 25% de manera paulatina. Para los periodos fiscales 2018 y 2019 del 30%, y del 25% para los periodos fiscales 2020 en adelante. En la medida en que se reinviertan las utilidades no tendrían un impuesto adicional a los dividendos/utilidades.

2- Impuesto a los dividendos: se estableció un impuesto adicional sobre los dividendos y utilidades, que deben ingresar las sociedades al momento de distribuir los fondos del 7% para los periodos fiscales 2018 y 2019 y del 13% para los periodos fiscales 2020 en adelante. Antes de la reforma existía el impuesto de igualación cuya tasa era del 35% sobre los dividendos/ utilidades distribuidas que excedieran la utilidad impositiva.

3- Capitalización exigua-deducción de intereses: permite una mayor deducción de los intereses/actualización generados por pasivos de deudas de carácter financiero contraídos con sujetos residentes o no, vinculados.

4- Revaluación impositiva: con este revalúo, las sociedades actualizan el valor de sus bienes y por ende el del cargo de las amortizaciones, ajustándolos a valores más representativos de mercado.

5- Actualización: mecanismo de actualización en el impuesto a las ganancias sobre el costo de los bienes adquiridos o inversiones efectuadas en ejercicios que se inicien a partir del 01/01/2018. Punto que

tendría alto impacto en la rentabilidad de los proyectos, en la medida en que los gobiernos no puedan controlar el aumento de los precios por encima de los parámetros fijados.

Con fecha 23/12/2019 se publicó en el boletín oficial la **ley 27541** de emergencia pública (Dto. 99 B.O 28/12/2019), que introduce nuevos cambios en el sistema impositivo y modifica la ley 27430.

Algunos aspectos importantes, vinculados a estos proyectos son:

1- Tasa impuesta a las ganancias sociedades y dividendos: difiere la reforma dispuesta por la ley 27430 hasta el 01/01/2021, lo que haría que desde el 2021, la alícuota fuese del 25%.

De cara a ello, con la **Ley N°27630 (BO 16/06/2021)** se sustituyó -con efecto para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive- la alícuota fija corporativa, por una escala progresiva que, por supuesto, dejará a muchas empresas afuera de la alícuota del 25%:

Ganancia neta imponible acumulada		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
\$ 0	\$ 5.000.000	\$ 0	25%	\$ 0
\$ 5.000.000	\$ 50.000.000	\$ 1.250.000	30%	\$ 5.000.000
\$ 50.000.000	En adelante	\$ 14.750.000	35%	\$ 50.000.000

Según lo establece la Ley N°27630: (i) los montos previstos en la escala se ajustarán anualmente, a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior; (ii) los montos determinados por aplicación del mecanismo de actualización descripto resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales

que se inicien con posterioridad a cada actualización. Es decir, recién a partir del 2023 la escala aplicable podría ser otra.

- 2- Ajuste por inflación impositivo: diferimiento del ajuste en 6 cuotas anuales, consecutivas y no actualizables. La discusión en torno al ajuste por inflación impositivo dista de ser un tema resuelto en el derecho tributario argentino. Incluso cuando esta materia ha sido abordada muy desprolijamente por todos los gobiernos de los últimos 20 años. Justo cuando parecía que la discusión se terminaría con la ley 27430, se reaviva nuevamente con la ley 27468 y se empeora con la ley 27541.. En paralelo, en torno a otro punto clave en la tributación empresaria como lo es la aplicación del ajuste por inflación, recordamos que, de conformidad con la normativa vigente, el ajuste procede a partir de los ejercicios iniciados el 1° de enero de 2018, si en el ejercicio fiscal correspondiente se verifica un porcentaje de variación del IPC, acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100% (cabe recordar que, para los primeros 3 ejercicios desde restablecimiento de su vigencia, se dispuso con una norma transitoria especial).

El cómputo del ajuste por inflación positivo o negativo -según sea el caso- fue diferido durante los primeros 3 ejercicios de aplicación: (i) la Ley N° Ley 27468 estableció que para los primeros 3 ejercicios de aplicación, el ajuste por inflación positivo o negativo -según sea el caso-, debía imputarse un 1/3 en ese período fiscal y los 2/3 restantes, en partes iguales, en los 2 períodos fiscales inmediatos siguientes; (ii) luego, la Ley N°27541 estableció que el ajuste por inflación correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1° de

enero de 2019, debería imputarse 1/6 en ese período fiscal y los cinco sextos 5/6 restantes, en partes iguales, en los 5 períodos fiscales inmediatos siguientes.

Por lo que un sujeto que se había perjudicado con la inflación y por ello debía abonar un menor Impuesto a las Ganancias, casi no veía corrección en 2019 de las distorsiones del año. Sólo corregía 1/6 (16,67%) de lo que en realidad correspondía. Quien tenía un mayor impuesto por el impacto la inflación, porque ésta había beneficiado a su patrimonio, estaba en el mejor de los mundos: tenía un plan de facilidades de pago en cuotas anuales, iguales y sin interés ni actualización alguna, es decir, a tasa negativa.

Actualmente, para ejercicios iniciados a partir del 01/01/2021, el ajuste integral no presenta restricciones para su aplicación, tampoco se difiere su efecto, como ocurrió anteriormente en tercios y luego en sextos.

Ello se debe a que las modificaciones de la Ley 27.541 perdieron vigencia y a que no fue aprobado por el Congreso el proyecto de Ley de Presupuesto para el 2022 que pretendió –a último momento– reimplantar el diferimiento en tercios.

El reconocimiento de una deducción integral del ajuste por inflación impositivo es una deuda que los gobiernos tienen con las empresas en Argentina desde hace una larga data, y que requiere un sinceramiento inmediato. Más aún donde se aprobó una ley, la 27605, publicada en el boletín oficial el 18/12/2020, que estableció un nuevo tributo, bajo la denominación de Aporte solidario y extraordinario para ayudar a morigerar los efectos de la pandemia, el cual más allá de su denominación adoptada por el legislador, resulta indudable que

participa de la naturaleza tributaria, que grava la participación en muchas Pymes. Parecería irónico que esos grandes y extraordinarios resultados impositivos solo se determinen con una cuota de 1/6 de la inflación real del período.

El “ajuste integral” no resuelve todas las distorsiones que crea la inflación en Ganancias. La LIG contiene en su texto tres medidas correctivas: (i) el ajuste por inflación impositivo o “ajuste integral”, (ii) la actualización de costos y valores amortizables y (iii) la actualización de quebrantos. Se trata de institutos complementarios, ninguno reemplaza a otro.

La actualización de costos computables resulta de vital importancia en caso de venta del activo fijo o de inversiones permanentes. Así, se evita reconocer como ganancia gravada la inflación contenida en el precio de venta.

La actualización de valores amortizables corrige la base de amortización año a año, de forma tal de mantener en el tiempo el poder adquisitivo de la cuota de amortización. La Ley 27.430 condiciona estas actualizaciones a que se apliquen sobre activos adquiridos en ejercicios comenzados desde el 01/01/2018, o bien sobre aquellos que hayan abonado el impuesto especial del revalúo impositivo. Pagar un impuesto especial para que no se distorsione la capacidad contributiva suena absurdo, pero así fue legislado.

La jurisprudencia¹ admite que puede ser confiscatorio el impuesto si no se actualizan estos elementos. Por ello, resultará muy importante evaluar el impacto de estos institutos en la actualidad, aún admitiéndose el cómputo pleno del ajuste integral. Como ya se mencionó, se trata de remedios complementarios.

En último lugar, la actualización de quebrantos se refiere a algo totalmente diferente. El quebranto, apunta a permitir en el impuesto a las ganancias una medición dinámica de la capacidad contributiva, es decir, no limitada a un período temporal dado (el período fiscal liquidado). Si en un año hubo pérdida y en otro ganancias, no tiene lógica tomar ambas situaciones como compartimientos estancos, por ello la ley permite trasladar quebrantos y compensarlos con ganancias que se obtengan en los cinco años posteriores.

No requiere mucho esfuerzo advertir que, en un contexto inflacionario, si los quebrantos no se actualizan, el importe nominal que se computará en un ejercicio futuro no tendrá el mismo poder adquisitivo que en el ejercicio en que se generó.

- 3- Bienes personales participaciones societarias y responsables sustitutos: incremento de alícuota del 0,25% al 0,50% a partir del período fiscal 2019.
- 4- Impuesto sobre los débitos y créditos: se incrementa al doble, salvo para personas humanas y personas jurídicas que revistan la calidad de pymes.
- 5- Impuesto país: por 5 períodos fiscales y una alícuota del 30%.
- 6- Respecto a los dividendos la ley 27541 en su art 48 estableció lo siguiente:-
Suspéndese hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 inclusive, lo dispuesto en el artículo 86 incisos d) y e) de la ley 27.430 y establécese para el período de la suspensión ordenada en el presente artículo, que la alícuota prevista en los incisos a) y b) del artículo 73 de la ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019, será del treinta por ciento (30%) y que la prevista en el segundo párrafo del inciso b) de ese artículo y en el artículo 97 ambos de la misma ley, será del

siete por ciento (7%). Luego la ley 27630 que termina modificando la anterior y quedando el artículo 97 de la ley redactado de la siguiente manera: Dividendos y utilidades asimilables. La ganancia neta de las personas humanas y sucesiones indivisas, derivada de los dividendos y utilidades a que se refieren los artículos 49 y 50, tributará a la alícuota del siete por ciento (7%), no resultando de aplicación para los sujetos que tributen las rentas a que hace referencia el segundo párrafo del artículo 73ⁱⁱ.

A nivel provincial, Córdoba, adhirió a través de la Ley 10604 a la Ley Nacional Nro. 27424 que establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable a la Red Eléctrica en el país. Luego, el Gobernador reglamentó por Dto. 132/19 los parámetros de esta adhesión y estableció la eximición en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos a los ingresos provenientes del desarrollo de la actividad de inyección de energía eléctrica distribuida, generada a partir de fuentes renovables de energía a los pequeños usuarios generadores y reduce el impuesto para los grandes usuarios, otorgo una disminución de hasta el 5% aplicable sobre las alícuotas que les corresponda a quienes la utilicen y se caractericen como micro, pequeñas o medianas empresas por el término de 5 años desde la conexión en la red.

También eximió del Impuesto a los Sellos a los actos, contratos y/o instrumentos celebrados para la generación eléctrica distribuida, para la adquisición, instalación y emplazamiento de equipos de generación, de medición bidireccional y la conexión a la red de distribución por el término de 5 años desde la vigencia del Decreto.

En cuanto al Impuesto Inmobiliario fijó una reducción del 20% del monto a pagar que

recae sobre el inmueble donde se encuentre instalado y funcionando el equipo de generación a partir del 1° de enero del año siguiente a la conexión a la red.

IV. CONCLUSIONES

Se concluye en la necesidad de disponer de un esquema tributario claro, unificado y estable si es que se desea lograr un desarrollo importante de proyectos e inversiones concretas en generación de energía eléctrica de origen renovable, el almacenamiento y su integración a la red pública de distribución.

Las reformas de carácter impositivas acontecidas en los últimos años, no son un aliciente, provocan un contexto de incertidumbre y un freno a las inversiones en nuestro país. Si bien se regulan ciertos **incentivos** a través del Régimen de Fomento Nacional, los mismos están dispersos en varias normas, no muy claras, situación que merita un ordenamiento jurídico que contenga el conjunto de normas que rigen en materia de promoción y fomento de la actividad económica de inversión en fuentes renovables para la producción y/o generación de energía.

Es necesario un régimen de estabilidad tributaria que garantice la invariabilidad de la carga fiscal que minimice el riesgo de afectar los modelos económicos proyectados.

La generación de energía siempre fue una actividad productiva de capitales intensivos y muy sensibles a las variaciones impositivas que no contemplan en los modelos económicos de los inversores, razón por la cual es necesaria una norma clara que evite la aplicación futura de nuevas cargas fiscales. Demanda un conceso a nivel federal que respete los objetivos del marco legal.

Se requiere, además la necesidad de simplificar y disminuir la carga administrativa que implica la implementación de los beneficios fiscales establecidos por las normas.

Es importante destacar que los beneficios fiscales establecidos en la ley 27191 han sido exitosos con su objetivo de atraer inversores al sector renovables. Sin embargo, la situación económica del país ha ido modificándose desde el momento en que los beneficios fueron sancionados (2017), por la que algunas de las medidas no cumplen con el objetivo buscado, un ejemplo de ello es la inflación, por lo que los créditos fiscales nominados en pesos han sufrido una importante devaluación en su poder adquisitivo.

REFERENCIAS

- Ley 20628 impuesto a las ganancias (t.o. 1997 y modificatoria).
- Ley 23349 impuesto al valor agregado (t.o. 1997 y modificatoria).
- Ley convenio multilateral (BO 10/02/1978).
- Ley 10594 ley impositiva de la provincia de Córdoba (y modificatoria).
- Ley 6006 código tributario de la provincia de Córdoba (y modificatoria).
- Ley 10604 Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública de la provincia de Córdoba.
- Ley 26190/2006 Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- Ley 27191/2015 modificativa de Ley 26190/2006.
- Ley 27424 Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red pública.
- Decreto 986/2018.
- Luir Omar Fernandez, 2019, Impuesto a las ganancias: Teoría, Técnica y Práctica, Editorial: LA LEY.
- Rubén A. Marchevsky, 2006, Impuesto al valor agregado, Análisis integral, Editorial: EEREPAR.
 - i- Fallo “Bio Bahía SA c/EN – AFIP s/acción mere declarativa de inconstitucionalidad”, donde la Cámara Federal de Bahía Blanca confirma la posibilidad de aplicar el ajuste por inflación del impuesto a las ganancias en su totalidad, en el ejercicio iniciado a partir del 1/1/2019, sin tener que hacerlo en forma diferida en sextos – conforme lo dispone el art. 194 de la ley del gravamen-.
 - ii- Expresión “trece por ciento (13%)”sustituida por “siete por ciento (7%)”, por art. 7° de la Ley N° 27.630 B.O. 16/6/2021. Vigencia: a partir del día de su publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina y surtirán efecto para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.)

Selección de Material para “Electrodo de PAT” Mediante TRIZ

José Crisanti¹, Carlos E. Requena^{1,2}, Juan C. Nishiyama¹

¹Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional General Pacheco (UTN-FRGP), H. Irigoyen 288, Gral. Pacheco, B1617, Partido de Tigre, Prov. de Buenos Aires, Argentina, Tel. +54-11-6017-5991, carlooseduardorequena@yahoo.com.ar

Centro de Investigación, Desarrollo e Innovación en Energía Eléctrica (CIDIEE). Centro UTN FRGP

²UCA-Pontificia Universidad Católica Argentina, Facultad de Ingeniería y Ciencias Agrarias. Alicia Moreau de Justo 1500.C1107AAZ, Buenos Aires, Argentina.

Resumen – El PID integrador PAT STCC (Factibilidad de la Transmisión de Energía Eléctrica por Corriente Continua, HVDC), se desarrolló en la UTN, en equipo con las regionales FRSC, FRA, FRBA y CIDIEE de FRGP. El CIDIEE de la UTN-FRGP, tiene bajo su responsabilidad el estudio de la selección del material del electrodo del sistema de puesta a tierra, del medio ambiente y del retorno por tierra, que influyen en la vida útil de un sistema HVDC.

La selección del material del electrodo se realizó mediante conceptos ingenieriles y a la resistencia a la corrosión. Como se demuestra en el presente trabajo, se destaca el grado de coincidencia de la selección del material hallado para la fabricación del electrodo con el propuesto mediante la utilización de la Metodología TRIZ.

Esta metodología, que incrementa la creatividad y la innovación de quién lo aplica, se basa en el estudio de los modelos de evolución de patentes y, orienta al usuario a superar sistemática y estructuradamente contradicciones técnicas que surgen durante el proceso de análisis, logrando alcanzar un espacio de soluciones conceptuales que evitan soluciones por compromiso. De hallada la solución conceptual, se continua con la aplicación de métricas, es decir, con la ingeniería.

Mediante TRIZ, se planteó el problema como un “modelo de problema de contradicción” entre el material y el medio circundante, la causa raíz del problema. La metodología provee el “modelo de solución” que destruye la contradicción, evitando la solución por compromiso, que en el presente trabajo se logra alcanzar el mismo resultado conveniente que el hallado por medios convencionales, pero mediante un método creativo, estructurado, sistemático, transferible, reconocido y, como se mostrará, en expansión en el mundo tecnológico.

Mediante este ejemplo, además de dar a conocer temáticas de investigación encaminadas por el CIDIEE/FRGP, se pretende difundir y despertar el interés por la Metodología TRIZ, de utilidad en todas las ramas de la ingeniería y, además como lo venimos haciendo en UTN FRGP desde 2015, se puede enseñar en las carreras de grado de ingeniería.

Palabras claves - Electrodo, Corrosión, TRIZ, Contradicción.

INTRODUCCIÓN

El CIDIEE de la UTN-FRGP, se dedicó al estudio de la selección del material del electrodo del sistema de puesta a tierra, del medio ambiente y del retorno por tierra, que influyen en la vida útil de un sistema HVDC. En cuanto a la selección del material, para el sistema de conexión a tierra, se tuvo en consideración las propiedades del suelo al que puede ir destinada la futura instalación, dado que la aireación, retención de agua, contenido de sales disueltas, resistividad del suelo, acidez del suelo y presencia de especies iónicas, afectan causando corrosión del material y en consecuencia acortando su vida en servicio.

Las conclusiones alcanzadas fueron utilizadas como comparación de los resultados obtenidos mediante TRIZ (Savransky), y como se demostrará en excelente concordancia.

En el presente trabajo, haremos el agregado de otras herramientas posteriores a TRIZ. Altshuller, ingeniero ruso creador de la metodología, revisó con un equipo de profesionales aproximadamente 1.500.000 de patentes seleccionando alrededor de 200.000 de ellas, tratando de buscar solo los problemas inventivos y la forma en que fueron resueltos. De estas 200.000, solo 40.000 patentes fueron consideradas como inventivas. El resto, eran solo mejoras rutinarias. Además, él definió un problema inventivo como uno en que la solución causa otros problemas, esto es que cuando algún parámetro de ingeniería se mejora, otros empeoran. Posteriormente llamó a esto

contradicción técnica. A modo de ejemplo, si deseamos reducir el costo de una pieza metálica estampada, lo mejoramos reduciendo el espesor de la chapa, pero como resultado se resiente su resistencia mecánica. Para alcanzar una solución ideal se deben eliminar las soluciones por compromiso o trade off, es decir eliminar totalmente las causas. En la aplicación de TRIZ hemos optado por una adaptación estadounidense, denominada TRIZICS (Cameron), y que es una mejora sustancial a TRIZ, dado que este puede resultar un camino un tanto árido para el no experto.

DESARROLLO

Sistema HVDC:

La función básica de un electrodo de puesta a tierra, en un sistema HVDC (sigla en idioma inglés de Corriente Continua de Alto Voltaje), es como potencial de referencia en modo normal (configuración bipolar); en caso de emergencia, configuración monopolar (con retorno por tierra), se inyecta/extrae la corriente nominal del sistema, que corresponde a la mitad de la potencia.

En nuestro país aún no hay ningún sistema HVDC instalado.

El electrodo debe tener la capacidad de transportar la corriente del sistema, debe ser adecuado para el servicio de funcionamiento especificado durante el ciclo de vida del proyecto, y, además, debe cumplir con los requisitos generales de confiabilidad del sistema y prever que su operación en servicio tenga un impacto mínimo sobre el medio ambiente y los seres vivos.

Para esto, el diseño de electrodos de Tierra se tiene que ajustar a las leyes de la termodinámica, de la física, la química física y geofísica, así como en la tecnología de conducción de electricidad. Por lo tanto, el diseño del electrodo requiere tener en cuenta la interacción de diversas variables para consolidar un comportamiento compatible con el sistema de transmisión HVDC (Hu).

Los detalles de un diseño de electrodo dependerán de la naturaleza del sitio donde se instalará el electrodo. Por ello, se deben tener en cuenta las estructuras geológicas del área y la infraestructura en las proximidades del sitio de instalación del electrodo, y con esto conocer y medir los parámetros básicos para su diseño, así como también para su configuración básica y los modos de operación del sistema HVDC. Además, es necesario definir el diseño y el sitio adecuado para la instalación, con el objetivo de reducir el área de tierra ocupada por el electrodo de puesta a tierra, minimizando la superficie necesaria para cumplir con las normas, vigentes en el mundo, con relación a la seguridad eléctrica e impacto ambiental (Crisanti). Los posibles sitios de instalación de electrodos están en tierra, en agua de mar y en agua de la costa del mar.

Datos calculados de transmisión monopolar de HVDC de 1800 MW a 400 kV: el electrodo de puesta a tierra tiene una forma un anillo circular cuyo diámetro es de 1 km, y consiste en una barra de sección circular de un diámetro de 150 mm.

Resistividad del Suelo:

Una alta resistividad del terreno conduce a un menor flujo de corriente, lo que a su vez da como resultado un nivel reducido de corrosión al que está sujeto la superficie activa del material del electrodo en contacto directo con este tipo de terreno. Razón por la que es muy importante una medición precisa de la resistividad del suelo. La corrosión de las estructuras enterradas es un proceso electroquímico extremadamente complejo (Cárdenas).

El calentamiento del suelo que rodea al electrodo consecuencia de su funcionamiento no debe alcanzar los 100°C, a fin de evitar la evaporación de la humedad del suelo. A medida que la temperatura del suelo aumenta, la humedad se expulsa a velocidades crecientes. Si el suelo alrededor de los elementos del electrodo se seca, la resistividad del suelo aumentará lo cual no es deseable. Por lo tanto, al diseñar el electrodo, se debe seleccionar un aumento de temperatura máximo admisible basado en la temperatura ambiente promedio esperada del suelo en la ubicación del electrodo, de modo que la temperatura resultante durante el funcionamiento continuo del electrodo se mantenga, lo más posible, por debajo de los 100 °C.

Elección de materiales de electrodo apropiados:

El material de electrodo del ánodo sufre corrosión electroquímica debido a la corriente iónica que fluye desde el ánodo al medio electrolítico circundante. La pérdida de metal anódico durante un

periodo de tiempo t_1-t_2 es directamente proporcional a la carga eléctrica que fluye a través de ella (Smith).

La velocidad de la corrosión en la práctica varía ampliamente dependiendo del tipo de material y las propiedades del medio circundante. El ánodo conductor central interno envuelto en coque molido permite disminuir la velocidad de corrosión a niveles más bajos que los valores mencionados anteriormente. La resistividad del coque es baja y por lo tanto la corriente del ánodo es mantenida principalmente por los electrones más bien que por los iones, que reduce grandemente la velocidad de la corrosión. El coque es un material noble que sólo es superado por el platino con una pérdida mínima de material de fácil reposición y muy bajo costo.

Hierro: Las barras de acero liso, las barras y los tubos se han utilizado extensamente en lechos de coque. Pueden soportar estrés mecánico y pueden ser fácilmente transportados y manejados. Además, este material puede doblarse y soldarse entre sí para ajustarse a la forma apropiada del electrodo.

La corrosión localizada real del hierro se estima en aproximadamente 1-5% del valor teórico de 9.13 kg/A. año (0.09 kg/A. año a 0.46 kg/A año). Esto significa que se perderían entre 90 Kg y 460 Kg de material anódico por año con una corriente continua de 1000 A.

Hierro fundido: Su principal ventaja es una menor tasa de corrosión que la del acero blando. Sin embargo, el hierro fundido es quebradizo y difícil de soldar.

Hierro de Alto Silicio: Esta aleación es aproximadamente 14% Si, 1% C y 0,5% Mn. Se utiliza preferentemente en lechos de suelo de agua dulce o de coque. El material es relativamente quebradizo. Los ánodos SiFe no funcionan tan bien como el grafito en altas concentraciones de cloro. La velocidad de corrosión de los electrodos de alto Si Fe es de 0,1 kg/A año a 1 kg/A. año cuando se utiliza en camas de tierra, pero se han utilizado con éxito en agua dulce, también sin el relleno de coque.

Hierro silicio con cromo: Se puede lograr una larga vida útil en agua salada mediante la adición de aproximadamente 5% de Cr, dando como resultado una resistencia mejorada a la corrosión causada por los gases de halógeno. Por ejemplo, el cloro se libera por electrólisis en agua de mar o cuando el electrodo está enterrado en suelos con un contenido de sales de cloruro. La tasa de corrosión en la práctica es de 0,25 kg / año a 1 kg / año.

Titanio con recubrimiento de Platino y Platino Niobio: La velocidad de corrosión para ambos tipos de electrodos es sólo de 6-8,6 kg/A. año a 10^{-6} kg/A. año.

Titanio en forma de red, con un recubrimiento de óxido compuesto de elementos del grupo del platino (Ir, Pt, Rh, Ru, cuya disposición exacta está protegida por una patente), es el material Utilizado en el ánodo bajo el agua en el proyecto HVDC Fenno-Skan.

Magnetita: Es un mineral de composición química Fe_3O_4 . Las velocidades de corrosión se encuentran en el intervalo de 2 g/A. año a 80 g/A. año, son los valores más bajos correspondientes a electrodos en agua de mar.

Grafito: El grafito es similar a la magnetita, un material bastante frágil. Las impregnaciones de aceite de linaza mejoran la resistencia contra la oxidación y la erosión mecánica. La velocidad de corrosión es de aproximadamente 0,05 kg/A. año a 0,2 kg/A. año para electrodos de grafito en lechos de coque en tierra y 0,3 kg/A. año a 1 kg/A. año cuando se encuentra directamente en el agua de mar.

Grafito y coque molido: A menudo se utilizan diversos tipos de coque y tamaño de grano para minimizar la corrosión y aumentar el área de superficie activa. Debido a su conductividad relativamente alta, el relleno de coque se convierte efectivamente en una extensión del electrodo. La densidad de corriente resultante en la interfase tierra-coque/suelo es menor que la densidad de corriente en la interfaz grafito/coque molido porque la relación de las densidades de corriente es inversamente proporcional a la extensión de las superficies de contacto.

La pérdida de coque es solo del coque molido que es el que está en contacto con la tierra, mientras que la barra interna grafito está protegida por el coque que no produce ninguna reacción. Este diseño es mucho menos costoso que

el de hierro, por ejemplo, y la velocidad de corrosión está entre 0,5 kg/año y 2 kg/año. La reposición del coque molido es desde el exterior. Este es el diseño seleccionado por el grupo de trabajo de UTN-FRGP.

TRIZ:

La expresión TRIZ proviene de la palabra rusa “ТРИЗ”, que es el acrónimo de “Teoría de Resolución de Problemas Inventivos”. Es un método sistemático para incrementar la creatividad y la innovación industrial. Se basa en el estudio de los modelos de evolución de patentes y en otros tipos de soluciones a problemas. Los ingenieros y otros profesionales que resuelven problemas técnicos de forma intuitiva encontrarán que este método les proveerá ideas adicionales. Los que resuelven problemas de forma estructurada, encontrarán que TRIZ provee estructuras adicionales. Todas las organizaciones pueden innovar y hacerlo sistemáticamente, sin depender del azar. La intención del presente trabajo es la de difundir y explicar brevemente TRIZ utilizando un ejemplo de aplicación sencillo y claro. Se incluyen en las referencias datos útiles para aquellos interesados en profundizar lo aquí desarrollado [1].

El creador del método TRIZ fue Genrich Altshuller [2], un ingeniero ruso que desarrolló la teoría a través del análisis de un millón y medio de patentes de invención. Se percató de que a pesar de que los inventos que analizó resolvían problemas muy diferentes, en campos también muy diferentes, las soluciones

aplicadas podían obtenerse a partir de un conjunto relativamente reducido de ideas básicas o principios de invención generales. En la década de 1950, Altshuller escribió que, encontrar y resolver las contradicciones es esencial en la resolución de problemas. Durante las últimas décadas, las mismas contradicciones se han descubierto en situaciones de la ciencia, la ingeniería y empresariales que, en la superficie, parecen ser muy diferentes entre sí.

Herramientas Clásicas de TRIZ:

Del estudio realizado por Altshuller y su equipo, surgió que los parámetros de ingeniería en juego en todas las soluciones de los problemas que se hallaron en las patentes eran tan solo 39 (Bukhman). Estos se conocen como Los “39 Parámetros de Ingeniería”. Se muestra una lista de estos parámetros en la Tabla 1.

Tabla 1: Lista de los 39 Parámetros de Ingeniería.

LOS 39 PARÁMETROS DE INGENIERÍA	
1. Peso de un objeto móvil	20. Energía consumida por un objeto inmóvil
2. Peso de un objeto inmóvil	21. Potencia
3. Longitud de un objeto móvil	22. Desperdicio de energía
4. Longitud de un objeto inmóvil	23. Desperdicio de sustancia
5. Área de un objeto móvil	24. Pérdida de información
6. Área de objeto inmóvil	25. Perdida de tiempo
7. Volumen de objeto móvil	26. Cantidad de sustancia
8. Volumen de objeto inmóvil	27. Fiabilidad
9. Velocidad	28. Precisión de medida
10. Fuerza	29. Precisión de manufactura
11. Tensión, presión,	30. Factores nocivos que actúan en un objeto
12. Forma	31. Efectos nocivos
13. Estabilidad de un objeto	32. Manufacturabilidad
14. Fuerza	33. Conveniencia de uso
15. Durabilidad de un objeto móvil	34. Reparabilidad
16. Durabilidad de un objeto inmóvil	35. Adaptabilidad
17. Temperatura	36. Complejidad de un dispositivo
18. Brillo	37. Complejidad de control
19. Energía consumida por un objeto móvil	38. Nivel de automatización
	39. Productividad

También se extrajo, de ese estudio, nada más que 40 principios de invención, de todas esas patentes. Esta lista se conoce como los “40 Principios de Inventiva” (Arbore). Los 40 principios son la deducción más directa del análisis de las patentes realizado por el creador del TRIZ. Se da una lista de los 40 principios en la Tabla 2.

Con esta breve introducción de las dos tablas, podemos ahora presentar una de las herramientas clásicas de la metodología TRIZ, la Matriz de Resolución de Contradicciones Técnicas que nos permitirá resolver las contradicciones técnicas.

Tabla 2: Lista de los 40 Principios de Inventiva

LOS 40 PRINCIPIOS INVENTIVOS	
1. Segmentación	23. Retroalimentación
2. Extracción	24. Mediador
3. Calidad local	25. Autoservicio
4. Asimetría	26. Copiado
5. Combinación	27. Objeto barato de vida corta en vez de uno caro y durable
6. Universalidad	28. Reemplazo de sistemas mecánicos
7. Anidación	29. Uso de una construcción neumática o hidráulica
8. Contrapeso	30. Película flexible o membranas delgadas
9. Reacción previa	31. Uso de material poroso
10. Acción previa	32. Cambio de color
11. Amortiguamiento anticipado	33. Homogeneidad
12. Equipotencialidad	34. Restauración y regeneración de partes
13. Inversión.	35. Transformación de los estados físicos y químicos de un objeto
14. Esferoidalidad	36. Transición de fase
15. Dinamicidad	37. Expansión térmica
16. Acción parcial o sobrepasada	38. Uso de oxidantes fuertes
17. Moviéndose a una nueva dimensión	39. Medio ambiente inerte
18. Vibración mecánica	40. Materiales compuestos
19. Acción periódica	
20. Continuidad de una acción útil	
21. Despachar rápidamente	
22. Convertir algo malo en un beneficio	

La resolución de un problema con esta herramienta (y lo mismo sucede con las otras herramientas estructuradas) requiere de la abstracción del sistema, luego la identificación de la contradicción técnica, seguidamente la aplicación del operador abstracto o principio, y por último la especificación para obtener de nuevo el sistema físico con el problema resuelto.

Contradicciones Técnicas:

Una contradicción técnica es una situación en la que queremos variar una característica (parámetro de ingeniería) de un sistema tecnológico y al hacerlo nos varía otra que no queremos que se modifique o que, en todo caso, se podría modificar en sentido contrario al que lo hace. Veamos algunos ejemplos:

Ejemplo 1: Si reduzco costos reduciendo el tensioactivo de un detergente por dilución, voy en detrimento de su viscosidad.

Ejemplo 2: Si en una pieza de chapistería deseo reducir su peso, debo reducir el espesor, en detrimento de su resistencia mecánica.

Como se observa en la Figura 2, la matriz de contradicciones es un cuadro de doble entrada, donde en la primera columna de la izquierda están listados en valor ascendente hacia abajo los 39 parámetros, de los cuales elijo uno para mejorar mi sistema tecnológico, y en la primera fila superior están listados ordenadamente de modo ascendente de hacia la derecha los 39 parámetros de los cuales algunos empeoran mi sistema tecnológico al elegir el parámetro que

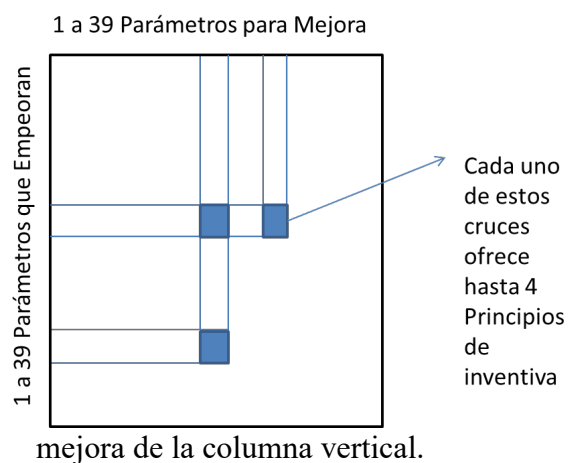


Figura 2: Esquema de Matriz de Contradicciones.

En el cruce de cada fila y columna se dan referencias a los tipos de soluciones que se pueden aplicar para mejorar un parámetro sin que empeore el otro. Las soluciones ofrecidas son los 40 principios de inventiva que identifiqué Altshuller. El orden de los números se debe a que en ese mismo orden es que aparecen más patentes con el principio

inventivo en que fue resuelto un problema con igual contradicción.

Se debe tener en cuenta que, los principios no son una solución directa a la contradicción, sino una línea de razonamiento para encontrar la solución. Mirando la tabla se observan casillas de la matriz que están vacías. Estas ubicaciones corresponden a contradicciones técnicas que no se pueden dar o que no están resueltas. En estos casos TRIZ cuenta con otras herramientas que por razones de espacio aquí no se desarrollarán (Cameron).

La resolución de un problema con esta herramienta (y lo mismo sucede con las otras herramientas estructuradas) requiere de la abstracción del sistema, luego la identificación de la contradicción técnica, seguidamente la aplicación del operador abstracto o principio, y por último la especificación para obtener de nuevo el sistema físico con el problema resuelto. En la Figura 4 (Arzate) se muestra una parte de la matriz de contradicciones.

Aplicación TRIZ: Problema con la Corrosión del Electrodo

El problema con la corrosión del electrodo sucede cuando a través de este no circula corriente, la cual evita que los electrones que “exigidos” por el medio, los termine aportando los átomos del metal del electrodo. Así el electrodo deja de portarse catódicamente para hacerlo anódicamente. En la Figura 5 se presenta un esquema gráfico de la situación. La consecuencia directa es que el

		ATRIBUTO QUE EMPEORA							
		9 Velocidad	10 Fuerza	11 Tensión/Presión	12 Forma	13 Estabilidad de la composición	14 Resistencia o fortaleza	15 Tiempo de acción del objeto móvil	16 Tiempo de acción del objeto estacionario
ATRIBUTO QUE MEJORA	1 Peso del objeto móvil	2,8,15,38	8,10,18,37	10,36,37,40	10,14,35,40	35,19,39	28,27,18,40	5,34,31,35	
	2 Peso del objeto estacionario		8,10,19,35	13,29,10,18	13,10,29,14	8,39,1,40	28,2,10,27		2,27,19,6
	3 Longitud del objeto móvil	13,4,8	17,10,4	1,8,35	1,8,10,29	8,15,34	8,35,29,34	19	
	4 Longitud del objeto estacionario		28,10	1,14,35	7,13,14,15	35,37,39	14,15,28,26		1,40,35
	5 Área del objeto móvil	29,30,4,34	19,30,35,2	10,15,36,28	5,34,29,4	1,2,13,39	3,15,40,14	6,3	
	6 Área del objeto estacionario		1,18,35,36	10,15,36,37		2,38	40		2,10,19,30
	7 Volumen del objeto móvil					28,10,1,39	9,14,15,7	6,35,4	
	8 Volumen del objeto estacionario		2,18,37	24,35	7,2,35	8,35,40,	9,14,15,17		35,34,38
	9 Velocidad		13,28,15,19	6,18,38,40	35,15,18,34	3,1,18	8,3,26,14	3,19,35,5	
	10 Fuerza	13,28,15,12		18,21,11	10,34,35,40	35,10,21	35,10,14,27	19,2	
	11 Tensión/Presión	6,35,36	36,35,21		35,4,15,10	35,33,2,40	9,18,3,40	19,3,27	
	12 Forma	35,15,34,18	35,10,37,40	34,15,10,14		33,1,18,4	30,14,10,40	14,28,9,5	
	13 Estabilidad de la composición	33,15,28,18	10,35,21,16	2,35,40	22,1,18,4		17,9,15	13,27,10,35	39,3,35,23
	14 Resistencia o fortaleza	8,13,26,14	10,18,3,14	10,3,18,40	10,30,3,10	13,17,35		27,3,26	
	15 Tiempo de acción del objeto móvil	3,35,5	19,2,16	19,3,27	14,25,26,28	13,3,35	27,3,10		



Figura 4: Vista parcial (adaptación por razones de espacio de la matriz de contradicciones.

electrodo se consume ya que el metal al transformarse en iones pierde sus propiedades de este.

Este daño es como consecuencia del comportamiento anódico del metal, dejando como la parte anódica en el material componente del medio circundante, el suelo. Material este compuesto de una gran cantidad de

sustancias covalentes, iónicas y combinaciones de ambas.

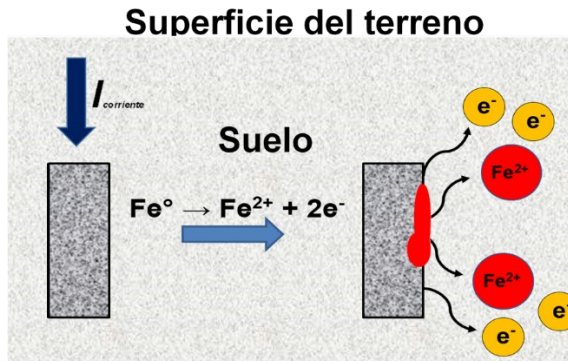


Figura 5: Esquema gráfico del electrodo de puesta a Tierra.

El suelo, por exigencias de diseño, debe ser muy conductor, pero esto está en detrimento del metal. Si el suelo no fuera conductor, no tuviera humedad y movilidad iónica, el metal difícilmente experimentaría un proceso corrosivo en su superficie de contacto con el suelo. Este proceso corrosivo lleva al consumo del metal del electrodo. Esto se puede relacionar con el Parámetro de Ingeniería 23 llamado “Pérdida de Materia” o “Desperdicio de Sustancia” que se refiere a la pérdida parcial o total de materia del sistema o de los subsistemas de este (temporal o permanente).

Por otro lado, el medio circundante, el suelo, es el que produce el daño sobre el metal del electrodo. Esto, se relaciona con el Principio de Inventiva 30 denominado “Daño Externo que Afecta a un Objeto”, el cual, se refiere a la susceptibilidad de un sistema a daños infligidos desde el exterior. Ahora realicemos los planteos de los Conflictos Técnicos (CT) 1 y 2, en los cuales, colocaremos cada uno como mejora y empeoramiento y luego

invertiremos los papeles, de ahí 1 y 2 para formar finalmente la Contradicción Técnica (Zagorodnova).

CT1: Si, el daño externo que afecta al electrodo mejora, entonces, el suelo es muy conductor (ρ es muy baja, es bueno), pero, la pérdida material del electrodo por corrosión empeora.

CT2: Si, el daño externo que afecta al electrodo empeora, entonces, el suelo es poco conductor (ρ es muy alta, es malo), pero, la pérdida material del electrodo por corrosión mejora.

La Figura 6 muestra la expresión de la Contradicción Técnica en base a los Conflictos Técnicos (Zagorodnova).

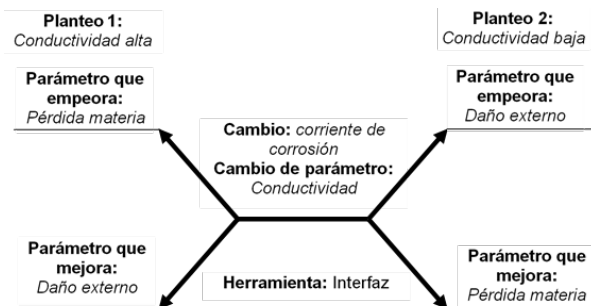


Figura 6. Diagrama de Contradicciones

El paso siguiente del proceso TRIZ es aplicar la Matriz de Contradicciones.

Aplicación de la Matriz de Contradicciones:

En el caso del CT1, dónde el Parámetro 23 (Pérdida de Materia) empeora y el Parámetro 30 (Daño externo...) mejora, los Principios de Inventiva hallados son:

Principio 33 (Homogeneidad): Objetos secundarios que interactúan con el objeto principal, deben fabricarse del mismo material o de materiales similares al objeto principal.

Principio 22 (Convertir algo dañino en benéfico): a) Convertir dos o varios efectos dañinos en uno benéfico. b) Incrementar la acción dañina hasta que cesa de serlo.

Principio 19 (Acción periódica): a) Reemplazar una acción continua con una periódica o con impulsos.

b) Si una acción ya es periódica, cambiar su frecuencia. c) Usar pausas entre los impulsos para obtener una acción adicional.

Principio 40 (Materiales compuestos): Usos de los nuevos materiales con características muy especiales.

En el caso del CT2, donde el Parámetro 23 (Pérdida de Materia) mejora y el Parámetro 30 (Daño externo...) empeora, los Principios de Inventiva hallados son:

Principio 33 (Homogeneidad): ya descripto.

Principio 22 (Convertir algo dañino en benéfico): ya descripto.

Principio 30 (Acción periódica): a) Reemplazar una acción continua con una periódica o con impulsos.

b) Si una acción ya es periódica, cambiar su frecuencia. c) Usar pausas entre los impulsos para obtener una acción adicional.

Principio 40 (Membranas flexibles o películas delgadas): ya descripto.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El principio de inventiva que se destaca por simple visualización de los datos de la matriz es el 33 "Homogeneidad". Induce a pensar que como la corrosión se produce por la heterogeneidad de propiedades, en este caso electroquímicas, entre materiales vinculados de alguna forma, se debe evitar esta heterogeneidad por una homogeneidad. El suelo no se lo puede

cambiar radicalmente, lo más fácil es cambiar el electrodo y mejorar en medio inmediato, de manera de reducir esa heterogeneidad.

La función principal del electrodo es brindar un medio conductor sólido hacia tierra, por eso, se debe buscar un material parecido al material terrestre para evitar la marcada heterogeneidad y a la vez conduzca como un metal. De aquí surge un material que se aproxima a esto y es el grafito. No es igual al material terrestre en cuanto a componentes y estructura, pero se diferencia marcadamente de un metal en cuanto a esto y por lo tanto estaría más cerca del material terrestre. Y conserva, sin embargo, parte de la conductividad metálica. En esto se encuentra la coincidencia de resultados de métodos tradicionales y la metodología TRIZ.

CONCLUSIONES

Todo el razonamiento realizado aquí, puede que coincida o no con el lector. Puede encontrar otras soluciones, realizar otros gráficos, inclusive probar otros parámetros. Eso es la riqueza del método, su propia contradicción, esto es, que siendo altamente estructurado permite la libertad de estrategias, lo cual es muy enriquecedor. TRIZ, prescinde de la parte emocional en su razonamiento al no permitir la acción de la inercia psicológica. Utiliza el conocimiento de muchos analistas que resolvieron conflictos de diferente índole, pero con los mismos parámetros en conflicto. Con TRIZ, se pueden diseñar y como en el presente caso rediseñar sistemas o

procesos tecnológicos. Basta con presentar una disconformidad, traducirlo a parámetros de ingeniería en conflicto y comenzar el proceso. Casi desconocido en Argentina.

REFERENCIAS

Arbore, L. et al. Los 40 Principios de Inventiva de TRIZ: Metodologías para el Desarrollo de la Creatividad en Ingeniería. Manual. 1ra Edición. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: edUTecNe, 2019. Libro digital, PDF. ISBN 978-987-4998-11-8.

<http://ria.utn.edu.ar/handle/123456789/4038>

Arzate E. R., Coronado Maldonado M. TRIZ. La Metodología más Moderna para Inventar o Innovar Tecnológicamente de Manera Sistemática. Editor: Panorama México, 2004. ISBN13: 978-9683813596

Bukhman, I. TRIZ Technology for Innovation. Published by Cubic Creativity Company. ISBN 978-986-85635—2-0. 2012. Traducción al español para uso personal por: J. C. Nishiyama, T. Zagorodnova y C. Requena. 2015.

Cameron, Gordon - TRIZICS: Teach yourself TRIZ, how to invent, innovate and solve "impossible" technical problems systematically. www.trizics.com. 2010

Cárdenas, V., et al. Manual para la Interpretación del Perfil de Resistividad Obtenido al Realizar el Estudio de la Resistividad del Suelo a Partir de las

Configuraciones del Método De Wenner. Universidad Tecnológica de Pereira Facultad de Tecnologías Programa de Tecnología Eléctrica Pereira. 2011

Crisanti, J., Requena, C. PID Integrador "PAT STCC" (Factibilidad de la Transmisión de Energía por Corriente Continua). 1er Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica. UTN, FRGP. Grl. Pacheco, Buenos Aires, Argentina. 2015.

Hu, J. Convenor, and others. General Guidelines for HVDC Electrode Design. Working Group B4.61 ISBN: 978-2-85873-378-1. Enero 2017.

Nishiyama, T. Zagorodnova y C. Requena. "TRIZ - Resolución Estructurada de Problemas Ingenieriles", Vertientes del Conocimiento. Año 3, Volumen 3, pág. 41-52. Mayo 2016 ISSN 2422-7463. SCyT. UTN FRGP.

Savransky, Semyon D. Engineering of Creativity (Introduction to TRIZ Methodology of Inventive Problem Solving) © 2000 by CRC Press LLC.M.

Requena, C., Nishiyama, J. 2015. "Metodologías para el Desarrollo de la Creatividad en Ingeniería". Apunte de uso interno de la Cátedra "Metodologías para el Desarrollo de la Creatividad en Ingeniería". UTN FRGP. Buenos Aires.

Zagorodnova T., Nishiyama J. C., Requena C. Aplicación de TRIZICS en Resolución de Problemas. Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional General Pacheco. 1er Congreso

Argentino de TRIZ. Creatividad e Innovación aplicadas al desarrollo de nuevos Productos y Procesos. Grl. Pacheco, Argentina. Septiembre de 2016. ISBN 978-9871896-69-1
<http://www.edutecne.utn.edu.ar/TRIZ/TRIZ.pdf>

Abandonar la Energía Atómica... ¿Es el camino correcto?

Autor: Jorge D. Roisman Osengar

Institución: JR y Asociados, Colombia 1884, Ciudad de Neuquen. CP 8300, Argentina, Tel +54-0299-4089244, mail: consultort9@gmail.com

Resumen –

El uso de Centrales Eléctricas Nucleares tiene muy mala imagen a nivel internacional debido a la ocurrencia de accidentes muy graves, principalmente el de Chernobyl y últimamente el incidente de Fukuyima, en Japón. La presión de organizaciones ambientalistas y de la opinión pública ha llevado a varias naciones europeas a decidir abandonar la Generación Eléctrica con Energía Nuclear. El presente trabajo constituye una reflexión sobre si éste es el camino correcto.

Se hace un breve resumen sobre el nivel de inversiones que requieren las centrales de energía Eólica y Solar, el impacto ambiental que provocan y los residuos peligrosos que generan. Otro inconveniente está relacionado con las inestabilidades provocadas en los sistemas interconectados.

A nivel de la Energía Nuclear, el avance tecnológico de la Centrales eléctricas atómicas garantiza un elevado nivel de seguridad en su operación, elimina la emisión de gases de efecto invernadero y con un adecuado manejo de los residuos radiactivos se eliminan los riesgos de contaminación radiactiva.

En este trabajo se comparan las ventajas y desventajas de los diversos tipos de generación desde el punto de vista de impacto ambiental, de costos de inversión y de operación, introduciendo el análisis de los Reactores Modulares Pequeños (SMR en inglés), como el CAREM desarrollado por la Comisión Nacional de Energía Atómica de la Argentina con tecnología totalmente nacional.

Se concluye que la energía atómica presenta importantes ventajas para poder controlar los efectos que provocan el cambio climático y que los SMR pueden constituir una base para abastecer la demanda de Energía Eléctrica a precios competitivos con los de una Central convencional termoeléctrica

Palabras claves: Energía Nuclear, Energías limpias, Cambio climático, Reactores Modulares Pequeños.

INTRODUCCIÓN

La Humanidad se halla en el dilema de encontrar fuentes de Energía que reemplacen el uso de los combustibles fósiles, responsables de crear gases de efecto invernadero.

El uso de Centrales Eléctricas Nucleares tiene muy mala imagen a nivel internacional debido a la ocurrencia de accidentes muy graves, principalmente el de Chernobyl y últimamente el incidente de Fukuyima, en Japón. La presión de organizaciones ambientalistas y de la opinión pública ha llevado a varias naciones europeas a decidir abandonar la Generación Eléctrica con Energía Nuclear.

Las centrales de energía Eólica y Solar no solo requieren cuantiosas inversiones sino que además se produce un importante impacto ambiental al ocupar muy grandes extensiones de tierra con aerogeneradores o paneles solares, restando superficie aprovechable por la agricultura.

DESARROLLO

Energía Eólica:

Alemania debería sustituir 17.000 mw de energía nuclear (casi toda la potencia que genera la Argentina o un 20% del total alemán). Suponiendo que los reemplace con energía eólica, debería plantar entre 30 y 40.000 molinos de viento. Ello implicaría un nivel de inversión y de impacto ambiental elevadísimo.

La integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos puede ocasionar problemas de estabilidad ligados fundamentalmente a la variación aleatoria del viento, lo que provoca que la tensión en el nodo de conexión varíe. Si el sistema al que se conecta es débil esta variación tiene una mayor influencia

La producción de Energía Eólica es variable, en función de la hora del día, del día del año,

Las llamadas energías limpias también generan residuos peligrosos provenientes de los materiales de los paneles solares, se requiere sistemas de almacenamiento de energía, actualmente solo se dispone de bancos de baterías, que generan desechos tóxicos. Los generadores eólicos impactan sobre las aves, provocando su muerte y un gran impacto visual, no tienen un flujo de energía constante y generan grandes inestabilidades en los sistemas eléctricos interconectados.

A nivel de la Energía Nuclear, el avance tecnológico de la Centrales eléctricas atómicas garantiza un elevado nivel de seguridad en su operación, elimina la emisión de gases de efecto invernadero y con un adecuado manejo de los residuos radiactivos se eliminan los riesgos de contaminación radiactiva.

El presente trabajo constituye una comparación sobre las inversiones necesarias en cada sistema y un llamado de atención a reconsiderar a la energía atómica como un camino posible para reducir la huella de carbono.

de la situación geográfica general y de la topografía local. Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire. A título de ejemplo, en un viento de 8 m/s de media anual, pueden extraerse alrededor de 2.800 kWh por m² y año. Un viento de 13 m/seg, a través de una superficie de 150 m², produce una potencia de 198 kW.

Para producir cantidades de energía equivalentes a las centrales termoeléctricas o nucleares, se necesita una cantidad importante de aerogeneradores y por lo tanto impactar sobre grandes superficies, además de producir elevados niveles de ruido.



Fig.1. Superficie impactada por Parque Eólico



Fig.2 Impacto negativo sobre las aves

El nivel de inversión estimado para un parque de Generación Eólica se encuentra entre 1800 a 2000 u\$s/KW

Energía Solar:

Ventajas de la energía solar:

Es una energía limpia que reduce la huella de carbono de manera significativa, pues no genera gases de efecto invernadero ni contamina durante su uso (solo la contaminación creada al producir los paneles solares).

Es una fuente de energía renovable y sostenible.

No requiere extracción constante de materiales para su funcionamiento, por lo que

es una energía muy económica cuya inversión inicial es fácil de recuperar durante los años: un panel solar puede tener una vida útil de cuarenta años.

Otra ventaja de la energía solar es que disminuye la necesidad de combustibles fósiles y ayuda a conservar los recursos naturales.

Desventajas de la energía solar:

Tiene una eficiencia relativamente baja en cuanto a la energía eléctrica que puede convertir, alrededor de un 25%; aunque según avanza su desarrollo se está logrando aumentar su rendimiento.

A la larga la energía solar puede salir barata, pero el coste inicial de su instalación es elevado y no es accesible para todo el mundo.

Es necesaria un área de instalación grande con el objetivo de producir una cantidad de energía eléctrica adecuada para cubrir las necesidades energéticas.

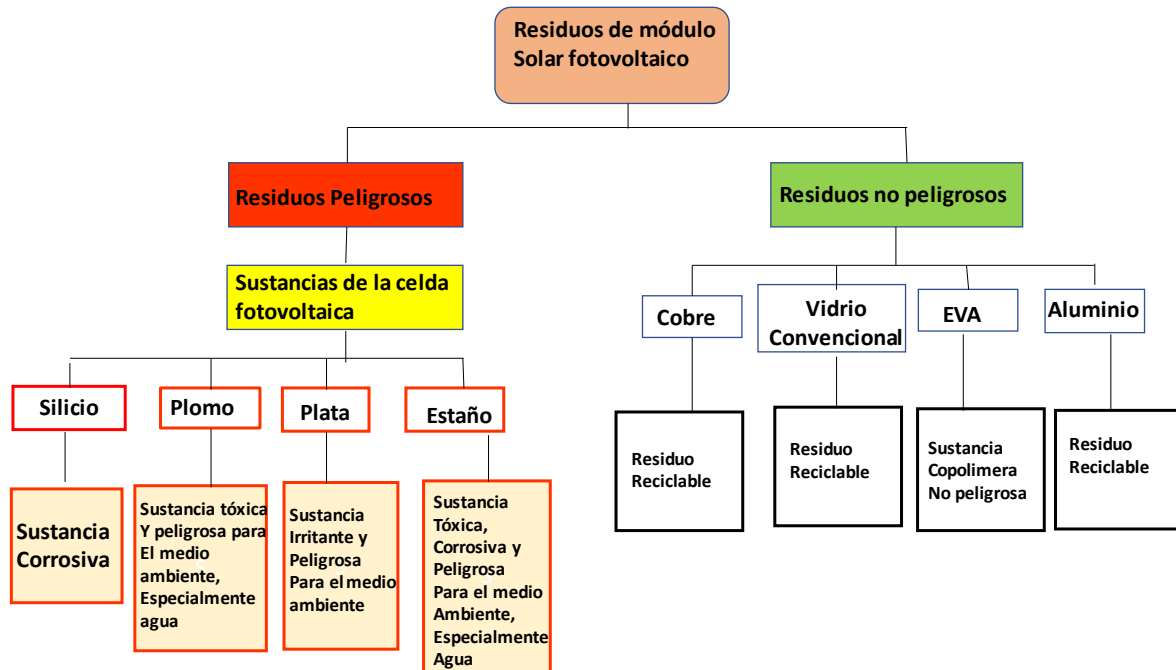
La energía solar no es constante, ya que fluctúa a lo largo del día y por la noche no está disponible. Para evitar esta desventaja hay que recurrir al almacenamiento de energía. Su efectividad es, además, menor durante los meses invernales.

Otra desventaja de la energía solar es que el rendimiento de los paneles solares puede disminuir en determinadas condiciones atmosféricas, como largos periodos de calor y humedad o con nubes y niebla.

La contaminación es un problema para la energía solar, por lo que en ciudades con altos grados de contaminación atmosférica su rendimiento es mucho menor. Altos costos de mantenimiento.

Durante la producción de los paneles solares se emite gran cantidad de gases de efecto invernadero y desechos tóxicos, una desventaja que compensan durante su uso reduciendo la huella de carbono.

Tabla 1: Clasificación de residuos de un módulo fotovoltaico



La tabla I nos da una indicación de los residuos peligrosos generados en la fabricación de los paneles fotovoltaicos..

No hay procedimientos ni instalaciones para la disposición final de los residuos peligrosos generados de los componentes de los paneles solares.

Tampoco existen para los residuos de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica, independientemente de la tecnología que sean.

Las grandes extensiones ocupadas por los paneles solares no pueden ser aprovechadas para generar agricultura sustentable.

Para un parque de generación fotovoltaica, las inversiones necesarias fluctúan mucho dependiendo del tamaño y potencia instalada, entre 1200 a 3200 u\$s/KW.



Fig. 3. Granja Solar

Energía Nuclear:

Los reactores nucleares se clasifican por la evolución tecnológica incorporada en sus diseños, dando lugar a distintos grupos o generaciones:

- **Centrales de generación I:** Constituida por los primeros prototipos iniciales, construidos a lo largo de las décadas de los años 50 y 60 del pasado siglo.
- **Centrales de generación II:** Constituida por las centrales nucleares construidas en las décadas de los años 70, 80 y 90 del pasado siglo. Representan la mayor parte de los reactores actualmente en funcionamiento en el mundo.
- **Centrales de generación III y III+:** Constituida por las centrales cuyo diseño es el resultado de un desarrollo de las centrales de generación II y que reúnen “mejoras evolutivas”, basadas en la experiencia adquirida en las centrales nucleares actuales. Estos adelantos afectan sobre todo a los sistemas de seguridad, a la fiabilidad, a la operabilidad y a la estandarización de los diseños. Hoy en día, las centrales nucleares en construcción son de generación III. Incluyen sistemas de seguridad pasivos, cuya acción se debe a fenómenos físicos naturales, tales como la convección natural y la gravedad, que actúan por sí mismos cuando la central se desvía de su modo normal de operación, sin que nada los tenga que activar. No necesitan ningún tipo de energía eléctrica externa.
- **Centrales de generación IV:** Constituida por una serie de proyectos, programas e iniciativas para el desarrollo y prueba de varios sistemas nucleares muy innovadores.

Estas centrales se encuentran, en su mayoría, en fase de diseño y su desarrollo plantea grandes desafíos, especialmente en aspectos de materiales y combustibles. Se espera puedan estar en operación comercial en los próximos 30 a 40 años y que puedan aportar ventajas en economía. Seguridad y fiabilidad.

Reactores modulares pequeños (SMR):

Como uno de los desarrollos del programa INPRO del OIEA en el año 2009, y paralelamente en 2011 como iniciativa del Departamento de Energía del Gobierno de Estados Unidos, se ha puesto en marcha el desarrollo de una nueva familia de reactores nucleares denominados **Reactores Modulares Pequeños** (*Small Modular Reactors, en su denominación inglesa*) con **potencias eléctricas de alrededor de 300 MWe**, que se espera puedan entrar en operación en 2025-2030.

Estas son algunas de sus ventajas más destacadas:

- **Modularidad:** Los grandes componentes del sistema se pueden desarrollar en fábricas y trasladarlos al emplazamiento de la instalación reduciendo así los tiempos de construcción con la ventaja de que pueden añadirse nuevos módulos a medida que exista un incremento en la demanda.
- Menor necesidad de capital en la inversión inicial.
- Reducción de los costes de construcción.
- Flexibilidad en la elección del emplazamiento. Son especialmente

apropiados para mercados eléctricos pequeños, zonas aisladas, emplazamientos con superficie o refrigeración limitada, o para aplicaciones industriales singulares.

- Aumento de eficiencia al poder acoplarse con otras fuentes de energía incluyendo renovables y térmicas fósiles.

Reactor Nuclear Argentino CAREM

El CAREM es el primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido en la Argentina, que reafirma con este nuevo hito su capacidad para el desarrollo y puesta en marcha de centrales nucleares, perfilándose a su vez como uno de los líderes mundiales en el segmento de reactores modulares de baja y media potencia.

Sus características lo hacen ideal para el abastecimiento eléctrico en zonas alejadas de los grandes centros urbanos — donde las condiciones geográficas o el clima dificultan el transporte de combustible y el tendido de redes eléctricas— o polos fabriles con alto consumo de energía, además de ofrecer otras prestaciones como desalinización y provisión de vapor para diversos usos industriales.

La modularidad del CAREM permite que pueda construirse un reactor y empezar a vender energía eléctrica que genere la financiación de la construcción de los demás, lo cual es una ventaja comparativa frente a los grandes reactores PWR, en los que se debe completar la construcción antes de poder empezar a operar. En su versión comercial, el CAREM podría llegar hasta una potencia de 120 MW, con lo que se podrían sumar cuatro módulos

para obtener una potencia total de 480 MW. El límite de 120 MW está relacionado con el límite físico después del cual es difícil que se pueda contar con la circulación natural óptima.

El diseño modular también es una ventaja para que las paradas de planta se puedan programar de a un reactor a la vez y seguir trabajando con una potencia del 75%, con lo que se evitaría tener que utilizar centrales térmicas o recurrir a otro tipo de fuentes para reemplazar esa energía.

Se estima que una central CAREM de 480 Mw podría costar unos 2000 millones de dólares, ya que se busca no superar el costo por MW de una central tradicional. El prototipo de 32 MW que se está construyendo costará unos 300 millones de dólares, aunque al no ser modular hay muchos costos que se duplican y por ser la primera de la serie también hay costos de aprendizaje que posteriormente se reducirán.

La figura 4, es un esquema simplificado que nos da idea del funcionamiento del reactor CAREM.

El proyecto CAREM

Es una central nuclear de baja potencia con tecnología de última generación. Sus sistemas de seguridad funcionan por principios físicos sin energía externa.

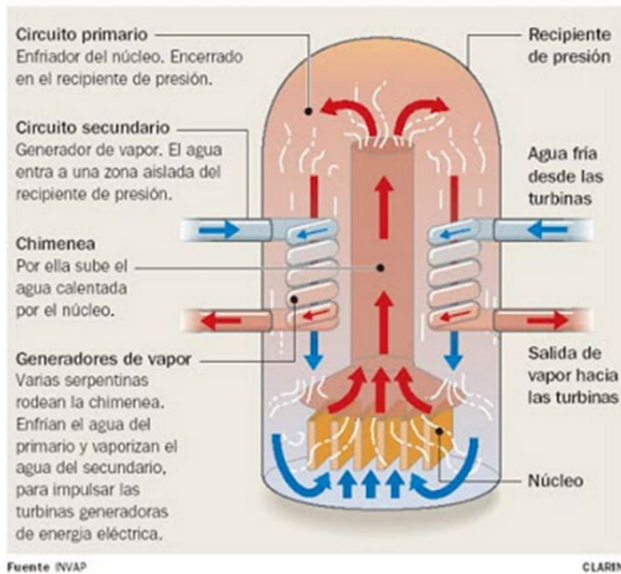


Fig. 4. El proyecto CAREM

INVERSIONES NECESARIAS PARA EL CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Necesidad de Almacenamiento de Energía con las renovables:

Las tecnologías desarrolladas hasta ahora para el almacenamiento de Energía, siguen siendo poco eficientes o requieren cuantiosas inversiones y generan un gran impacto ambiental, como es el caso de las grandes represas de agua para usar Energía Hidráulica.

En el caso de la energía solar se requieren grandes bancos de baterías y su capacidad para producir cantidades grandes de electricidad se limita a algunas horas.

En el caso de la energía eólica, sigue siendo una necesidad suplir las faltantes debido a la variabilidad de los vientos con generación térmica, en muchos casos con el uso de gas oil de alto costo y niveles de emisión de gases contaminantes elevados.

Costos relativos de inversiones necesarias

Habiendo consultado diversas fuentes, hay una disparidad grande de datos por lo que el cuadro siguiente es una aproximación :

Tabla 2: Inversiones por KWH

ENERGIA	USD/KWH
Eólica	1900 a 2340
Solar	1200 a 3200
Hidráulica	2750 a 4000
Térmica	710 a 1000
Nuclear	6000

Las oscilaciones de costos dependen de un gran número de factores, cuyo análisis excede los límites del presente trabajo.

Tabla 3: Costos estimados de Generación:

ENERGIA	USD/MWH
Eólica	60
Solar	100
Hidráulica	60
Térmica	100 a 160
Nuclear	68 a 198

Ver referencias para estimación de costos.

Comparación entre energía Eólica y Nuclear:

Una Central Nuclear tiene un factor de carga del 80%

Un generador eólico tiene un factor de carga de 20%, o sea funciona a su potencia nominal en 1/5 de tiempo.

Para reemplazar 1000 MW de Energía Nuclear sería necesario instalar 5000 MW de Energía Eólica. La potencia promedio de los aerogeneradores mas grandes no supera los

3 MW, o sea que serían necesarios:
 $5000/3 = 1667$ generadores eólicos

Comparación de las fuentes de energía eléctrica en Argentina

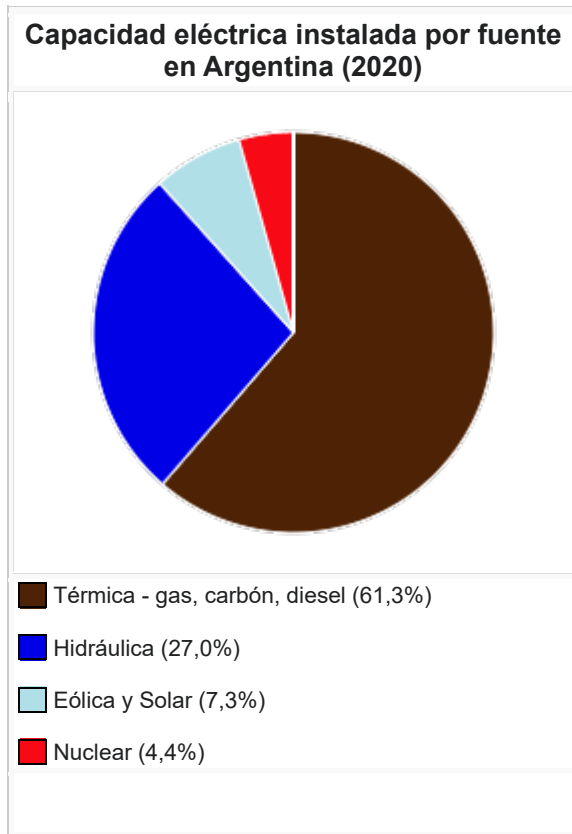


Fig. 5 Fuente: sector eléctrico en Argentina, Wikipedia

Como podemos apreciar en la fig.5, el porcentaje de participación de la energía nuclear es muy bajo.

Crecimiento de la Demanda de la Energía Eléctrica

La Cámara Argentina de la Construcción presentó un trabajo al Consejo de Políticas de Infraestructura, donde se analizan las estimaciones de demandas futuras de energía considerando dos escenarios posibles:

- Crecimiento del P.B.I, a una tasa anual del 2,5%.
- Crecimiento del P.B.I, a una tasa anual del 3,5%

En el primer caso se prevee que para el año 2029 la demanda llegará a 154,6 TWh. La potencia instalada deberá pasar de 38924 MW a 47060 MW.

En el segundo caso, se prevee que para el año 2029, la demanda llegará a 181,8 TWh. La potencia instalada deberá pasar de 38924 MW a 54729 MW.

Para llegar a estos valores, existen proyectos en ejecución y a licitar de Energía Hidráulica, Energía Térmica y Energías Renovables.

Lamentablemente, no está contemplada la posibilidad de inversiones en Energía Nuclear.

CONCLUSIONES

Se requiere rever la actual aversión a la aplicación de la energía nuclear para la generación eléctrica. Su uso debería ser contemplado dentro de las energías limpias, ya que con las mejoras tecnológicas de seguridad se reducen notablemente los riesgos y a través de un adecuado plan de manejo de los residuos radiactivos, se pueden disponer en forma segura.

Si bien las inversiones a realizar en Energía Nuclear tienen un costo inicial elevado, los costos de Generación la hacen competitiva, las centrales nucleares tienen una

larga vida útil y una disponibilidad que oscila entre el 80 al 90%.

La energía nuclear puede reducir notablemente la producción de gases invernadero. El actual desarrollo de los Reactores modulares S.M.R. los hace

competitivos con los costos de las centrales térmicas.

En la fig 6 podemos apreciar que la energía nuclear se encuentra entre las de mas bajas emisiones de CO2.

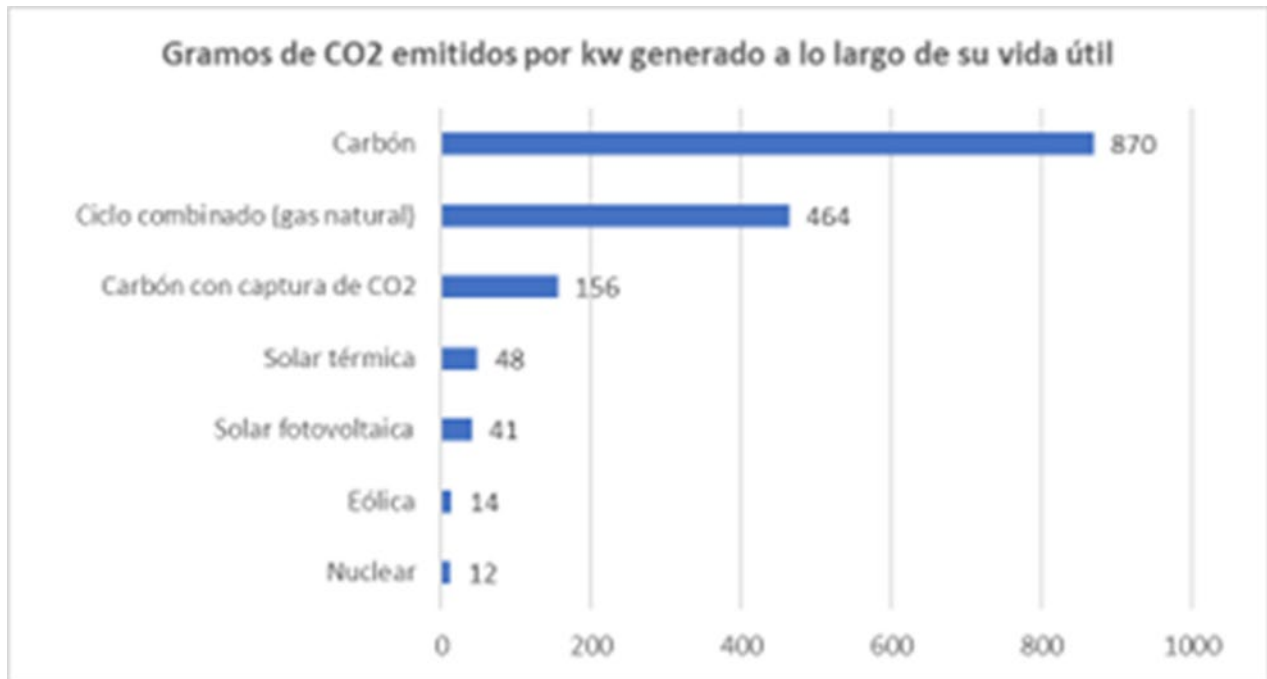


Fig 6 CO2 emitido por tipo de Energía

Reflexiones Finales

Los vaivenes políticos y la falta de políticas de Estado en materia energética, causan un grave perjuicio al país. Es hora de que la dirigencia política de todos los signos comprenda que no podemos darnos el lujo de seguir sin acuerdos que definan caminos a seguir, a pesar de los cambios lógicos que se produzcan en los puestos de gobierno,

El proyecto CAREM sigue sufriendo retrasos, estaba previsto su puesta en marcha para el año 2022 y debido a los sucesivos atrasos, responsabilidad de las

administraciones que no enviaron los presupuestos necesarios, ahora se estima su arranque para 2027. Esa demora nos hace perder mercados internacionales que pudiéramos abastecer con una tecnología de punta 100% Nacional.

REFERENCIAS

Aquae Fundación: Ventajas y desventajas de la energía solar.

CONCEPTOS PARA CLASE 04/12/2017. CENTRALES ELÉCTRICAS. FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y TECNOLOGÍA.

UNT. : COSTOS DE PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Editorial Pearson-Prentice Hall: Centrales de energías renovables.

Foro de la industria nuclear española: ¿Cuáles son los nuevos reactores del futuro?

Ing, Ghia Andres: INVERSIONES NECESARIAS PARA EL CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. Cámara Argentina de la Construcción . Año 2019.

Gonzalez Mariana, especialista en Computación Científica Ciencias Exactas UBA. MBA, ITBA: ¿Hay que temerle a las centrales energéticas atómicas?.

IRENA (International Renewable Energy Agency) – Costos de generación de energía renovable en 2020

Los Andes, sup. Económico 5/10/14: Auge de las Centrales Atómicas en el mundo emergente.

Mattei Guillermo, 8/2/12, revista Exactamente, Fac. de Ciencias Exactas U.B.A.: El síndrome de Santa Clara del Mar

Monografias.com: Que es el costo nivelado eléctrico (LCOE)

Noticias Nucleares, C.N.E.A.: CAREM, el reactor modular.

Subsecretaría de Planeamiento Energético, Noviembre 2019: Escenarios Energéticos 2030

<https://agendarweb.com.ar/2021/04/20/los-mayores-costos-de-la-energia-nuclear-son-los-costos-de-la-imprevision>.

Wikipedia - Costo de la electricidad por fuente.

Celdas de combustible de amoníaco directo para la obtención de electricidad y protección del medio ambiente. Estudio de nanomateriales para la construcción de un modelo.

Emir Saab, Maitena Di Lorenzo, Ana M. Castro Luna, Germán Cespedes, Mariano Asteazarán

Energías Alternativas, Tecnología y Desarrollo Sustentable (EnAlTecS), Centro de Investigación de Codiseño Aplicado (CODAPLI), Facultad Regional La Plata, UTN, Av.60 y 124, sn, 1900, La Plata, Argentina.emirsaab@gmail.com

Resumen –El motivo del uso de celdas de combustible ha sido la protección del medio ambiente. Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten directamente la energía química en energía eléctrica. Los combustibles clásicos utilizados en las mismas son hidrógeno o compuestos con gran contenido del mismo. Las celdas de combustible de amoníaco directo (DAAFCs) liberan solo agua y nitrógeno como subproducto de la reacción y, por tanto, son dispositivos de "emisión cero". El amoníaco como fuente de energía ha surgido de la búsqueda de un combustible limpio, económico y sostenible con energía de alta densidad para la utilización en dichas celdas dado que es un combustible basado en nitrógeno. Este es una excelente fuente de hidrógeno, en estado líquido se puede almacenar en grandes tanques a temperaturas bajas haciéndolo seguro para su transporte como lo son los combustibles convencionales utilizados en la actualidad. Las DAAFCs permiten la conversión directa de la energía contenida en el amoníaco por medio de la reacción química $2\text{NH}_3 + 6\text{OH} \leftrightarrow \text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + 6\text{e}^-$ en energía eléctrica. Para lograr que la reacción química ocurra de modo eficiente, es necesario contar con uno o varios catalizadores que faciliten y aumenten la velocidad de la reacción. El Platino (Pt) es un excelente catalizador en las celdas de combustible en forma de nanopartículas debido a su alta electroactividad. Este metal, a su vez es el catalizador más utilizado en las DAAFCs. Para poder generar cantidades aceptables de corriente no se puede prescindir del uso de este metal como catalizador, pero el mismo no es abundante en la naturaleza y su costo es elevado, lo que causa que el desarrollo de las celdas de combustible no sea comercialmente atractivo, una de las soluciones propuestas consiste en combinar Pt con otros metales cuando se usa en la celda de combustible.

Como el proceso catalítico de la reacción química se manifiesta a nivel superficial, si se sintetizan nanopartículas catalíticas soportadas sobre negro de carbón se aumentará el área de reacción.

En este trabajo, se sintetizó y determinó las actividades electrocatalíticas de nanopartículas en base Pt como material de electrodo para el ánodo de la celda donde se lleva a cabo la reacción de oxidación de amoníaco (AOR) en la DAAFC. En el diseño de los catalizadores para la electrooxidación de amoníaco en medio alcalino se ensayan catalizadores donde la composición de los mismos tome en consideración la relación atómica más adecuada entre los elementos que conformarán el nuevo material catalítico, la estructura y tamaño de las nanopartículas y la carga activa del catalizador en el electrodo. Se caracterizaron los materiales catalíticos usando técnicas electroquímicas y se selecciona el material compuesto más adecuado a usar en el ánodo del prototipo.

Palabras claves - celda de combustible ; energías alternativas; sistemas renovables; sustentabilidad

INTRODUCCIÓN

La disminución de los recursos fósiles y el aumento de su costo, junto con la evidencia de la creciente contaminación medioambiental y la intranquilidad por el calentamiento global como consecuencia de los gases de efecto invernadero, ha conducido a la búsqueda de sistemas alternativos de generación de electricidad. En consecuencia, se necesitan sistemas de provisión de energía que sean más eficientes y cuidadosos con el medio ambiente.

Los sistemas de conversión de energía basados en celdas de combustible son una alternativa atractiva a los sistemas de generación de electricidad convencionales como la central térmica y el motor de combustión interna, debido a su mayor eficiencia, independencia de los combustibles convencional es y la mínima o nula emisión de contaminantes medioambientales.

Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte de forma directa la energía química de un combustible, como amoníaco, hidrógeno, metano, metanol, etanol, etc. [Tripkovic2002, Christensen1994, Janssen1976, De Tacconi1994, Snell1982, Chang1991, Kadirgan1982, Lan2010, Afif2016], en electricidad. La celda de combustible es la tecnología de conversión de energía más eficiente y menos contaminante por lo que es una solución viable para afrontar el rápido crecimiento de los requisitos de potencia y minimizar el impacto en el medio ambiente.

Las celdas de combustible de amoníaco directo, DAAFCs, permiten la conversión directa de la energía de la reacción química $2\text{NH}_3+6\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{N}_2+6\text{H}_2\text{O}+6\text{e}^-$ contenida en el amoníaco, en energía eléctrica. El Platino (Pt) es el catalizador por excelencia en las celdas de combustible debido a su alta electroactividad. Este metal, a su vez es el catalizador más utilizado en las DAAFCs. Para lograr obtener cantidades aceptables de corriente resulta excluyente el uso de este metal como catalizador. Pero este metal precioso no es abundante en la naturaleza y su costo es elevado, lo que causa que el desarrollo de las celdas de combustible no sea económicamente atractivo. Una de las soluciones propuestas consiste en combinar Pt con otros metales obteniendo catalizadores binarios y ternarios. Al combinar el Pt con ciertos metales es posible modificar la distancia atómica entre los Pt-Pt y alterar la estructura electrónica del mismo. Estas modificaciones contribuyen al aumento de la actividad electrocatalítica de las nanopartículas.

Como la electrocatálisis ocurre a nivel superficial, si se sintetizan nanopartículas catalíticas soportadas sobre negro de carbón, se aumenta el área de reacción. En este trabajo, se sintetizaron nanopartículas en base platino como material de electrodo para el ánodo de la DAAFC, donde se lleva a cabo la reacción de oxidación de amoníaco (AOR). Se sintetizó y evaluó un catalizador bimetálico con soporte de carbón de PtIr/C. Se empleó un método de síntesis de impregnación modificado.

El ánodo de la DAAFC es alimentado directamente con amoníaco,

donde se oxida para generar Nitrógeno, 6 electrones y 6 moléculas de agua. La oxidación del amoníaco podría parecer una reacción muy simple, pero debido a que se lleva a cabo en un proceso de multietapa, existen diversos caminos de reacción. Además, la AOR genera una serie de especies intermedias de reacción, que pueden presentarse en solución o quedar fuertemente adsorbidos sobre la superficie del catalizador, envenenando los sitios activos e interrumpiendo la reacción.

DESARROLLO

El electrocatalizador para la AOR fue sintetizado por un método de impregnación modificado, asistido por ultrasonido [Asteazaran2015]. Se preparó un catalizador de Pt combinado con Ir soportados en Vulcan[®] con una carga de 40 % en metales. Todo el procedimiento se llevó a cabo a temperatura ambiente. Se utilizó borohidruro de sodio (NaBH₄) como agente reductor y etilenglicol como disolvente, surfactante y agente reductor débil auxiliar. Como precursor de Pt se utilizó ácido hexacloroplatínico (H₂PtCl₆), y para el caso de Ir, cloruro de iridio (IrCl₃). Todos los reactivos empleados en la síntesis son de grado pro análisis. El proceso de síntesis se llevó a cabo bajo atmósfera controlada de N₂ y aplicando ultrasonido durante todo el transcurso. El procedimiento comienza pesando cantidades necesarias de los precursores metálicos y el soporte de carbón (Vulcan[®]). Posteriormente, cada uno de ellos son mezclados separadamente en etilenglicol y son desoxigenados por varios minutos mediante el burbujeo con N₂ de alta

pureza. En un balón de síntesis, se coloca el dispersado de Vulcan[®] en etilenglicol y se ajusta el pH a 10 mediante el agregado de hidróxido de amonio (NH₄OH), se agita durante unos minutos. Luego, se agrega primero una pequeña cantidad de la solución del precursor de Pt y posteriormente un pequeño volumen de NaBH₄, para favorecer la creación de núcleos donde comenzarán a crecer las nanopartículas deseadas. Posteriormente, se agrega el resto de los precursores y el remanente del Pt y NaBH₄. Se deja reaccionar durante dos horas. Finalmente, se filtra y el sólido obtenido es lavado varias veces con agua MilliQ[®] y secado en estufa.

Mediante espectrometría de rayos X dispersivo en energías (EDS) se determinó la composición global del material sintetizado.

La evaluación electroquímica del catalizador sintetizado PtIr/C, fue llevada a cabo, en una celda electroquímica de tres electrodos, diseñada y construida en el laboratorio con material de politetrafluoroetileno (PTFE), debido al uso como electrolito soporte de una solución de KOH 1 M. Se utilizó como contra electrodo una lámina de Pt de 1 cm², un electrodo de Ag/AgCl como referencia (construido en el laboratorio) y como electrodo de trabajo un disco rotante (RDE) de carbón vítreo de 0,071 cm² de área geométrica sobre el que se depositó una capa delgada del catalizador bajo estudio.

Para preparar el electrodo de trabajo, primero se realizó un dispersado en agua destilada del catalizador sintetizado,. Se pesó cantidades necesarias de catalizador en una balanza analítica, posteriormente se mezcló con

agua destilada y se agitó con ultrasonido durante 30 min para obtener un dispersado homogéneo. Con una micropipeta automática se depositó una pequeña cantidad del dispersado sobre el electrodo de carbón vítreo asegurando una carga de Pt de 0,019 mg_{Pt}. Se dejó secar y se cubrió con 84 µL de solución de Nafion[®] en metanol (0,45:100 Nafion[®] 5 % metanol). De esta forma, una vez que se evapora el solvente, el electrodo está listo para poder ser utilizado.

Se realizaron voltamperometrías cíclicas a una velocidad de barrido de 20 mVs⁻¹ en una ventana de potencial desde 0,00 hasta 1,2 V en KOH 1 M como electrolito soporte, todos los valores de potencial se encuentran referidos al SHE (electrodo estándar de hidrógeno) y concentraciones crecientes desde 0,01 a 0,5 M de NH₄OH. Los electrocatalizadores fueron previamente ciclados en KOH 1 M hasta obtener un perfil estable. Los experimentos cronamperométricos se llevaron a cabo durante 600 s aplicando un potencial de E=0,35 V.

En los gráficos las densidades de corriente se normalizaron por mg de Pt.

Las mediciones electroquímicas se llevaron a cabo a temperatura ambiente utilizando un potenciostato Gamry Reference 3000[®].

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como comentario sobre el estudio experimental de la AOR, un catalizador de PtIr exhibe una mayor actividad de AOR que Pt. Esta observación sugiere más estudio de la actividad de AOR en PtIr para mejorar la comprensión fundamental de este proceso electrocatalítico y, por lo tanto, aumentar

la actividad de masa de tales catalizadores anódicos. Una posible razón del efecto beneficioso de combinar Ir y Pt en el catalizador AOR es que cuanto mayor sea Ir-N la fuerza de unión va de la mano con una mayor fuerza de unión Ir-O (H), posiblemente resultando en competencia por los sitios de superficie de Ir por el OH adsorbido.

En consecuencia, la actividad de AOR podría darse a sobrepotenciales bajos, más aún en los sitios Pt en un catalizador PtIr y dicho catalizador podría así combinar un potencial de inicio más bajo, facilitado por los sitios de superficie de Ir, con un aumento más fuerte de la actividad del catalizador con potencial anódico que puede ser facilitado por los sitios de superficie Pt. (Herron 2015)

El material sintetizado en este trabajo de investigación fue analizado por EDS para determinar su composición global. Las mediciones se realizaron en diferentes áreas de las muestras y los resultados fueron promediados para obtener un valor representativo de la composición del material (Figura 1 y Figura 2).

Con los resultados obtenidos del análisis por EDS de las muestras, se pudo verificar que el método de síntesis es muy adecuado para la obtención de estos catalizadores, ya que la composición del material se encuentra en total concordancia con los valores nominales proyectados en la síntesis. La composición porcentual másica y atómica determinada se encuentran tabuladas en la Tabla 1.



Figura 1: SEM del catalizador PtIr/C sintetizado.

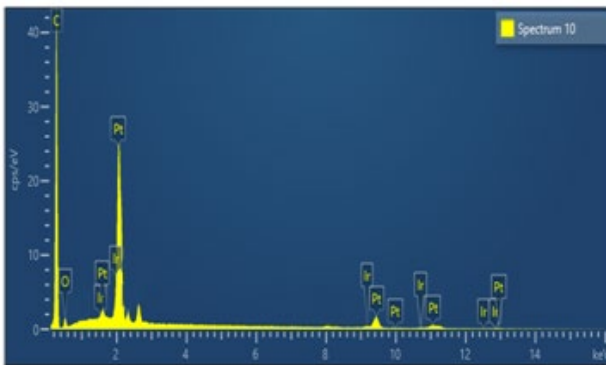


Figura 2: Espectro EDS de la muestra sintetizada.

Elementos	% másico	% atómico
C	72,67	93,12
Pt	24,54	1,94
Ir	2,8	0,2

Tabla 1: Composición de la muestra sintetizada.

Se evaluó la electro-oxidación de amoníaco sobre el material sintetizado. En la Figura 3, se representan los voltamperogramas a concentraciones crecientes de NH_4OH . Se observa que al ir adicionando NH_4OH la densidad de corriente de pico de oxidación de NH_4OH aumenta, pero tiende a estabilizarse en concentraciones de 0,5 M NH_4OH , se puede apreciar poca diferencia entre 0,25 M y 0,5 M. Esto puede indicar que es adecuado trabajar a concentraciones de 0,5 M.

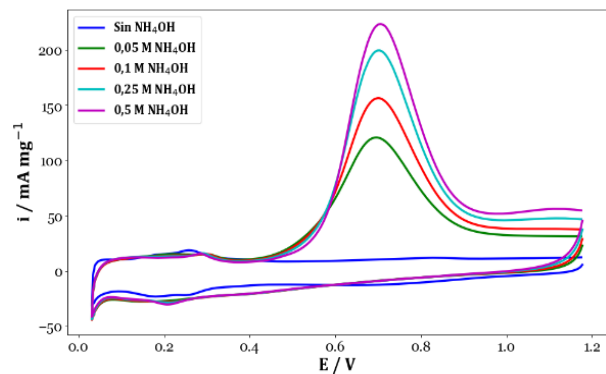


Figura 3: Voltamperograma cíclico de electrocatalizador PtIr/C en 0,01 - 0,5 M NH_4OH + 1 M KOH a 20 mV s^{-1}

Con la finalidad de cotejar el desempeño del material sintetizado con un electrocatalizador comercial de Pt/C, en la Figura 4 se superponen los voltamperogramas de la AOR sobre ambos catalizadores para una concentración de 0.5 M NH_4OH . Se puede observar que la adición de Ir al catalizador de Pt produce un adelantamiento en el potencial de comienzo de la reacción de oxidación del amoníaco, en comparación con el Pt comercial. Además, sobre el PtIr/C se obtiene un aumento de la densidad de corriente de pico de oxidación del NH_4OH .

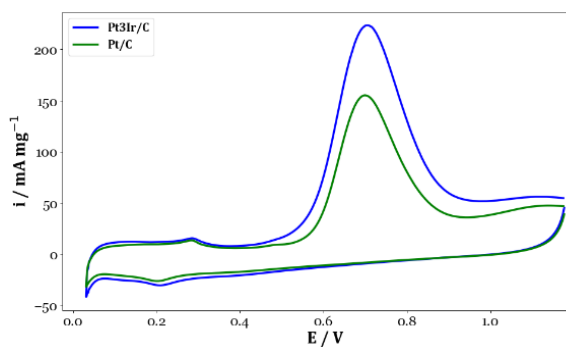


Figura 4: Voltamperograma cíclico de electrocatalizadores en 0,5 M NH_4OH + 1 M KOH a 20 mV s^{-1}

En la cronoamperometría a $E=0,35\text{V}$, la estabilidad del catalizador de Pt/C es inferior a la del $\text{Pt}_3\text{Ir/C}$ (Figura 5).

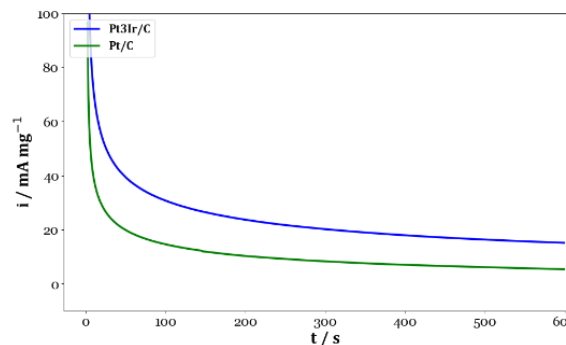


Figura 5: Cronoamperograma de PtIr/C y Pt/C en 0,5 M NH_4OH + 1 M KOH a $E=0,35 \text{ V}$.

CONCLUSIONES

El material sintetizado en este trabajo ha demostrado un buen desempeño para la electro-oxidación de amoníaco.

El catalizador PtIr/C mejoró la actividad catalítica hacia la electro-oxidación de amoníaco respecto del Pt/C .

REFERENCIAS

Afif (2016). Ammonia-fed fuel cells: a comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 822–835.

Asteazaran (2015) Searching for Suitable Catalysts for a Passive Direct Methanol Fuel Cell Cathode. *International Journal of Hydrogen Energy* 40, 14632–14639.

Chang (1991). Applications of real-time FTIR spectroscopy to the elucidation of complex electroorganic pathways: electrooxidation of ethylene glycol on gold, platinum, and nickel in alkaline solution. *J. Am. Chem. Soc.* 113, 9506.

Christensen (1994). An in situ FTIR study of the electrochemical oxidation of methanol at small platinum particles. *J. Electroanal. Chem.*, 370, 251.

De Tacconi (1994). In-situ FTIR study of the electrocatalytic oxidation of ethanol at iridium and rhodium electrodes. *J. Electroanal. Chem.*, 379, 329.

Herron (2015) . Electrocatalytic oxidation of ammonia on transition-metal surfaces: a first-principles study. *The Journal of Physical Chemistry C*, 119(26), 14692-14701.

Janssen (1976). Binary systems of platinum and a second metal as oxidation catalysts for methanol fuel cells. *Electrochim. Acta* 21, 869.

Kadirgan(1982). Electrocatalytic oxidation of ethylene-glycol: Part I. Behaviour of platinum ad-atom

electrodes in acid medium. J. Electroanal. Chem. 136, 119.

Lan (2010). Direct Ammonia Alkaline Anion-Exchange Membrane Fuel Cells. Electrochemical and Solid-State Letters, 13, B83-B86.

Snell (1982). Effect of anions and pH on the ethanol electro-oxidation at a platinum electrode. Electrochim. Acta, 27, 1683.

Tripkovic (2002). Methanol electrooxidation on supported Pt and PtRu catalysts in acid and alkaline solutions. Electrochim. Acta, 47, 3707.

Caracterización del espectro armónico en lámparas led y análisis del efecto de autocompensación pasiva

Emmanuel Sangoi^a, Pablo N. Spies^a, Nicolás D. Pochettino^a, Ulises Manassero^a, Jorge R. Vega^a, José A. Pomilio^b

^a Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Facultad Regional Santa Fe, Universidad Tecnológica Nacional - Lavalse 610 – Santa Fe - Santa Fe - Argentina - Tel: +54 (342) 460-1579. Email: esangoi@frsf.utn.edu.ar

^b Laboratório de Pesquisas em Redes Elétricas Inteligentes (LabREI), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, Brasil.

Resumen – En los últimos años el LED se impuso como tecnología predominante en los sistemas de iluminación para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Si bien estas lámparas se caracterizan por su bajo consumo y alta eficiencia energética, la gran alinealidad de su fuente hace que presenten un alto contenido armónico en la corriente. El impacto de la incorporación masiva de estas lámparas en la red es condicionado por varios aspectos, entre los que se destaca: i) la inclusión o no de filtros en la fuente de la lámpara, ii) la compensación pasiva entre componentes armónicas de distintas lámparas y de otras cargas, iii) la proporción de la potencia no lineal con relación a la potencia total demandada a la red, y iv) las características de la propia red. El estudio del impacto de estas cargas no lineales en la red puede hacerse mediante simulaciones. Para ello, resulta de utilidad contar con mediciones experimentales que caractericen su consumo (por ejemplo, ante variaciones en el valor eficaz y/o el contenido armónico de la tensión) y den a conocer no solo la amplitud de los armónicos presentes en la corriente sino también su correspondiente ángulo de fase. En este trabajo se presentan mediciones experimentales realizadas con un analizador de red clase A (IEC 61000-4-30) en un conjunto de 29 lámparas LED que se comercializan en Argentina. En las mediciones se compara el espectro armónico en ángulo y fase de lámparas de distintas marcas y modelos, y se caracteriza su consumo analizando distintos parámetros eléctricos. Se analiza particularmente el fenómeno de auto-compensación pasiva entre componentes armónicas de distintas lámparas y su respuesta como “carga” ante variaciones en el valor eficaz de la tensión de alimentación. Los resultados de la compensación armónica entre varias lámparas conectadas a un mismo circuito monofásico se valida luego con mediciones experimentales en laboratorio. Los resultados muestran que estas lámparas se caracterizan en general por corrientes con un alto nivel de distorsión y un factor de potencia muy bajo. Finalmente, las mediciones de lámparas comercializadas en Argentina se comparan con las mediciones en 11 lámparas comercializadas en Brasil, y se muestran las ventajas asociadas a incluir la etapa de corrección del factor de potencia en las fuentes de estos dispositivos.

Los resultados de este trabajo permiten definir una metodología de base para estudiar la caracterización armónica de distintas cargas no lineales presentes en la red. A futuro, estos resultados se usarán en simulaciones numéricas con el objetivo de estudiar el impacto de la creciente incorporación de cargas con alto contenido armónico en la red de distribución y la necesidad de exigir a nivel regulatorio una mejor calidad en las fuentes de alimentación de estos dispositivos.

Palabras claves - Caracterización del Consumo, Espectro Armónico, Factor de Potencia, Lámparas LED

INTRODUCCIÓN

En los últimos años el LED (*Light Emitting Diode*) se impuso como tecnología predominante en los sistemas de iluminación para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales. Estas lámparas se caracterizan por su alta eficiencia y rendimiento luminoso, su seguridad, una gran vida útil y la ausencia de mercurio y agentes contaminantes.

Una lámpara LED tiene varios componentes, pero uno de los más importantes es su “fuente” o *driver*. La fuente permite alimentar al LED con una tensión continua y estabilizada partiendo de la tensión alterna senoidal de la red eléctrica. En la generalidad de los casos, en la fuente se suele incluir un filtro de interferencia electromagnética, un rectificador (generalmente, del tipo puente de diodos), un condensador para filtrado de la señal DC y un convertor DC-DC controlado que garantiza una tensión controlada a la matriz de LED que conforman la fuente luminosa. En el mercado existe una gran variedad de topologías y configuraciones para estas fuentes [1]-[3], y algunas de las etapas/componentes mencionados puede no estar incluido según la calidad de la lámpara. En la mayoría de los casos, la fuente está integrada dentro de la misma lámpara.

Uno de los parámetros más importantes a la hora de medir la calidad y eficiencia de una lámpara LED es su factor de potencia (FP) [4], definido como el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente tomada de la red. Este parámetro debe diferenciarse del factor de desplazamiento (FPD) definido como el coseno del ángulo entre la componente fundamental de la corriente y la tensión senoidal. Ante una tensión de alimentación senoidal, el FP y el FPD son numéricamente iguales si la corriente no tiene distorsión armónica [5]. Mientras mayor sea la distorsión armónica total (THD) de la corriente, menor es el valor del FP con respecto al FPD. Un valor

cercano a 1 para el FP implica no solo un mejor aprovechamiento de la energía que consume la lámpara, sino que también es un indicador de baja distorsión armónica en la corriente de la lámpara. El valor mínimo que debe tener el FPD de una lámpara puede ser establecido por norma. Por ejemplo, la norma IEC 62612 exige valores de $FPD \geq 0,7$ para lámparas con potencias entre 5 W y 25 W y $FPD \geq 0,9$ para lámparas con potencia mayores a 25W [5]. No obstante, si el contenido armónico en la corriente es elevado, la lámpara puede cumplir con un FPD cercano a 1 pero tendrá un FP bastante menor. Si, por ejemplo, el fabricante de la lámpara garantiza un $FP \geq 0,7$ no solo se garantizan valores altos de FPD sino también valores bajos en la distorsión armónica de corriente.

El contenido armónico en la corriente de estas lámparas es importante principalmente por su incorporación masiva en la red eléctrica. La iluminación puede representar un porcentaje importante en la potencia demandada en una red de baja tensión, por lo que una mala calidad de estas lámparas puede afectar a la calidad de la energía eléctrica y al desempeño general de la red [6], [7]. Ante la incorporación masiva de estas lámparas en la red interesa analizar por ejemplo si es posible esperar o no la auto-compensación de ciertas armónicas.

En países de Latinoamérica existen regulaciones que definen ciertas aptitudes para el ingreso de lámparas LED al comercio nacional. En Argentina particularmente, la resolución 586/2020 [8] determina los requisitos y las características esenciales para el etiquetado de eficiencia energética que deberán cumplir las lámparas LED para iluminación general que se comercialicen en el país. Esta resolución define la realización de ensayos según la norma IRAM 62404-3 [9] (la cual a su vez delega el método de ensayo en la CIE 84 para medición de flujo luminoso y en

la IEC 62612 para definir las condiciones de ensayos). No obstante, esta resolución se orienta a evaluar el rendimiento y la duración de las lámparas, pero no especifica nada acerca de valores mínimos de FP y/o distorsión armónica.

En este trabajo se presentan mediciones experimentales realizadas en un conjunto de 29 lámparas LED que se comercializan actualmente en Argentina. En las mediciones se caracteriza su consumo, se analiza el fenómeno de auto-compensación entre componentes armónicas de distintas lámparas y se estudia su respuesta ante variaciones en el valor eficaz de la tensión de alimentación. Luego, las mediciones de estas lámparas se comparan con las mediciones en 11 lámparas comercializadas en Brasil, y se muestran las ventajas asociadas a incluir la etapa de corrección del factor de potencia en las fuentes de estos dispositivos.

DESARROLLO

Se efectuaron mediciones de forma individual en un total de 40 lámparas led para aplicaciones típicas en viviendas residenciales, locales comerciales, oficinas, etc. Este conjunto de lámparas se puede dividir en dos subconjuntos: i) lámparas comerciales distribuidas en Argentina (en adelante, “conjunto 1”) y ii) lámparas comerciales distribuidas en Brasil (en adelante, “conjunto 2”). Los resultados del trabajo hacen foco principalmente en las mediciones del primer subconjunto.

El conjunto 1 incluye 29 lámparas LED de 6 marcas distintas, con potencias comprendidas entre 1,5 W y 40 W; el 52% de las lámparas tiene una potencia nominal ≥ 10 W. Estas lámparas incluyen distintos tipos de modelos, casquillos (E14, E27, GU10 y G13) y varias temperaturas de color (luz fría y luz cálida); en el conjunto también se incluyeron

distintos tubos led aptos para reemplazo directo de tubos fluorescentes.

El conjunto 2 incluye 11 lámparas de 11 marcas distintas, con potencias comprendidas entre 9 W y 40 W y distintas temperaturas de color. El conjunto incluye lámparas con casquillo E27 y tubos led. Estas lámparas son las empleadas en el edificio de la UNICAMP, en donde por políticas asociadas a sustentabilidad y eficiencia energética se colocan sólo lámparas LED con $FP > 0,7$.

Las mediciones se realizaron con un analizador de red calibrado marca Fluke, modelo 435 y pinzas de corriente de la misma marca, modelo i5s. Para la medición de algunos parámetros en particular se empleó también un osciloscopio marca Rohde & Schwarz, modelo RTH 1004. Se midieron todos los parámetros eléctricos en el consumo de las lámparas, incluyendo la amplitud y fase de las armónicas de corriente (armónicas impares hasta el orden 49 y armónicas pares hasta el orden 24). En el caso de las lámparas del conjunto 1, las mismas se alimentaron con una UPS que garantiza una baja distorsión armónica en la tensión de alimentación (< 2 %f) y un valor eficaz estable ($220 \text{ V} \pm 1 \text{ V}$). Cada lámpara se mantuvo encendida durante 1 hora antes de realizar la medición, de modo de garantizar el precalentamiento de sus componentes internos.

En la Fig. 1 se muestra la forma de onda en la tensión aplicada y en la corriente demandada en una de las lámparas de cada conjunto.

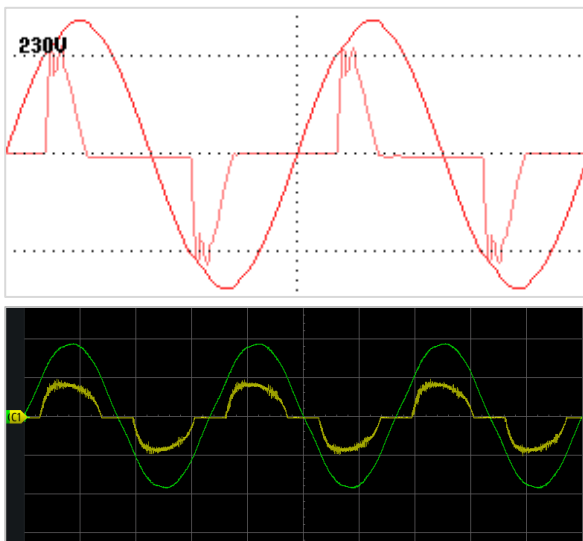


Fig. 1. Forma de onda para la tensión aplicada y la corriente demandada por una de las lámparas analizadas en el conjunto 1 (arriba) y en el conjunto 2 (abajo).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caracterización del consumo de lámparas LED

Según se visualiza en la Fig. 1, la corriente demandada por este tipo de carga presenta distorsión armónica, que se aprecia mayormente en las lámparas del conjunto 1. En la Fig. 2 se muestra el espectro de frecuencia hasta la armónica de orden 49 correspondiente a todas las lámparas de cada conjunto. En la figura se indica también el valor promedio para las armónicas más relevantes.

En el caso de las lámparas comercializadas en Argentina, se observa que el espectro de frecuencia para la mayoría de las lámparas es muy similar, con una presencia importante de armónicas impares y de bajo orden. Se destaca particularmente la amplitud de las armónicas de orden 3, 5, 7, 9 y 11. La armónica con mayor amplitud es la de orden 3, cuyo valor medio resultó de 81,72 %f. Esta armónica posee secuencia homopolar y se relaciona de forma directa con la corriente en

el conductor neutro de los sistemas trifásicos. Por otro lado, las lámparas del conjunto 2 se caracterizan por un bajo contenido armónico en la corriente. Se destacan las armónicas de orden 3, 5 y 7 mayormente, pero con amplitudes notablemente menores que las del conjunto 1. En ambos casos, las armónicas de orden par poseen amplitudes bajas o despreciables.

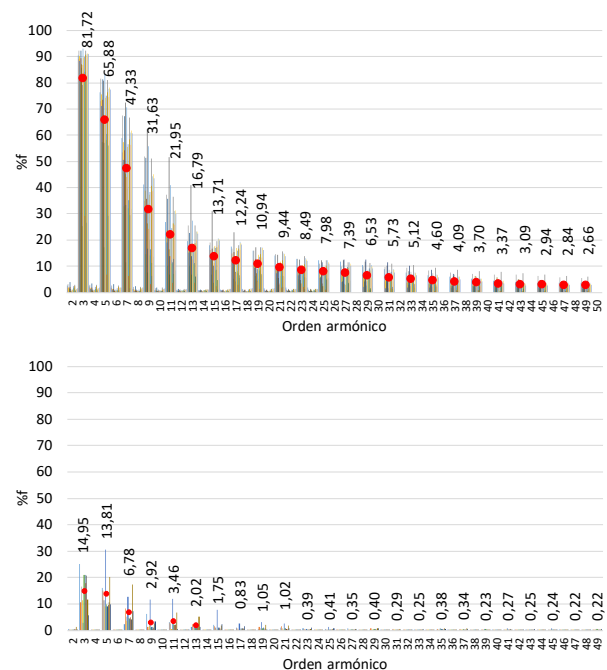


Fig. 2. Espectro de frecuencia para la corriente de todas las lámparas del conjunto 1 (arriba) y del conjunto 2 (abajo). En la figura se indica el valor promedio para cada armónica.

En las siguientes figuras se muestran las mediciones de distintos parámetros eléctricos para las 29 lámparas correspondientes al conjunto 1. La numeración de las lámparas se muestra en orden ascendente según el valor de la corriente eficaz medida para cada una. El conjunto se dividió a su vez en 2 sub-grupos según su potencia nominal: < 10 W (barras en color azul) y ≥ 10 W (barras en color verde).

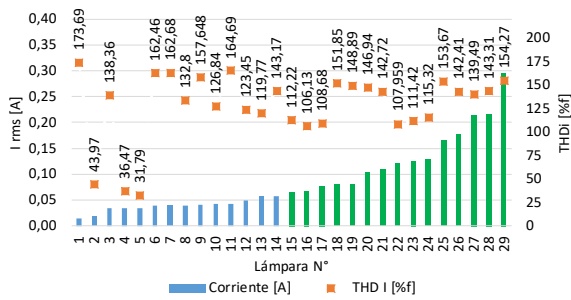


Fig. 3. Conjunto 1. Valor eficaz y THD de la corriente de cada lámpara.

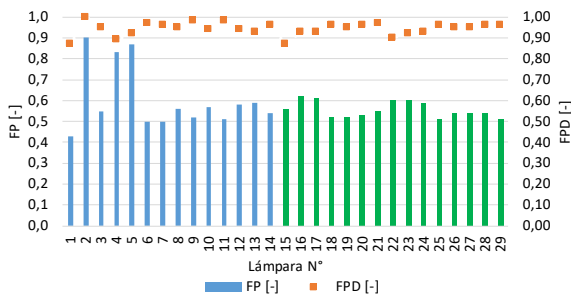


Fig. 4. Conjunto 1. FP y FPD medido en cada lámpara.

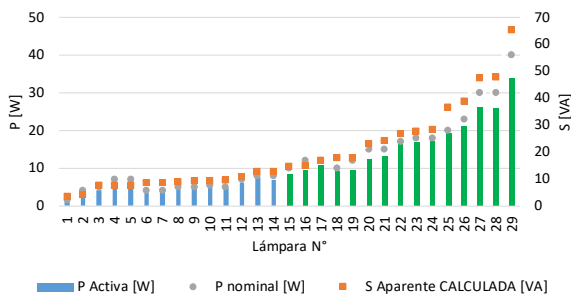


Fig. 5. Conjunto 1. Potencia nominal y mediciones de potencia activa y aparente en cada lámpara.

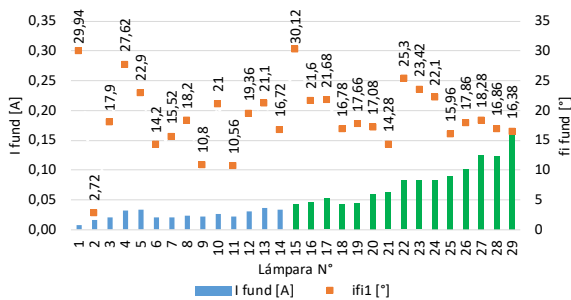


Fig. 6. Conjunto 1. Amplitud y fase de la corriente fundamental para cada lámpara.

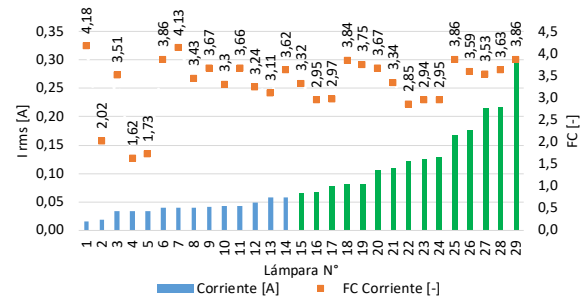


Fig. 7. Conjunto 1. Valor eficaz y factor de cresta para la corriente de cada lámpara.

En el 90% de las lámparas el THD de la corriente supera el 106 %f; en algunos casos resulta incluso mayor a 170 %f (ver Fig. 3). Este nivel de distorsión armónica no se correlaciona con el valor eficaz de la corriente, observándose incluso valores altos de THD en las lámparas de mayor potencia. La corriente de estas lámparas se caracteriza también por un alto factor de cresta; en el 90% de los casos su valor resulta mayor a 2,85 (ver Fig. 7). En solo 3 mediciones se observaron bajos niveles de distorsión armónica y factor de cresta, las cuales corresponden a lámparas que poseen “corrección del factor de potencia” (lámparas n° 2, 4 y 5).

Las lámparas LED presentan características de cargas capacitivas. En todas las lámparas el factor de potencia de desplazamiento resultó en adelanto, con valores cercanos a 0,9 (ver Fig. 4 y Fig. 6); no obstante, el factor de potencia es capacitivo y menor a 0,62 en el 90 % de las lámparas medidas. Incluso las lámparas de mayor potencia presentan valores de FP comprendidos entre 0,5 y 0,6 (ver Fig. 4). Como consecuencia, la potencia aparente demandada por la lámpara resulta notablemente superior a la potencia activa (Fig. 5) y el aprovechamiento energético no resulta ser el más conveniente. En la mayoría de los casos, la potencia activa medida en la lámpara alimentada con tensión nominal es ligeramente inferior a su potencia nominal indicada (ver Fig. 5).

En la Fig. 8 se muestran los resultados correspondientes a mediciones similares realizadas en el conjunto 2. En todos los casos, se destaca un FP cercano a 1 y niveles de distorsión armónica notablemente inferiores a las lámparas comercializadas en Argentina. Ello trae considerables ventajas a la red eléctrica, no solamente por la reducción en los valores de corriente ocasionados por un alto FP sino también por la reducción del contenido armónico en la misma.

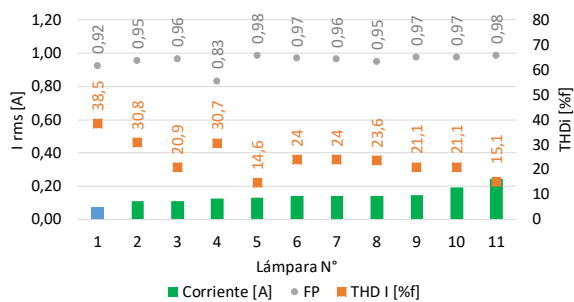


Fig. 8. Conjunto 2. Corriente eficaz, FP y THD medido en las 11 lámparas del conjunto 2.

Auto-compensación de corrientes armónicas

En la Fig. 9 se muestra con diagramas polares y de forma individualizada la amplitud y ángulo de fase medido para las armónicas de corriente de las 29 lámparas del conjunto 1. Al igual que en los gráficos anteriores, el conjunto de lámparas se clasifica en dos sub-grupos según la potencia nominal de las lámparas: < 10 W (azul) y ≥ 10 W (verde).

Se observa que las armónicas con amplitudes más relevantes en la corriente de las 29 lámparas (en general, las de orden 3, 5, 7, 9 y 11) se ubican en la misma zona del diagrama polar. Las armónicas de orden 3 para la mayoría de las lámparas analizadas se ubican en el tercer cuadrante, con un ángulo de fase medio ponderado de $-114,8^\circ$. Las armónicas de orden 5 y 7 se ubican mayoritariamente en el primer y cuarto cuadrante, con ángulos de fase medios

ponderados de $73,45^\circ$ y $-73,30^\circ$ respectivamente. A medida que se consideran armónicas de mayor orden (y menor amplitud) la variabilidad en los ángulos de fase medidos se incrementa. Esto se observa principalmente para las armónicas de orden 13 en adelante. Si bien estos resultados no tienen una fuerte correlación con la potencia nominal de la lámpara, se observa que las lámparas de menor potencia suelen presentar mayor variabilidad en el valor de la fase de las armónicas.

Estos resultados indican que, para un conjunto de lámparas en paralelo, no debe esperarse el fenómeno de auto-compensación pasiva entre las armónicas de corriente con mayor amplitud generadas por estas lámparas (en general, las de orden 3, 5, 7 y 9). Si resulta esperable la compensación de armónicas de alta frecuencia (en general, orden >13), que a su vez poseen amplitudes relativamente bajas. En otras palabras, la conexión masiva de estas cargas en la red puede contribuir a auto-cancelar la presencia de sus armónicas de alta frecuencia, pero no a las armónicas de baja frecuencia (orden 3, 5, 7 y 9 mayormente). Dado que su ángulo de fase es similar, estas se adicionan entre sí de forma casi aritmética.

Para verificar estas conclusiones se conectó un grupo de 7 lámparas del conjunto 1 en paralelo y se midió el espectro de frecuencia resultante en la corriente total. Luego se comparó el valor medio de las armónicas para las 7 lámparas con el valor de las armónicas en la corriente total de su conexión en paralelo (en todos los casos se compararon amplitudes referidas al valor de la componente fundamental de la corriente). Los resultados correspondientes al grupo de lámparas con potencia nominal ≥ 10 W se muestra en la Fig.10. Resultados similares se obtuvieron para lámparas con potencia nominal < 10 W.

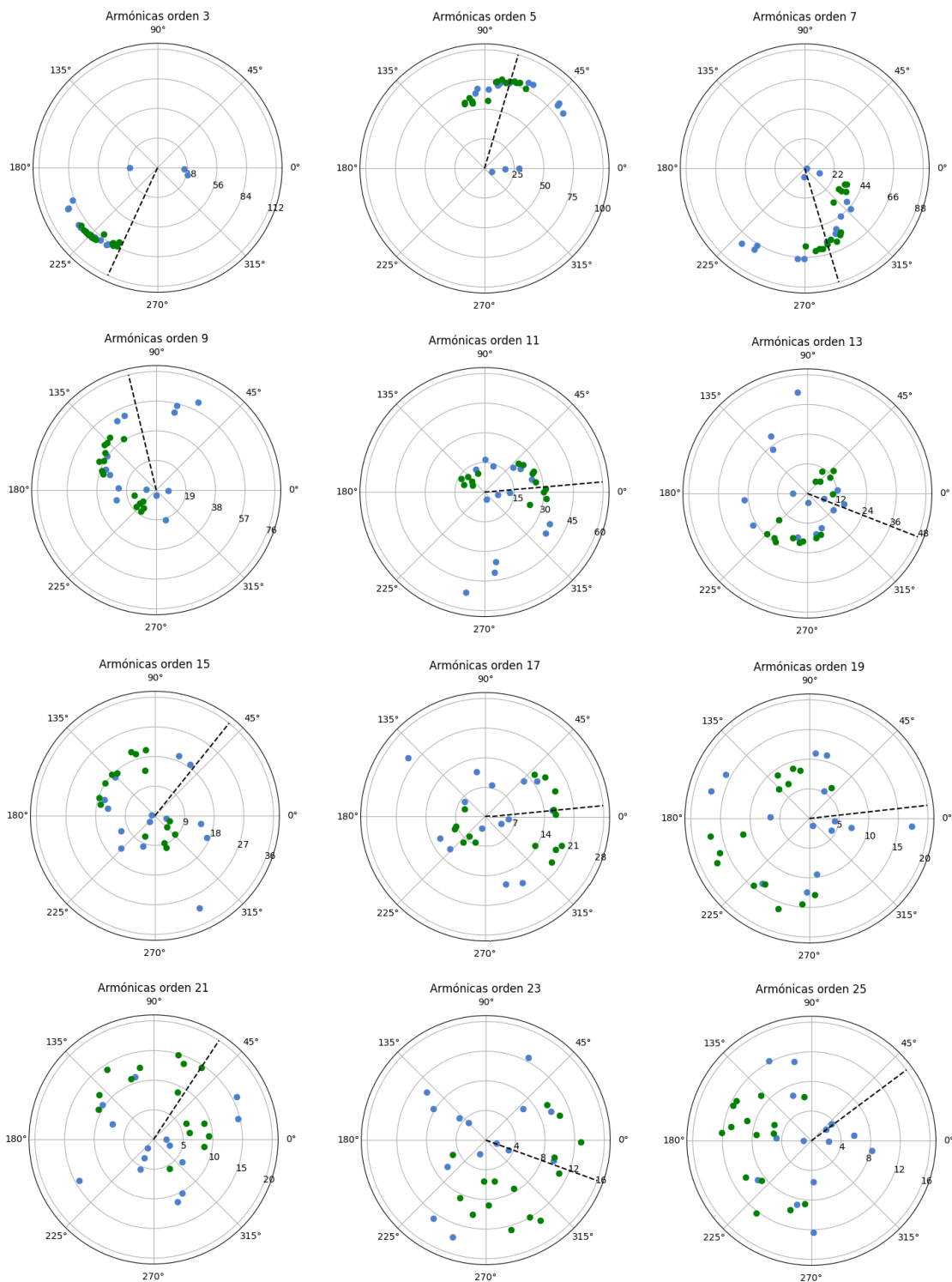


Fig. 9. Amplitud y fase en las armónicas de corriente de orden impar para las lámparas del Conjunto 1. Lámparas con potencia nominal $< 10\text{ W}$ (color azul) y $\geq 10\text{ W}$ (color verde). La línea de trazos representa al ángulo de fase promedio ponderado según la amplitud de las armónicas.

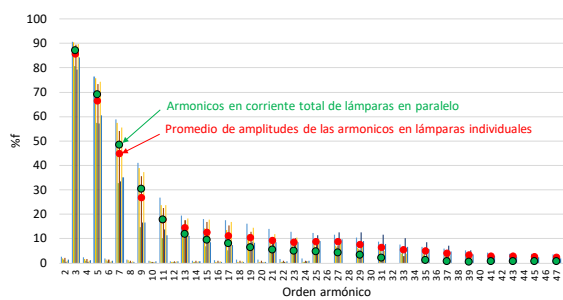


Fig. 10. Conjunto 1. Espectro de frecuencia para la corriente de 7 lámparas con potencia nominal > 10 W conectadas en paralelo.

Se observa que el contenido armónico de la corriente total es similar o ligeramente mayor para armónicas de baja frecuencia (orden 3, 5, 7 y 9) y se reduce para armónicas de alta frecuencia (orden > 13).

Comportamiento de las lámparas ante variaciones de tensión permanente

Con el objetivo de caracterizar el comportamiento de las lámparas ante variaciones de tensión permanente, se varió la tensión aplicada a un grupo de 6 lámparas LED de 5 marcas distintas, con potencias comprendidas entre 10 W y 23 W pertenecientes al conjunto 1. Durante el ensayo se les aplicó, de forma escalonada y durante intervalos de aproximadamente 1 minuto, una tensión alterna senoidal con los siguientes valores eficaces: 235 V, 220 V, 200 V, 180 V, 160 V y 140 V. Las 6 lámparas poseen fuentes con características nominales similares (220 V – 50 Hz). Solo en la fuente de la lámpara identificada como M2-12W de las siguientes gráficas se especifica un rango de tensiones más amplio (185-265 V). En la Fig. 11 se muestra la tensión aplicada y la variabilidad en la corriente eficaz de cada lámpara. De forma similar, en la Fig. 12 se muestra el efecto

sobre la potencia activa y aparente demandada por las lámparas y en la Fig. 13 y 14 se detalla el efecto sobre la distorsión armónica de la corriente.

En los gráficos se sombrea el rango de tensiones “admisibles” en la red de baja tensión: $220\text{ V} \pm 10\%$. Para este rango de tensiones se destaca un comportamiento como carga de potencia activa constante para la mayoría de las lámparas (ver Fig. 12); la potencia aparente se incrementa levemente ante la reducción de tensión a consecuencia de variaciones en la potencia reactiva tomada por la lámpara. Este comportamiento es característico para las lámparas M1-10W, M2-12W, M4-17W, M5-18W y M1-23W. Para reducciones de tensión mayores a 10%, el comportamiento de las lámparas resulta distinto según el caso. Las lámparas M1-10W, M2-12W y M4-17W conservan este comportamiento hasta tensiones incluso tan bajas como 140 V, mientras que M1-23W lo hace hasta 160 V. M5-18W comienza a reducir su potencia para tensiones menores a 200 V, mostrando un comportamiento combinado entre carga tipo “potencia constante” y “corriente constante”. La lámpara M3-15W presenta un comportamiento distinto a todas las demás en cualquier rango de tensión: ante reducciones en la tensión presenta reducciones en la corriente y en la potencia demandada, evidenciando así un comportamiento como “impedancia constante”. Esta lámpara en particular presentó reducciones apreciables en el flujo luminoso durante el ensayo, apagándose a los 160 V.

Con relación al efecto del nivel de tensión sobre la distorsión armónica en

la corriente, las lámparas presentaron en general reducciones proporcionales en el THD-%f de la corriente a medida que se reduce la tensión aplicada (ver Fig. 13). No obstante, como se aprecia en la Fig. 14, el contenido armónico total expresado en [A] presenta valores relativamente constantes para variaciones de $220\text{ V} \pm 10\%$ y leves aumentos ante tensiones más bajas. Los decrementos en el valor del THD-%f se deben principalmente a los incrementos en la componente fundamental de la corriente cuando se reduce la tensión, pero el contenido armónico total de la corriente es poco sensible a las variaciones de tensión.

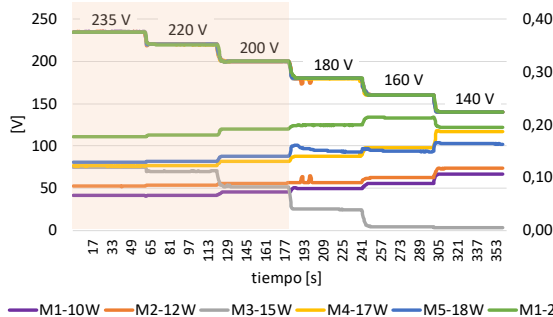


Fig. 11. Ensayo con tensión variable para 6 lámparas de 5 marcas distintas del Conjunto 1. Corriente eficaz.

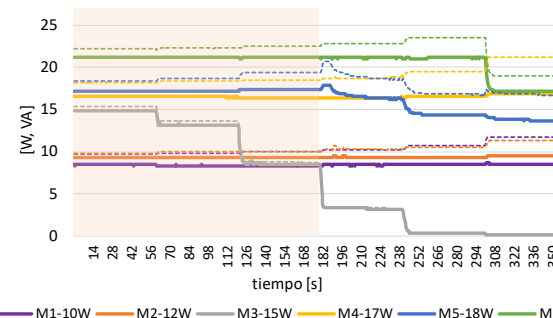


Fig. 12. Ensayo con tensión variable para 6 lámparas de 5 marcas distintas del Conjunto 1. Potencia activa (línea llena) y potencia aparente (línea de trazos).

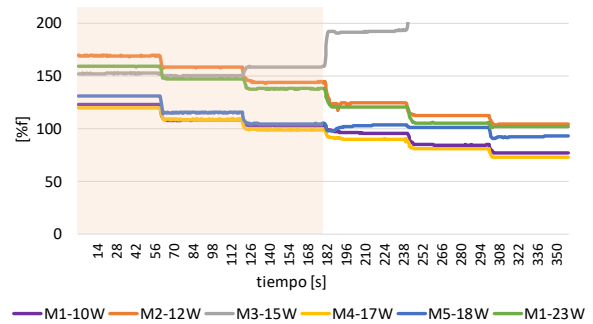


Fig. 13. Ensayo con tensión variable para 6 lámparas de 5 marcas distintas del Conjunto 1. THD expresado en [%f].

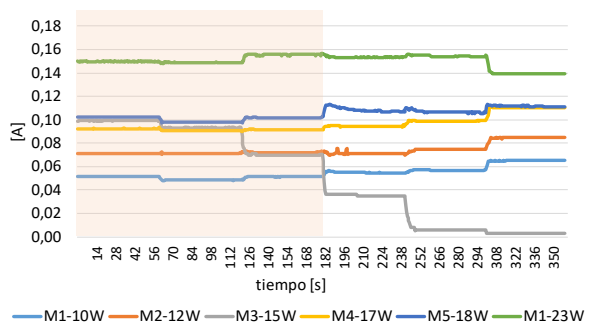


Fig. 14. Ensayo con tensión variable para 6 lámparas de 5 marcas distintas del Conjunto 1. THD expresado en [A].

CONCLUSIONES

Se realizó un estudio tendiente a caracterizar el consumo de las lámparas LED para uso residencial y comercial que se comercializan en Argentina. A modo de comparación, se muestran algunas diferencias entre estas lámparas y algunas comercializadas en Brasil.

Las lámparas LED comercializadas en Argentina presentan características típicas de cargas capacitivas. En el 90% de las lámparas medidas se registraron valores altos de distorsión armónica y de factor de cresta en la corriente y valores bajos en el factor de potencia ($\text{THD} > 106\%f$, $\text{FC} > 2,85$ y $\text{FP} < 0,62$). Estos resultados no se

correlacionan con la potencia de la lámpara, observándose tanto en lámparas de baja potencia como en lámparas de potencias relativamente grandes. El espectro armónico de estas cargas se caracteriza por altos valores en la amplitud de las armónicas de baja frecuencia, destacándose como la más importante a la armónica de orden 3. Esto puede tener implicancias relevantes en la corriente de neutro de los sistemas trifásicos.

La conexión de un gran número de estas lámparas en la red puede contribuir a auto-cancelar la presencia de sus armónicas de alta frecuencia, pero no a las armónicas de bajo orden, que a su vez son las de mayor amplitud. En otras palabras, con la incorporación masiva de estas cargas en la red puede esperarse un incremento casi proporcional en la presencia de armónicas de corriente de orden 3, 5, 7 y 9.

La mayoría de las lámparas mostraron un comportamiento de “potencia activa constante” ante variaciones de tensión en el rango de $220\text{ V} \pm 10\%$. Ante reducciones mayores en la tensión, el comportamiento depende de cada lámpara en particular, aunque se destaca en la mayoría la tendencia a mantener constante el valor de la potencia activa hasta tensiones en el orden de los 160 V. En todos los casos se apreciaron variaciones en la potencia aparente ante variaciones en la tensión, marcando así una diferencia entre la respuesta en potencia activa y reactiva. El contenido armónico de la corriente resultó ser poco afectado por las variaciones en la tensión.

En comparación con lámparas similares pero comercializadas en el

vecino país, se destaca la diferencia en los valores medidos para el FP y la distorsión armónica de la corriente. En este aspecto, se resalta la importancia de tomar medidas regulatorias adecuadas en Argentina para tender al cambio de las lámparas LED comercializadas actualmente por lámparas con alto FP. Esto no solo contribuiría con la reducción de pérdidas en la red sino también con la atenuación de corrientes altamente distorsionadas.

REFERENCIAS

[1] Henao Peñaranda G. A., Castro Wilches J. A. (2016) Diseño e implementación de un driver para bombillas domiciliarias led con corrector de factor de potencia y disminución de THD, Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

[2] S. Uddin, H. Shareef y A. Mohamed (2013). Power quality performance of energy-efficient low-wattage LED lamps. *Journal of the International Measurement Confederation*, vol. 46, pp. 3783-3795.

[3] R. M. Abdalaal and C. N. M. Ho (2018) Characterization of commercial LED lamps for power quality studies. 2017 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2017, vol. 2017-October, pp. 1–6.

[4] S. G. Galave, S. D. Dadas, S. N. Bandgar, and S. D. Mangate (2018). Power Quality Analysis Characterization of Different Types of Lamp Used for Domestic and Industrial Purpose. *Proc. 2nd Int. Conf. Trends Electron. Informatics, ICOEI 2018*, pp. 1501–1506.

[5] IEC 62612. Lámparas LED con balasto incorporado para servicios de iluminación general con tensión de alimentación > 50 V. Requisitos de funcionamiento. 2013.

[6] H. Shabbir, M. Ur Rehman, S. A. Rehman, S. K. Sheikh, and N. Zaffar (2014). "Assessment of harmonic pollution by LED lamps in power systems," 2014 Clemson Univ. Power Syst. Conf. PSC 2014.

[7] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, V. E. Idika, and O. Ojo (2017). "Effect of lamp technologies on the power quality of electrical distribution network." Proc. - 2017 IEEE PES-IAS PowerAfrica 2017, pp. 159–163.

[8] Resolución 586/2020, Ministerio de Desarrollo Productivo, Secretaría de Comercio Interior, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, 17/11/2020.

[9] IRAM 62404-3, Etiquetado de eficiencia energética de lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 3 - Lámparas LED. 2017.

Desarrollo de una metodología para elaborar el plan de expansión de una red de distribución de MT

Carlos I. Sanseverinatti, Francisco J. Espíndola, Ulises Manassero, Javier Acosta, Diego López

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina, Tel: +54 9-0342-4601579, cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

Resumen

Ante el aumento paulatino de la demanda de energía eléctrica, las empresas distribuidoras de energía se ven obligadas a planificar expansiones y/o repotenciaciones de sus redes con el objetivo de cumplir con el abastecimiento de los usuarios. Para lograr esto, es necesario un estudio detallado de la red y del impacto técnico-económico de las obras de expansión propuestas.

En este marco, el trabajo presenta la propuesta de una metodología para la evaluación técnica y económica de alternativas de obras de expansión de una red de distribución. El objetivo consiste en realizar un plan de expansión de una red de media tensión a implementar en forma gradual en un período de diez años, y efectuar el análisis de inversión del plan de obras propuesto.

Para lograrlo, se realiza el modelado eléctrico de la red y una serie de simulaciones de flujo de carga para cada año de estudio, identificando las posibles restricciones operativas que pueda presentar la red en condiciones de operación normal y ante eventuales contingencias. Se plantean las posibles obras de expansión y/o reconfiguraciones que permitan mejorar la calidad del producto técnico y la confiabilidad de la red. Luego, a partir de un análisis comparativo de un conjunto de atributos y criterios técnicos, se determina el conjunto de obras más conveniente. Finalmente, se lleva a cabo el cálculo de la inversión global asignada al plan de obras propuesto, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red con el conjunto de obras definidas, y el estudio de rentabilidad económica en base a indicadores económicos y financieros propuestos.

En base a los criterios de planificación adoptados, los resultados indican que la red en estudio con la inserción de las obras y la nueva reconfiguración propuesta es capaz de abastecer la totalidad de la demanda actual, así como también la proyectada para el período de análisis. Se logra configurar una red confiable, con mayor flexibilidad ante contingencias y de mayor eficiencia operativa. Además, el plan de obras propuesto es económicamente rentable y con un aceptable período de retorno del capital invertido.

Palabras claves - Confiabilidad; Plan de obras de Expansión; Reconfiguración; Red de Distribución

INTRODUCCIÓN

El crecimiento poblacional, el avance tecnológico y el desarrollo de las actividades productivas conlleva un aumento permanente de la demanda de energía, lo que exige a los sistemas eléctricos de potencia contar con la infraestructura necesaria para abastecer dicha demanda con apropiados niveles de confiabilidad y calidad (CEPAL; 2003).

Es por ello que, para asegurar un correcto plan de expansión de redes de distribución, es necesario el estudio de la capacidad, seguridad, calidad y eficiencia del suministro. En las primeras etapas de análisis, la prioridad es la disponibilidad de infraestructura para incrementar la capacidad del sistema en función del crecimiento estimado de la demanda. Una vez que el sistema garantiza la seguridad de abastecimiento, la atención se centra en la optimización en términos de calidad y eficiencia (Burke, O.; et al ; 2005).

Por estas razones, el proceso de planificación a mediano y largo plazo de las redes de distribución es un procedimiento esencial para asegurar la compensación del crecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica mediante instalaciones y equipos técnicamente adecuados, con costos razonables y en el momento apropiado (Connor, T; 2008).

Es en estos aspectos donde la gestión de los activos se transforma en un punto clave para el diseño de redes de potencia, involucrando en el proceso consideraciones económicas además de aquellas técnicas. Esto permite no solo garantizar la seguridad de abastecimiento con estándares de calidad de servicio, sino también contar por parte de las empresas distribuidoras con la posibilidad de incrementar sus niveles de capitalización y a la vez atender futuras inversiones para cubrir el crecimiento de la demanda energética (Cortez, J.L.P.; 2019).

En este contexto, el presente trabajo consiste en el desarrollo de un plan de expansión a diez años de una red de distribución con características topológicas mayormente rural. Se realiza, además del estudio de las obras a implementar, un análisis de inversión del plan propuesto, considerando los costos de operación y mantenimiento de la red.

DESARROLLO

Descripción de la red en estudio

La topología de la red se detalla en el diagrama georreferenciado de la Figura 1.

El sistema corresponde a la red de distribución en media tensión que abastece los distritos de Gobernador Crespo, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá, La Criolla y Colonia Silva, pertenecientes al departamento San Justo de la provincia de Santa Fe.

La red es abastecida desde la estación transformadora (ET) de 132/33/13,2 kV Crespo, equipada con un transformador de 15/15/10 MVA. En el nivel de 33 kV posee un esquema de simple barra con una única salida hacia la estación de rebaje (ER) de 33/13,2 kV Crespo. Por otra parte, es de destacar que dicha ET no dispone de playa de maniobras ni campos de salida en 13,2 kV.

La ER Crespo posee dos transformadores de 5 MVA en paralelo y en el nivel de 13,2 kV presenta un esquema de simple barra con tres distribuidores de salida denominados “Crespo”, “La Criolla” y “Silva”.

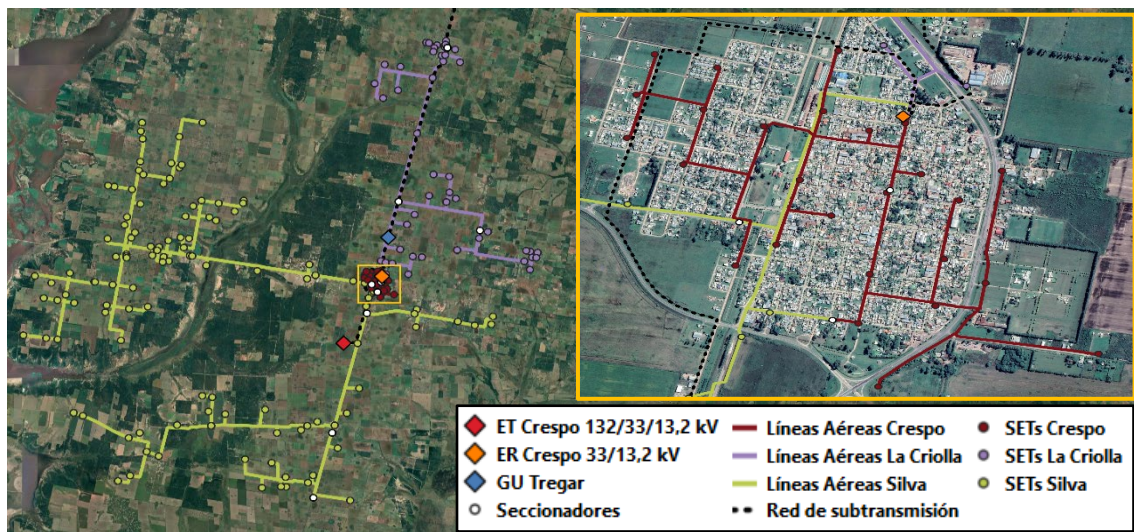


Figura 1: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV. Año 2021

Cada distribuidor se conforma por líneas aéreas trifásicas y rurales monofásicas, ambas con conductor de sección 25 mm² y material de aluminio.

En la Tabla 1 se detalla la longitud de líneas aéreas en cada distribuidor y la potencia total instalada en subestaciones transformadoras (SETs).

Distribuidor	km Líneas Aéreas			kVA SETs
	TOTAL	3F	1F	
Crespo	8,1	7,1	1,0	5.722
La Criolla	54,5	33,4	21,1	3.055
Silva	149,5	61,2	88,3	2.460

Tabla 1: Longitud de líneas aéreas y potencia instalada en SETs por distribuidor

Se destaca que el distribuidor Crespo posee la mayor demanda vinculada y la menor longitud en su línea troncal. Abastece exclusivamente a la red primaria de la localidad de Gobernador Crespo. Por el contrario, el distribuidor Silva posee la mayor extensión geográfica, aunque su demanda es más dispersa. Abastece a las localidades de Colonia Silva, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá y a usuarios rurales.

Finalmente, el distribuidor La Criolla representa un caso intermedio a los anteriores.

Suministra energía a las localidades de La Criolla, San Martín Norte y a usuarios rurales.

Procedimiento aplicado

La planificación de obras de expansión debe contemplar ciertos aspectos técnicos de relevancia en relación a la prestación de servicio, como la calidad en el producto técnico y servicio técnico, y la seguridad en el abastecimiento de la demanda sin la existencia de sobrecargas en transformadores y líneas aéreas. Por lo tanto, se consideran los siguientes aspectos.

- La cargabilidad de los distribuidores no debe ser mayor al 66% en operación normal (Red N) para el 100% de demanda máxima.

- En condición de contingencia simple (Red N-1), la cargabilidad de los distribuidores no debe ser mayor al 100% para el 85% de la demanda máxima considerando las cargas propias más las cargas transferidas. Se considera como condición más desfavorable aquella en la cual la falla se produce en el primer tramo de línea aérea de cada distribuidor que acomete a la ER; en ese caso deberá existir un distribuidor que pueda socorrer la demanda de aquel que sale de servicio.

- El nivel de tensión en nodos de suministro debe mantenerse dentro del rango entre 92% y 108% de la tensión nominal de red (ENRE, 2003).

- Se aplica una tasa de crecimiento interanual estimada de la demanda de 4,66%, obtenida a través del registro de datos históricos de la potencia máxima promedio horario operada por la ET Crespo.

En cuanto al proceso de modelado de la red, se adoptaron los siguientes supuestos:

- El estudio técnico se desarrolla con la red operando en condiciones de carga pico y con un factor de diversidad de pico de los distribuidores igual a uno.

- Los reguladores bajo carga de los transformadores de potencia son configurados de manera de establecer una tensión en barras del 105% de la tensión nominal.

- Se considera un factor de potencia para las demandas actuales igual a 0,85 inductivo.

- El límite admisible en condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de cada máquina.

Para analizar la viabilidad económica del plan de obras propuesto se lleva a cabo el cálculo de inversión global asignada al plan de

obras propuesto a partir del cómputo y presupuesto de nuevos equipos e infraestructura necesaria, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red, la determinación de los ahorros en concepto de energía no suministrada (ENS) y el ahorro en pérdidas eléctricas. El estudio de rentabilidad económica del plan de obras se realiza entonces en base a indicadores económicos y financieros. La metodología aplicada se representa en el diagrama de flujo de la Figura 2.

Plan de obras desarrollado

El objetivo principal del plan de obras planteado es el de obtener una red robusta que cumpla con los requerimientos de calidad de producto y servicio técnico en el año horizonte de análisis (2030). Para ello, se parte del análisis, evaluación, determinación y verificación de las condiciones operativas de la red.

Año base

La red base presenta restricciones operativas en concepto de cargabilidad de líneas aéreas en los distribuidores Crespo y Silva y en concepto de calidad de energía al registrarse subtensiones en los distribuidores La Criolla y Silva. Por su parte, el distribuidor La Criolla no posee vinculaciones con el resto de la red por lo que la totalidad de sus usuarios permanecen sin servicio en caso de contingencia simple.

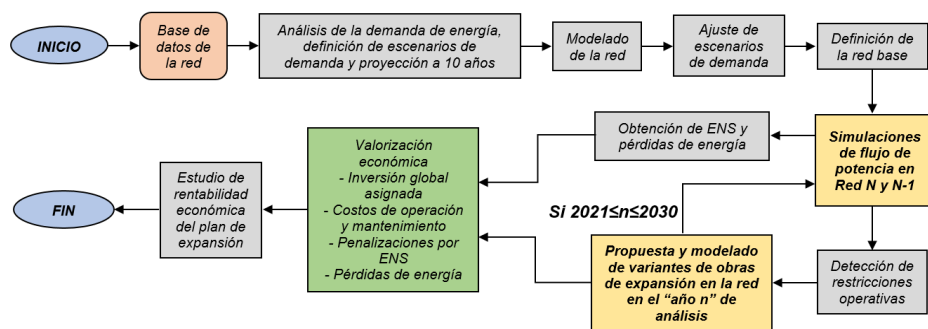


Figura 2: Metodología propuesta para la definición y evaluación de obras de expansión

Para normalizar los indicadores operativos de la red, se proponen las siguientes obras:

- Instalación de 1,74 km de líneas aéreas urbanas convencionales tipo line post de 95/15 y recambio de conductores de 25 Al por 50/8 Al/Ac en los distribuidores Crespo y Silva.

- Construcción de 0,44 km de línea aérea urbana convencional de 50/8 Al/Ac e instalación de un seccionador tripolar a cuernos para la vinculación de los distribuidores La Criolla y Silva.

Período 2022/2028

Dentro de este período, la red presenta restricciones en concepto de cargabilidad en tramos de líneas aéreas de manera sucesiva en todos los distribuidores. En el año 2027, el transformador de 15/15/10 MVA de la ET Crespo presenta una sobrecarga del 3%. Las obras requeridas se resumen a continuación:

- Construcción de 1,56 km de nuevas líneas aéreas urbanas convencionales line post de 95/15 Al/Ac en el distribuidor Silva y recambio de 6,4 km de conductores de 25 Al por conductores de 50/8 Al/Ac en todos los distribuidores.

- Instalación de un nuevo transformador de 30/30/30 MVA en la ET Crespo.

Año 2029

Como consecuencia de un nuevo incremento en la demanda, se presenta una sobrecarga de 2,2% en la ER Crespo. Al no poder repotenciar la ER Crespo por estar equipada con un módulo de dos transformadores en paralelo de 5 MVA, se debe transferir parte de su demanda para descargarla.

Se propone realizar una transferencia de demanda desde la ER Crespo hacia la ET homónima. Todas las cargas transferidas están vinculadas al distribuidor Silva, compuestas

por usuarios rurales y demandas de las localidades de Colonia La Penca, Colonia Dolores. Esta reconfiguración requiere de la ejecución de obras de ampliación en la ET Crespo, las cuales son:

- Construcción de una nueva playa de maniobras en 13,2 kV

- Dos nuevos campos de salida para los nuevos distribuidores Silva y La Penca

- Un campo de transformación en 13,2 kV y un reactor de neutro.

Además, es necesaria la construcción de un nuevo tramo de línea aérea rural convencional de 50/8 Al/Ac para vincular el nuevo distribuidor La Penca a uno de los campos de salida de la ET Crespo, más otro tramo de línea aérea urbana convencional de 50/8 Al/Ac para vincular la sección sur con la sección oeste del mismo y de un nuevo seccionador tripolar a cuernos para efectuar transferencias de demanda entre los distribuidores La Penca y Silva en caso de contingencia. El nuevo distribuidor La Penca se desvincula de las líneas aéreas del nuevo distribuidor Crespo Oeste, cuya traza se encuentra dentro del tejido urbano de Gobernador Crespo, y que es utilizado exclusivamente para abastecimiento local.

Adicionalmente, se deben repotenciar 3 km de la línea troncal del nuevo distribuidor La Penca con conductores de 50/8 Al/Ac aguas debajo de la ET Crespo e instalar un nuevo banco de reguladores monofásicos en el mismo distribuidor para evitar que la red reconfigurada opere con restricciones.

Año 2030

En el último año del período de estudio, se registra una cargabilidad mayor a 66% en operación normal en los primeros tramos del distribuidor Crespo que acometen a la ER.

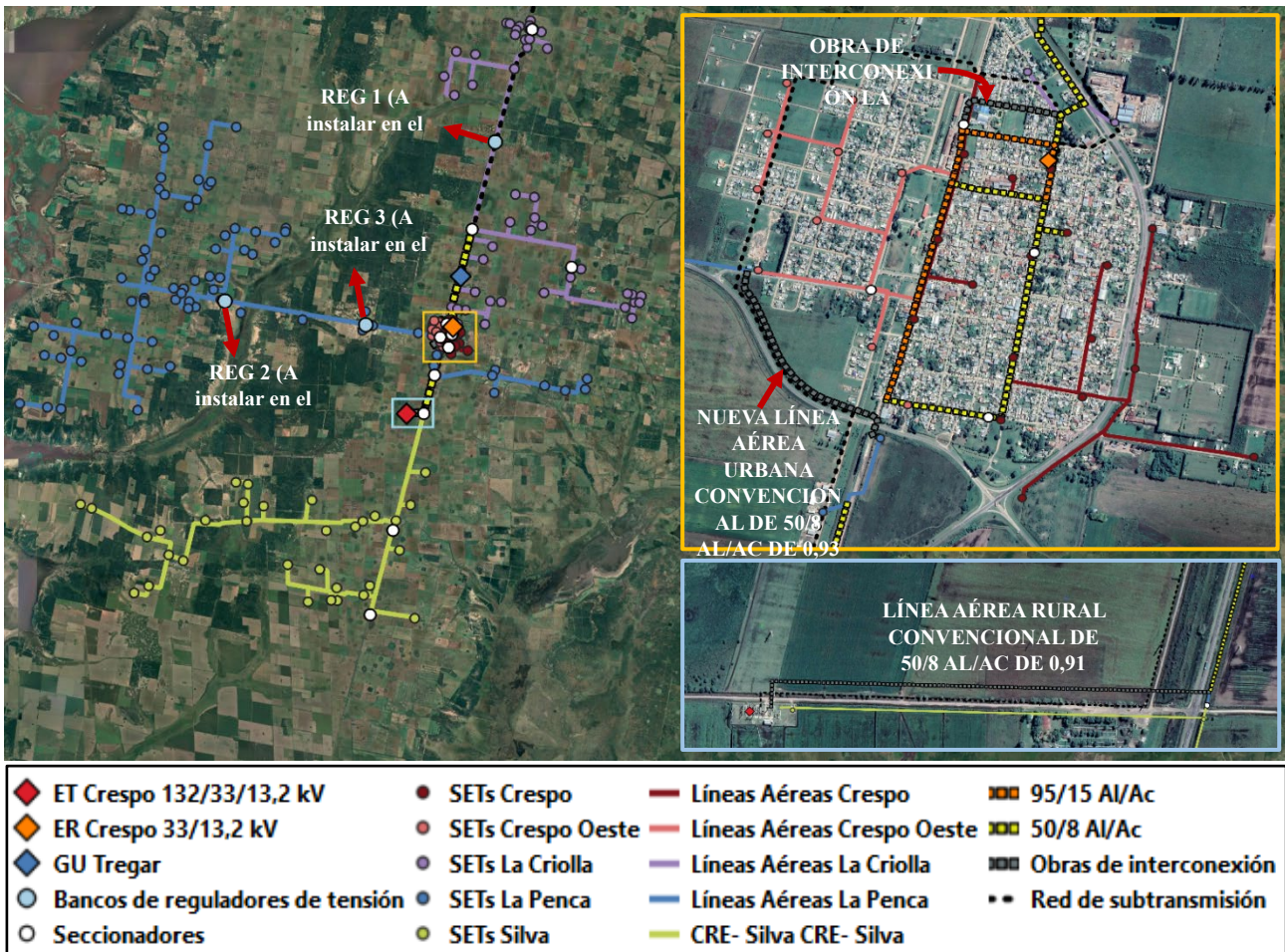


Figura 3: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV reconfigurada. Año 2030

Se propone una transferencia de carga hacia el distribuidor Crespo Oeste. La potencia total transferida en SETs es de 1,14 MVA, lo cual deriva en una variación de cargabilidad de 67,6% a 51,6% en el distribuidor Crespo y de 3,8% a 18,4% en el primer tramo de línea aérea del distribuidor Crespo Oeste, siendo este totalmente apto para el abastecimiento de las futuras demandas de la localidad y para futuras transferencias de carga desde el distribuidor Crespo.

En la Figura 3 se encuentra el diagrama georreferenciado de la red reconfigurada, en la cual se detallan las obras propuestas a lo largo del período 2021/2030.

Análisis económico

Los proyectos de inversión requieren recursos para su ejecución que deben ser evaluados financieramente para determinar su factibilidad económica, contrastada con su viabilidad técnica.

A continuación, se lleva a cabo el cálculo de inversión asignada al plan de obras propuesto a partir del presupuesto de equipos y accesorios necesarios, la valorización de los costos de operación y mantenimiento de la red, la determinación de las penalizaciones por energía no suministrada (ENS), el cálculo de los ahorros económicos en concepto de pérdidas en la red y el estudio de rentabilidad económica.

Ahorros por ENS

En primer término, se debe considerar que, en el caso de no ejecutar obras de expansión en la red, la misma presentará sobrecargas progresivamente mayores en líneas aéreas, transformadores y en SETs, lo cual además conlleva un desmejoramiento de la calidad de tensión. Por lo tanto, la demanda que se deberá desconectar para que la red pueda operar sin restricciones será progresivamente mayor y por tiempos cada vez más prolongados, ya que la red presentará inconvenientes operativos en escenarios de menor demanda.

Esto da lugar a un incremento exponencial en la ENS, tal como se muestra en la Figura 4.

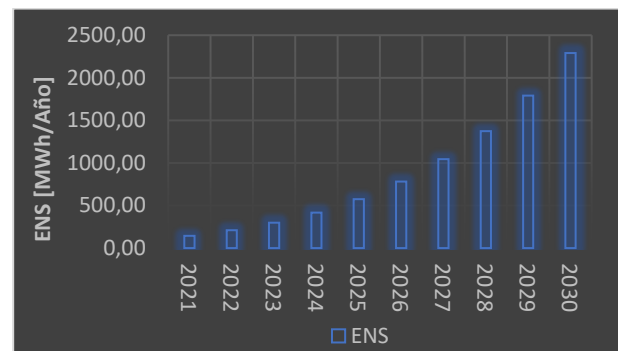


Figura 4: Energía no suministrada de la red sin obras

La ENS es la energía que la empresa distribuidora no puede proporcionar a sus usuarios, la cual es penalizada, y esto se traduce en grandes costos para las distribuidoras debido a la interrupción del servicio.

Se asumen bonificaciones a los usuarios afectados diferenciados según el tipo de usuario (residencial, comercial e industrial) y considerando el factor de participación en el consumo de energía de cada tipo de cliente, para los

distribuidores, alimentadores, ETs y/o SETs involucradas en el estudio (ver Tabla 2).

El ahorro total percibido en concepto de penalizaciones por ENS a lo largo del período en estudio a raíz de las obras ejecutadas asciende a 15.495.166 U\$S.

PENALIZACIÓN	VALOR [U\$S/MWh]
ENS COMERCIAL	2.300
ENS RESIDENCIAL	1.400
ENS INDUSTRIAL	2.700

Tabla 2: Penalizaciones por ENS categorizadas por tipo de usuario

La ENS no solo deriva en penalizaciones, sino que también representa energía que no puede ser comercializada. Cada MWh de energía que no se puede comercializar, representa una pérdida económica para las empresas distribuidoras de energía.

Para calcular el ingreso adicional de facturación de energía, se utilizan los costos de referencia presentados en la Tabla 3.

TIPO DE USUARIO	TARIFA PROMEDIO [U\$S/MWh]
INDUSTRIAL	45,1 [U\$S/MWh]
COMERCIAL	74,02 [U\$S/MWh]
RESIDENCIAL	68,9 [U\$S/MWh]

Tabla 3: Tarifa de energía promedio por tipo de usuario

Luego de determinar la ENS anual a lo largo de todo el período de estudio y considerando el factor de participación en el consumo de energía de cada tipo de

cliente, para los distribuidores, alimentadores, ETs y/o SETs involucradas en el estudio, se obtiene un adicional de facturación anual de energía de 585.747 U\$S.

Ahorros por pérdidas eléctricas en la red

Uno de los objetivos del plan de expansión de la red de distribución en estudio apunta a la reducción de las pérdidas eléctricas, lo que mejora la eficiencia en la distribución de energía y resulta en un ahorro económico para la empresa.

El ahorro de las pérdidas de energía eléctrica evitadas se obtiene en base a la diferencia entre las pérdidas anuales de la red con su topología actual y las pérdidas anuales de la red con las nuevas obras.

En la Figura 5 se muestra la evolución de las pérdidas con y sin las obras propuestas y las pérdidas de energía evitadas.

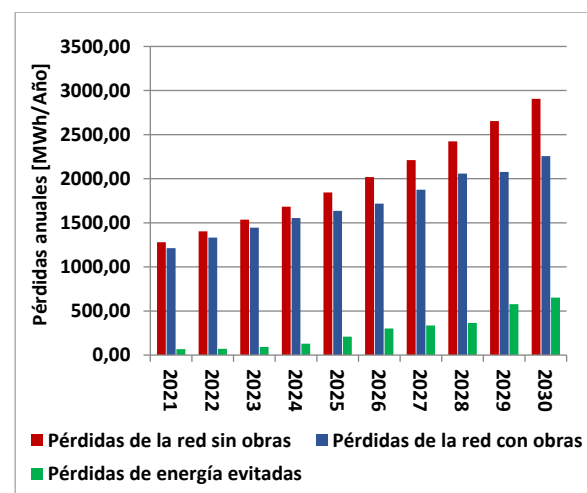


Figura 5: Pérdidas de energía globales evitadas

Se observa en la figura que las pérdidas de energía en la red, en el caso de no ejecutar ninguna obra dentro del

período de estudio, se incrementan de forma geométrica.

Por otra parte, se evidencia que a partir de las obras de ampliación propuestas se logra un ahorro global de alrededor de 14% en pérdidas de energía.

A partir del precio monómico estacional de la energía, se determina el ahorro económico que representa las pérdidas evitadas, las cuales se muestran en la Figura 6.

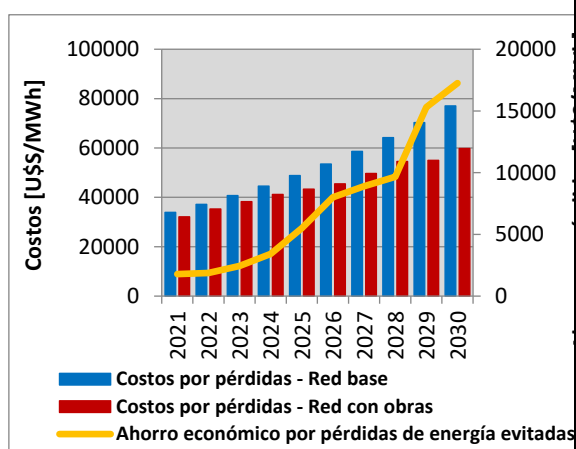


Figura 6: Ahorro anual por pérdidas evitadas

El monto total en ahorros por pérdidas es de 74.165 U\$. Se destaca que la transferencia de demanda desde la ER Crespo a la ET CRE propuesta en el año 2029, representa una mayor reducción en las pérdidas globales de la red de distribución, lo cual resulta en un mayor ahorro económico en concepto de pérdidas de energía evitadas.

Valorización de las obras propuestas

El presupuesto de las obras de infraestructura necesarias para evitar las penalizaciones por ENS está basado en los costos de referencia de provisión y montaje de infraestructura eléctrica y equipamientos para redes de transmisión y distribución.

Las mayores inversiones corresponden al año base, en el cual se presentan importantes sobrecargas en ramales y subtensiones en varios nodos, siendo necesaria la instalación de nuevos tramos de líneas aéreas, recambio de conductores y la instalación de bancos de reguladores de tensión. Luego, en el año 2027 se produce la sobrecarga de la ET CRE requiriéndose la adquisición de un transformador de 30 [MVA]. Por último, en el año 2029, se llevan a cabo obras de expansión en la ET CRE, la construcción de nuevos tramos de líneas aéreas y la instalación de un nuevo banco de reguladores de tensión monofásicos.

En la Figura 7 se muestran los costos anuales de inversión para todo el período de análisis, que suman un monto total de 2.083.596 U\$.

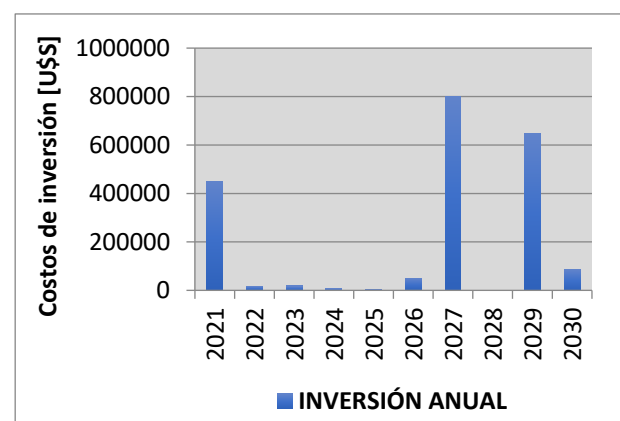


Figura 7: Costos anuales de inversión en obras de expansión y equipamientos en la red

Costos de operación y mantenimiento (O&M) preventivo y valor residual de la nueva infraestructura

Anualmente, se llevan a cabo nuevas obras de infraestructura y el reemplazo de tramos de líneas aéreas y equipamientos existentes en la red de distribución, lo cual representa costos de O&M adicionales.

La valorización anual de estos costos se estima en un 30% del costo anual de inversión en la nueva infraestructura. Los costos totales de O&M preventivo de la infraestructura a lo largo de todo el período de análisis suman un total de 2.636.560 U\$S.

Finalmente, se determina el valor residual de las nuevas obras ya que el período de análisis resulta ser menor a la vida útil de la infraestructura, la cual varía entre 20 y 40 años. El mismo da un valor total de 1.583.946 U\$S.

Flujo de caja de inversión

El flujo de caja de inversión (FCI), es la variación de capital procedente de la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo de un proyecto. En la Figura 8 se muestran el FCI acumulado asociado al plan de obras propuesto.

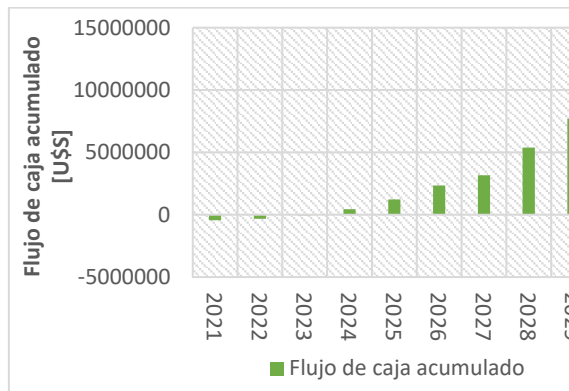


Figura 7: Flujo de caja acumulado.
 Período 2021/2030

Los ingresos abarcan los ahorros por ENS evitada y su adicional de facturación, los ahorros por pérdidas de energía evitada y el valor residual de la nueva infraestructura.

Por otro lado, los egresos de dinero involucran la inversión en infraestructura y los costos de operación

y mantenimiento de la infraestructura eléctrica nueva y existente.

El año base es el único en el cual los egresos por inversión en nueva infraestructura superan a los ahorros en concepto de ENS y pérdidas evitadas. Si se realiza el análisis del FCI acumulado, el plan de obras presenta un payback bajo, de tan solo tres años.

Por medio de los indicadores financieros valor actual neto (VAN) y la inversión a valor presente (IVP) se calcula el indicador VAN/IVP. Este indicador expresa la utilidad neta obtenida en el período de análisis con relación al monto de inversión efectivizado donde si el mismo es mayor a cero el proyecto es rentable.

En la Tabla 4 se presentan los indicadores económicos obtenidos considerando una tasa de descuento del 12%.

VAN [USD]	IVP [USD]	VAN/IVP
5.033.429	2.083.596	2,42

TABLA 2: INDICADORES ECONÓMICOS DEL PLAN DE OBRAS PROPUESTO

El plan de obras de expansión presentado para el período 2021/2030 resulta rentable, constituyendo así una solución técnica y económicamente viable para mejorar la confiabilidad de la red de distribución del distrito de Gobernador Crespo, como así también la calidad del producto y servicio técnico para todos los escenarios de demanda.

CONCLUSIÓN

En este trabajo se analizaron estrategias de reconfiguración de redes

de distribución focalizadas en el incremento de su confiabilidad, su eficiencia operativa y su flexibilidad ante contingencias. Las mejoras de estas redes requieren de una o varias obras para alcanzar condiciones satisfactorias de operación que, además, admitan el crecimiento de la demanda de mediano y largo plazo en todos los escenarios de demanda.

Los indicadores técnicos de la red analizados constituyen una herramienta útil para detectar las restricciones operativas que justifiquen la necesidad de ejecutar nuevas obras de expansión para luego poder evaluar su impacto en la red y analizar los beneficios operativos y económicos que estas representan.

[Las obras de expansión propuestas permiten configurar una red más confiable](#) y con mayor flexibilidad de operación. Esto implica una mayor calidad de servicio técnico, y con ello, menores niveles de ENS con sus ahorros económicos asociados. Además, [logra diseñar una red distribución con menores pérdidas globales, lo cual se traduce en menores costos operativos y en un ahorro energético.](#)

Finalmente, del análisis económico se desprende que los resultados obtenidos de los índices VAN e IVP, verifican que el plan de expansión de obras resulta económicamente rentable y con un bajo período de retorno del capital invertido.

REFERENCIAS

- Burke, O.; Hunt, S. y Phang, W. (2005). A planning approach for urban distribution networks in Bahrain. *ESB International, Stephen Court, 18-21 St Stephen's Green, Dublin 2, Ireland, 1-6.
- CAMMESA (2021). Resumen ejecutivo. Principales variables del MEM. Enero a diciembre 2021 vs 2020.
- CEPAL (2003). Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile, 2003.
- Connor, T.; Ettinger, A. y Boese, C. (2008). Planning Approach for Evolution of Grown Medium Voltage Distribution Networks. CICED, S5-04 CP1348.
- Cortez, J.L.P. (2019). Plan de reducción de pérdidas de energía de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Santo Domingo (CNEL), en la provincia de Santo Domingo de las Tsáchilas.
- ENRE (2003). Calidad de servicio en la Distribución de Energía Eléctrica.

Desarrollo de un sistema para obtener ciclos de histéresis en materiales ferromagnéticos

Jorge A. Santillán, Miriam R. Neyra Astudillo, Nicolás Núñez, Hernán Sánchez, Martín Gómez
Universidad Nacional de Hurlingham, Instituto de Tecnología e Ingeniería, Av. Gdor. Vergara 2222, 1686, Villa Tesei, Provincia de Buenos Aires, Tel: +54-011 2066-1958
Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Delta, San Martín 1175, B2804, Ciudad de Campana, Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-42-0400
Comisión Nacional de Energía Atómica, Departamento ICES, Av. Gral. Paz 1499, B1650 Villa Maipú, San Martín, Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-011 6772-7212.

Resumen – *Los materiales ferromagnéticos son importantes para el área de la ingeniería eléctrica. Existen de dos tipos, los magnéticamente blandos y los duros. Los materiales magnéticos duros son utilizados, por ejemplo, en altavoces, receptores telefónicos, motores síncronos sin escobillas y motores de arranque para automóviles. Los magnéticamente blandos son muy utilizados en los núcleos de máquinas eléctricas (transformadores, motores, generadores, relés, etc.) porque permiten concentrar y canalizar el flujo magnético generado por las bobinas que contienen dichas máquinas.*

Estos materiales tienen características propias y comparten el mismo problema en el análisis o diseño, la consideración más o menos realista de la magnetización de los materiales ferromagnéticos. La magnetización que presentan los materiales ferromagnéticos exhibe un comportamiento complejo que no solo depende del valor actual del campo magnético, sino también del historial de la intensidad del campo al cual fue sometido previamente. Este proceso se conoce como “histéresis magnética”. En este trabajo se realiza una descripción detallada del diseño, desarrollo, construcción y utilización de un equipo para la medición de ciclo de histéresis. Este equipo se ha realizado con un objetivo extra, que es el de cumplir algunos requisitos específicos como su bajo costo, la posibilidad de adquirir sus componentes en el mercado local y su facilidad de construcción y reparación. Finalmente, en este trabajo se plantean varios ejemplos de la aplicación de esta técnica en diversos materiales utilizando el equipo desarrollado.

Palabras claves – *Histéresis; ferromagnéticos.*

INTRODUCCIÓN

Para la construcción del equipo del ciclo de histéresis se diseñó un circuito que tiene un primario y un secundario. Los materiales ferromagnéticos son ampliamente utilizados hoy en día en la industria. El conocimiento de los cambios en sus propiedades magnéticas es muy importante para caracterizar el estado del material antes del uso y durante la explotación, así como para desarrollar sensores magneto mecánicos. Las propiedades de un material magnético se encuentran reflejadas en su curva de magnetización o curva de histéresis, ésta nos describe la forma en la que se va magnetizando un material en función de un campo magnético externo aplicado. Dependiendo de la forma de la curva de histéresis, se puede clasificar a los materiales magnéticos según su aplicación, tales como sensores de campo magnético, medios magnéticos para el almacenamiento de información, etc. [Coey, J. M .D. (2010)].

En particular, los aceros al Si, el acero eléctrico es una aleación de hierro con un contenido de silicio que va de 0.1 a 6.5 %, lo que le confiere características de aumento a la resistencia eléctrica y mejora de sus propiedades magnéticas. Este acero eléctrico se divide en dos tipos:

De grano orientado, es un acero con un nivel de silicio del 3 %, y el cual en su proceso se han cuidado las orientaciones de las partículas que lo conforman de acuerdo a su polaridad en dirección a la laminación, esto se debe a un control estricto de la orientación de los cristales respecto a la lámina. Este

hecho lo que produce es que el flujo magnético se incrementa en un 30% en la dirección de laminación, este acero suele emplearse en núcleos de transformadores de alta eficiencia y electro - imanes.

De grano no orientado, este acero contiene un nivel de silicio de entre 2 y 3.5 % y sus propiedades magnéticas son similares en todas direcciones, por lo que su proceso de fabricación es menos costoso. Este acero es recomendado para aplicaciones en donde el flujo magnético no es rectilíneo (principalmente máquinas de rotación como los motores), cuando la eficiencia no es tan importante o cuando la geometría del aparato no lo permite. Este acero debido a sus propiedades es sumamente utilizado en transformadores eléctricos, motores, y electro-imanes, y en general donde se requieran las propiedades magnéticas que le confiere su aleación.

Este trabajo es parte de un Proyecto del Desarrollo de un equipo que mide el ciclo de histéresis en materiales magnéticos. Se presenta una descripción detallada del diseño, desarrollo, construcción y utilización de un equipo para la medición de ciclo de histéresis, para muestras de 30 mm x 20 mm x 0,27 mm. Finalmente, en este trabajo se caracterizarán magnéticamente placas de acero eléctrico con diferentes porcentajes de Si, donadas por Electropart Córdoba SA.

DESARROLLO

El equipo está diseñado en base a un transformador diferencial que cuenta

con un circuito primario y otro secundario, en la Fig.1 se muestra un esquema general del equipo con todas las partes que lo constituyen.

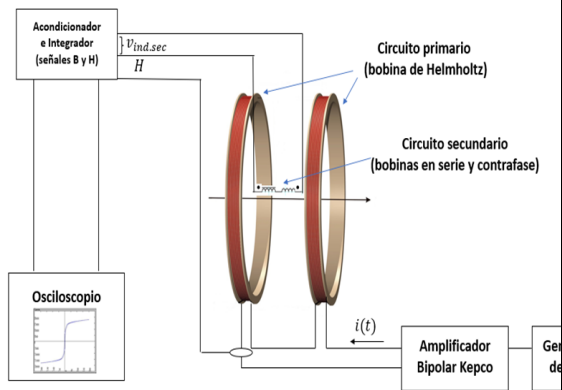


Fig. 1: Esquema general del equipo.

Para la determinación del **primario** se realizó una simulación por elementos finitos con el Programa FEMM 4.2, para determinar la geometría y las características electromagnéticas. Se dispuso dos bobinas en configuración de Helmholtz para obtener un flujo uniforme en la región donde se colocará el secundario. En la Fig. 2 se muestra la configuración de Helmholtz para 1 espira.

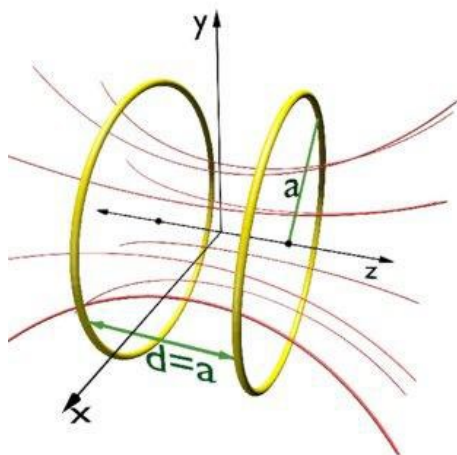


Fig. 2: Configuración de Helmholtz de 1 espira.

El campo magnético obedece al principio de superposición entonces:

$$\vec{B}_{total} = \vec{B}_{bobina\ 1} + \vec{B}_{bobina\ 2} \quad (1)$$

Como se puede ver en la figura 2, el eje z es el de simetría. Por lo tanto, la geometría de la configuración Helmholtz es axialmente simétrica que se puede considerar como cuerpo de revolución. [Jian-Ming J., (2014)].

Teniendo en cuenta dichas características geométricas, se simuló en el programa FEMM 4.2 y se determinó que las características de las bobinas debían ser:

Tabla 1: Datos del primario

Número de vueltas	100
Radio de la bobina	6 cm
Corriente nominal	$I_{pico} = 16\ A$
Frecuencia	10 Hz
Conductor	Cobre esmaltado de 2 mm

También se determinó la distancia óptima entre ambas bobinas para que la densidad de flujo en el centro sea lo más homogénea posible ya que en dicha región se colocarían las bobinas secundarias. La densidad de flujo en unidades Tesla con simulación axisimétrica se puede apreciar en la Fig. 3. En la Fig. 4 se observa la densidad de flujo distribuido en el eje z. Se puede observar que en $z=0$ y en sus proximidades la densidad de flujo es casi constante, región en la que se colocarán

las bobinas secundarias. La distancia óptima para obtener dicha densidad de flujo, mediante métodos numéricos, fue:

$$d = a - 3 \text{ cm} \quad (2)$$

$$d = 6 \text{ cm} - 3 \text{ cm} = 3 \text{ cm}$$

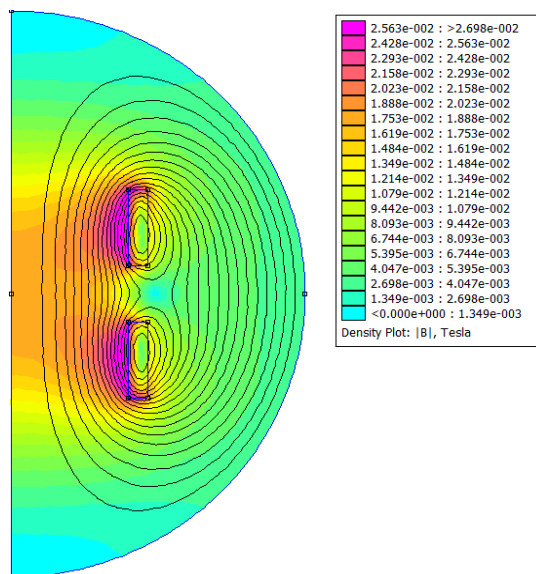


Fig. 3: Densidad de flujo con separación de 3 cm entre las bobinas.

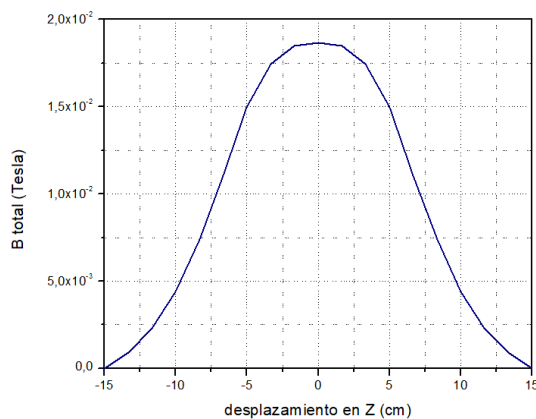


Fig. 4: Desplazamiento en el eje de simetría z y variación de la densidad de flujo.

También se analiza la densidad de flujo con respecto al radio y los resultados se presentan en la Fig. 5:

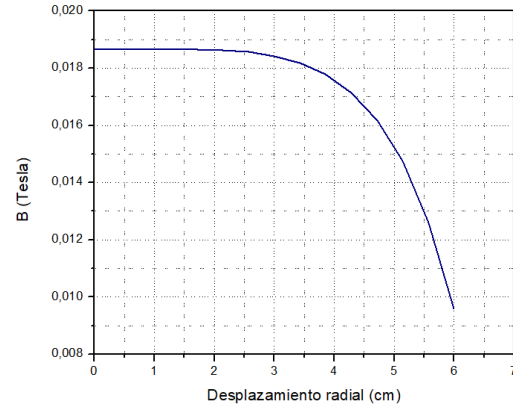


Fig. 5: variación de la densidad de flujo con respecto al radio.

De todo esto se puede concluir que en la región donde se colocará las bobinas que componen al secundario y teniendo en cuenta que la simulación tiene simetría axisimétrica, la densidad de flujo magnético será aproximadamente de:

$$\vec{B}_{\text{posición secundaria}} = 1,2 \cdot 10^{-2} T$$

Utilizando FEMM 4.2 se determinó la caída de tensión en cada una de las dos bobinas que componen el circuito primario. Las caídas de tensión se determinaron para la misma corriente $I_p = 16^{<0^\circ> A$, ya que ambas bobinas se encuentran conectadas en serie.

$$\underline{V}_{P1} = (3,40351 + 1,63313j) V \cong 3,7750^{<25,63^\circ> V}$$

$$\underline{V}_{P2} = (3,40351 + 1,63337j) V \cong 3,7751^{<25,63^\circ> V}$$

Entonces la caída de tensión total por simulación de elementos finitos es:

$$V_{total 1} = 3,7750^{<25,63^\circ} + 3,7751^{<25,63^\circ} V$$

$$V_{total 1} \cong 7,5501^{<25,53^\circ}$$

Determinación del secundario:

Para la construcción de cada una de las bobinas que componen el secundario se siguió el siguiente algoritmo. Teniendo en cuenta que se conoce el diámetro del alambre de cobre, el diámetro de la bobina y el valor que queremos que tenga dicha bobina, que en este caso es de $50 \mu H$. Se puede utilizar la siguiente fórmula empírica que funciona para bajas frecuencias [Pérez Vega, C., Sáinz de la Maza, J. (s.f.)]:

$$F = 12,658 \frac{P^2}{a^3} L \quad (3)$$

Donde:

a = radio de la bobina.

P = diámetro del alambre de cobre.

F = factor que depende de las dimensiones de la bobina.

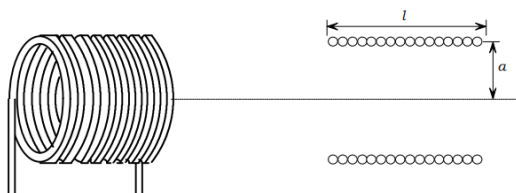


Fig. 6: Bobina de una sola capa.

Sabiendo que usaremos un alambre de cobre de 1mm de diámetro, el radio de la bobina será de 1,5 cm y queremos una $L = 50 \mu H$.

$$F = 12,658 \frac{(0,1 \text{ cm})^2}{(1,5 \text{ cm})^3} 50 \mu H \cong 1,87$$

Con este valor se va al gráfico de la figura y se obtiene la relación $2 \frac{a}{l}$.

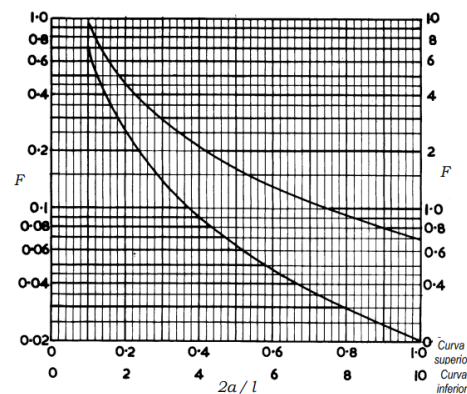


Fig. 7: Gráfico para determinar el largo de la bobina conociendo el factor F y el radio.

De la Fig. 7 se puede obtener que para un $F = 1,62$ se obtiene que:

$$2 \frac{a}{l} \cong 0,44$$

Y como el radio de la bobina se conoce, se puede despejar fácilmente el largo.

$$l = \frac{2a}{0,44} \Rightarrow l = 6,81 \text{ cm}$$

Además, el número de vueltas puede determinarse por la siguiente fórmula, redondeando el valor de l :

$$N = \frac{l}{P} \Rightarrow N = \frac{7 \text{ cm}}{0,1 \text{ cm}} = 70 \text{ vueltas}$$

Cuando se alimenta el par de bobinas de Helmholtz que componen el primario y se introduce una muestra en de las bobinas secundarias, en el circuito secundario ocurren dos contribuciones [Alonso, P. A., (2016)]:

la debida a la imanación de la muestra:

$$\Phi_{muestra} = \mu_0 SN(M + H) \quad (4)$$

y la del campo magnético aplicado:

$$\Phi_{flujo \text{ aplicado}} = \mu_0 SNH \quad (5)$$

Entonces la tensión inducida en la bobina con la muestra, utilizando la ley de Faraday será:

$$V_{s1} = -\mu_0 SN \frac{d(M + H)}{dt} \quad (6)$$

Cabe señalar que tanto el flujo $\Phi_{muestra}$ como la tensión inducida en la bobina con la muestra aparece una contribución que también es propia del flujo aplicado. Por este motivo, es que se conecta una bobina en serie y en contrafase para eliminar dicha contribución. A esta bobina, la llamaremos compensadora. Si de dicha bobina recogemos un flujo con el mismo valor que el aplicado, entonces, la tensión inducida en esta bobina será:

$$V_{s2} = -\mu_0 SN \frac{dH}{dt} \quad (7)$$

Y como ambas bobinas están conectadas en serie, pero a contrafase, entonces:

$$V_{total 2} = V_{s1} - V_{s2} \\ = -\mu_0 SN \frac{dM}{dt} \quad (8)$$

Esta tensión inducida es la resultante de la imanación de la muestra de material ferromagnético.

En la bobina secundaria que contiene la muestra, la integral de superficie para determinar el flujo magnético se puede calcular teniendo en cuenta una bobina cilíndrica de radio R y para la muestra, que tiene una superficie rectangular la sección será de $a \cdot b$ en la bobina que no tiene la muestra será también con un radio R . [Aleinikov, E, et al., (2016)].

El flujo magnético total en la bobina con la muestra se divide en Φ_i que es el flujo magnético de la muestra y el Φ_{ii} que es flujo en el espacio libre que no ocupa la muestra como se puede apreciar en las Figuras 8 y 9.

$$\Phi_1 = \Phi_i + \Phi_{ii} = \mu\mu_0 H \cdot a \cdot b \\ + \mu_0 H (\pi R^2 - a \cdot b) \quad (9)$$

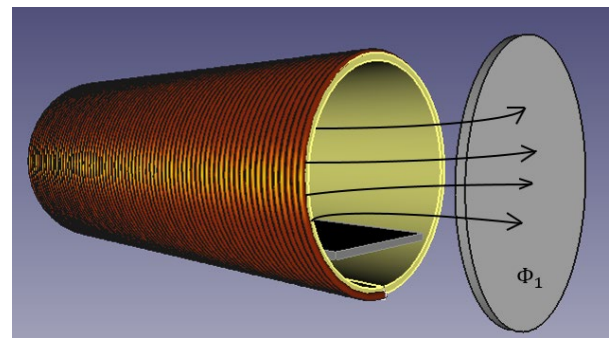


Fig. 8: Perspectiva de la bobina secundaria con la muestra.

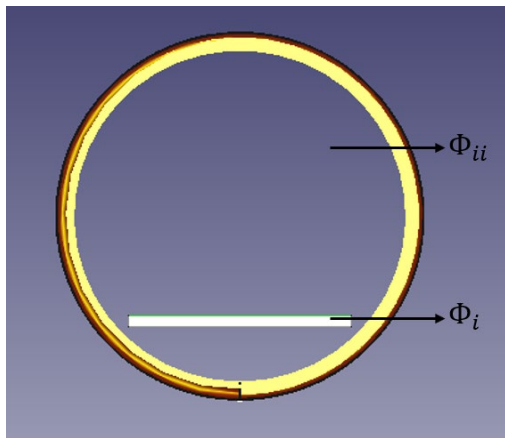


Fig. 9: Vista transversal de la bobina secundaria con la muestra.

Donde la intensidad de campo magnético H es la inducida por las bobinas de Helmholtz en el lugar espacial donde se encuentra la bobina con la muestra, $\mu_0 = 12,5663 \cdot 10^{-7} \left(\frac{H}{m}\right)$ es la constante magnética, μ es la permeabilidad relativa adimensional propia de la muestra que para el vacío es $\mu = 1$, $a \cdot b$ es sección transversal de la muestra y $\pi R^2 - a \cdot b$ es la sección transversal del espacio que no está ocupado por la muestra. [Coey, J. M. D., (2010)]

Suponiendo además que el vector de la inducción magnética $\vec{B}(t)$ que varía en el tiempo es paralelo al eje de la bobina, entonces la integral será:

$$\Phi(t) = \oint_S (\vec{B} \cdot \vec{n}) ds \quad (10)$$

Pero como el vector de la inducción magnética es paralelo al eje de la bobina entonces:

$$(\vec{B} \cdot \vec{n}) = |\vec{B}| \cos(\vec{B} \wedge \vec{n}) \quad (11)$$

Pero como $\cos(\vec{B} \wedge \vec{n}) = 0$ entonces $(\vec{B} \cdot \vec{n}) = |\vec{B}|$. Por lo que B_1, B_2 y H son los módulos de los vectores.

Cuando las muestras están en saturación, la permeabilidad magnética relativa μ es una función que depende de una intensidad magnética externa H . Que a su vez, H depende del tiempo, por lo tanto $H = H(t)$. Con lo que la ecuación (9) se puede escribir como:

$$\begin{aligned} \Phi_1(t) &= \Phi_i(t) + \Phi_{ii}(t) = \\ &= \mu \mu_0 H(t) \cdot a \cdot b + \mu_0 H(t) (\pi R^2 - a \cdot b) \quad (12) \end{aligned}$$

Y utilizando la ley de Faraday entonces:

$$V_1(t) = -N \left(\frac{\partial B_1(t)}{\partial t} a \cdot b + \frac{\partial B_2(t)}{\partial t} (\pi R^2 - a \cdot b) \right) \quad (13)$$

La obtención de los datos de la imanación de la muestra se puede obtener directamente midiendo la tensión e integrando numéricamente. Esto también se puede hacer usando un circuito integrador. Ésta última opción es la que se utilizará.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Mediante simulación numérica se determinó la curva de imantación del acero al silicio 1066 C para una

frecuencia de 10 Hz como se puede apreciar en la Fig. 10.

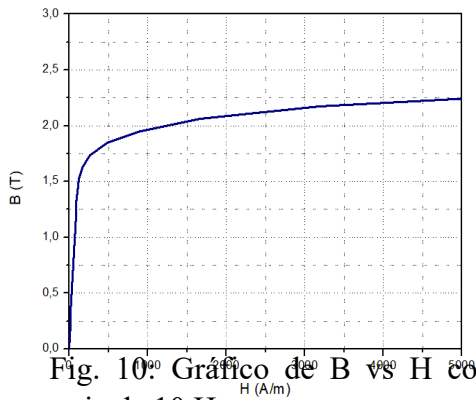


Fig. 10: Gráfico de B vs H con frecuencia de 10 Hz.

También, se simuló para diferentes frecuencias determinando que la fuerza coercitiva aumenta a medida que aumenta la frecuencia.

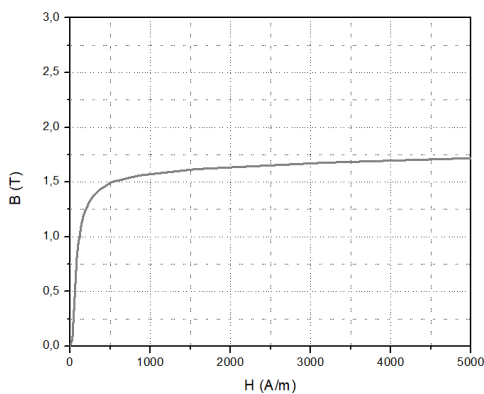


Fig. 11: Gráfico de B vs H con CC.

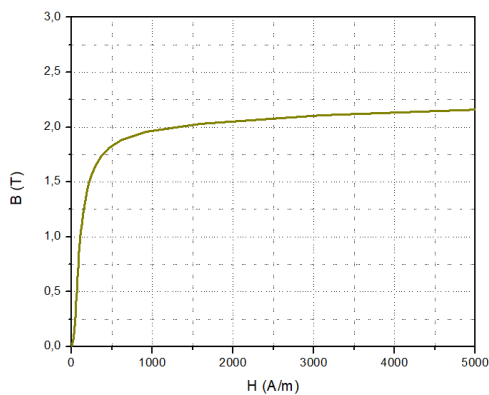


Fig. 12: Gráfico de B vs H con 100Hz.

Cabe señalar que FEMM no permite hacer simulaciones para altas frecuencias, por lo que el modelo teórico y las muestras de las curvas las limitamos a las frecuencias de 0 Hz, 10 Hz y 100 Hz como se puede apreciar en las Figuras 10,11 y 12.

Una vez materializado el equipo, podría compararse las simulaciones con los datos reales.

CONCLUSIONES

Con el equipo se pueden hacer mediciones tanto en corriente continua como en alterna. En alterna, se puede estudiar las pérdidas de los materiales a diferentes frecuencias teniendo en cuenta el rango de corriente nominal del primario. El circuito primario se diseñó con un cobre que soporte una corriente nominal de 20 A con el objetivo de poder tomar curvas de diversos materiales, tanto blandos como duros. La bobina de compensación es fundamental ya que nos permite una medición más precisa de la imanación propia del material. La utilización del circuito integrador nos permite integrar una amplia gama de señales obtenidas de las emanaciones de los materiales.

REFERENCIAS

- Jian-Ming, J. (2014), *The Finite Element Method in Electromagnetics*. Hoboken, New Jersey. EEUU. John Wiley & Sons.
- Coey, J. M. D. (2010), *Magnetism And Magnetic*

Materials. Cambridge, United Kingdom.
Cambridge University Press.

- Pérez Vega, C., Sáinz de la Maza, J. (s.f.), *Diseño de Bobinas*. Universidad de Cantabria. Dto. de Ing. de Comunicaciones.

- Marino, A. R. (2008), *Homogeneidad de campo en bobinas de Helmholtz*. Serviciencia. España.

- Alonso, P. A. (2016), *Propiedades Magnéticas de Cintas de Aleaciones Nanoperm*, Tesina de Licenciatura, Universidad de Oviedo.

- Aleinikov, E, Ioisher A., Makhnovskiy, D., Postolache, V., Tiginyanu, I., & Ursaki, V., (2016) Surface Engineering and Applied Electrochemistry. *Magnetic Properties of Microwires and Filiform Nanostructures with Elongated Magnetic Inclusions*. Vol. 52. Páginas 499-508. DOI: 10.3103/S1068375516060028

Implementación de una Red de Mediciones Sincronizadas de Frecuencia de bajo costo para el Sistema Argentino de Interconexión

Mariano Scheinkman, Alberto del Rosso, Mariano Anello

Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Buenos Aires – Medrano 951 – CABA – Argentina
Tel: +54 911 6336 1285 – Mail: mscheinkman@frba.utn.edu.ar.

Resumen – La implementación de los dispositivos de medición fasorial o PMU (del inglés Phasor Measurement Units) que permiten la medición de fasores de tensión y corriente, así como de la frecuencia del sistema es una realidad en cada vez más sistemas eléctricos del mundo, incluyendo el argentino. Sin embargo, estos equipos se instalan a nivel de subestación y son activos de las empresas eléctricas que los administran, quienes controlan el uso y acceso a los datos medidos. La UTN-FRBA adquirió e instaló en diferentes nodos del sistema eléctrico argentino, en colaboración activa con otras Facultades Regionales del país, un conjunto de dispositivos registradores de perturbaciones de frecuencia o FDR (del inglés Frequency Disturbance Recorder) que calculan en forma permanente y sincronizada la frecuencia del sistema en el punto de conexión, conformando una red de mediciones sincronizadas de frecuencia en el sistema argentino de bajo costo y acceso irrestricto a los datos. El objetivo del presente trabajo es realizar una descripción de la red de mediciones sincronizadas de frecuencia, que está concebida para funcionar como un sistema de monitoreo de red de área amplia o WAMS (del inglés Wide Area Monitoring System) de alcance nacional y abierto para permitir el desarrollo inclusivo de proyectos de investigación y desarrollo y otras iniciativas relacionadas con el uso de sincrofasores y sus beneficios en el sistema eléctrico argentino. En este trabajo además se presenta la descripción de los dispositivos empleados y sus aplicaciones, se describe en detalle la arquitectura y funcionamiento de la red de mediciones sincronizadas de frecuencia que está implementando la UTN, se presentan algunas mediciones de ejemplo y se describen los análisis y las aplicaciones que pueden abordarse como próximos pasos. Se espera como resultados de la implementación de la red y de la disponibilidad de las mediciones a la comunidad científico-técnica que se posibilite adquirir un conocimiento más profundo sobre los potenciales beneficios de la incorporación de sincrofasores en la red eléctrica argentina, fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de investigación y desarrollo y, a partir del análisis de datos, poder generar un mayor entendimiento del desempeño dinámico del sistema argentino que será de gran utilidad para el sector, sobre todo con el advenimiento de mayor penetración de generación intermitente y variable, como son las provenientes de fuentes de energía renovables..

Palabras claves - PMU, Sincrofasores, WAMS, Monitoreo, Energías Renovables, Perturbaciones, Oscilaciones.

INTRODUCCIÓN

La implementación de los dispositivos de medición fasorial o PMU (del inglés *Phasor Measurement Units*) que permiten la medición sincronizada de fasores de tensión y corriente, así como de la frecuencia del sistema es una realidad en cada vez más sistemas eléctricos del mundo, incluyendo el argentino [1]. Al conjunto de estos equipos y su infraestructura asociada se la denomina “tecnología sincrofasorial” y son la piedra basal de esquemas de monitoreo, control y protección más eficientes, como ser los esquemas de protección especial (SPS) y los sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) [8][10].

La tecnología convencional que usa sistemas SCADA interroga a los dispositivos en campo que colectan la información de mediciones, como las unidades de terminal remota (RTU), relés de protecciones u otros. Un ciclo completo de escaneo para sistemas con un número de dispositivos elevado, como son los sistemas de transmisión de Argentina puede demorar entre 2 y 10 segundos. Durante condición de estado estacionario este tiempo no implica mayores inconvenientes en cuanto a la precisión de la observación global del sistema. No obstante, cuando el estado del sistema cambia durante el ciclo de interrogación a los equipos en campo, los datos de medición no representan más con precisión el estado del sistema [4][5][6].

La tecnología sincrofasorial, en cambio, provee datos de medición con alta velocidad de muestreo y alta coherencia, utilizando receptores de sistema de posicionamiento global

(GPS) para dotar a las mediciones con un marco común temporal de referencia [4][5][6]. Esto permite monitorear y operar una red eléctrica moderna en forma más precisa, ya que logran una red de mediciones sincronizadas de ángulo y módulo de tensión y de corriente así como de frecuencia con un muestreo de hasta 50 o 60 muestras por segundo [5][6]. Una analogía que ejemplifica esto se muestra en la figura 1.



Fig. 7: Analogía de la observabilidad del sistema con tecnología SCADA (izq.) e incrementada mediante la tecnología sincrofasorial (der.).

Sin embargo, los equipos PMU empleados como elemento fundamental de la tecnología sincrofasorial se instalan a nivel de subestación y son activos de las empresas eléctricas que los administran, quienes controlan y limitan el uso y acceso a las mediciones obtenidas. El acceso a datos provenientes de PMU y su posterior análisis por parte de instituciones universitarias y/o académicas es necesario para dar el impulso que requiere esta tecnología para poder mostrarse como muy valiosa, no sólo en la monitorización del sistema eléctrico, sino también en la operación en tiempo real, y de esta manera justificar una inversión sostenida por parte de la industria eléctrica en general [7].

En este sentido, la Universidad de Tennessee en Knoxville, EEUU, se lanzó en el año 2003 al desarrollo de un dispositivo PMU de bajo costo y fácil instalación en redes de baja tensión de tipo domiciliaria para distribuir a lo largo

de su territorio (ver figura 2). Se trata de un dispositivo Registrador de Perturbaciones de Frecuencia o FDR (del inglés *Frequency Disturbance Recorder*) que calculan en forma permanente y sincronizada por GPS el módulo y ángulo de la tensión, así como la frecuencia del sistema en el punto de conexión [8][9][10].

Si bien el sincrofasor de tensión medido y registrado carece de utilidad para análisis globales del sistema eléctrico de potencia por tratarse de una magnitud en baja tensión correspondiente a la instalación en la cual se conectó el equipo, es en cambio la frecuencia medida y registrada en efecto la magnitud que resulta de mayor interés para el análisis y procesamiento, por ser contundentemente representativa de la dinámica del sistema eléctrico de potencia, independientemente del hecho de medirse en una instalación domiciliaria en baja tensión [11].

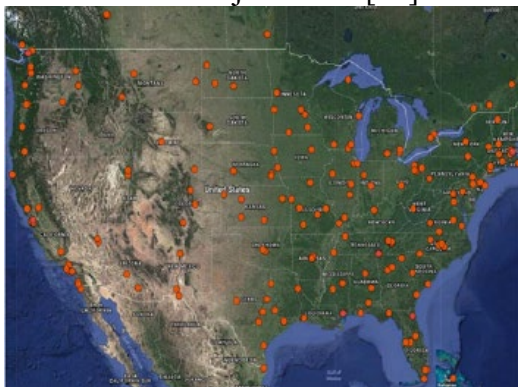


Fig. 8: Ubicación de FDR en EEUU al año 2017

El departamento de Ingeniería Eléctrica de la UTN-FRBA adquirió e interconectó en las instalaciones de distintas Facultades Regionales UTN ubicadas en nodos estratégicos del sistema eléctrico argentino, en colaboración activa con las mismas, un

conjunto de dispositivos FDR para conformar una red de mediciones sincronizadas de frecuencia de alcance nacional.

El objetivo del presente trabajo es realizar una descripción de dicha red de mediciones sincronizadas de frecuencia (denominada “Red FDR” en adelante), que está concebida para funcionar como un sistema de monitoreo de red de área amplia o WAMS (del inglés *Wide Area Monitoring System*) de alcance nacional y abierto para permitir el desarrollo inclusivo de proyectos de investigación y desarrollo y otras iniciativas relacionadas con el uso de sincrofasores y sus beneficios en el sistema eléctrico argentino.

En este trabajo además se presenta la descripción de los dispositivos empleados y sus aplicaciones, se describe en detalle la arquitectura y funcionamiento de la red de mediciones sincronizadas de frecuencia que está implementando la UTN, se presentan algunas mediciones de ejemplo y se describen los análisis y las aplicaciones que pueden abordarse como próximos pasos.

DESARROLLO

Descripción de los dispositivos FDR

Un dispositivo FDR⁶ como el que se puede observar en la figura 3, contiene en su interior un sistema con microprocesador embebido, un receptor de señal de GPS que controla el proceso de muestreo de las formas de onda a medir y capacidad de comunicación Ethernet que precipita en una unidad de

⁶ La versión los dispositivos usados en la Red FDR se los denomina UGA (Universal Grid Analyzer) que corresponden a la

tercera generación. En este trabajo se mantiene la denominación “FDR” por conveniencia.

medición fasorial de alta precisión [12][13].



Fig. 9: Fotografía de dispositivo FDR

El dispositivo mide tensión del sistema de potencia en el rango de 57,7 – 240 V sobre tomacorrientes de baja tensión de común utilización en oficinas, hogares, industrias o subestaciones. Gracias a su elevada frecuencia de muestreo y empleando un algoritmo de análisis de señales basado en transformada de Fourier discreta (DFT), permite calcular el fasor de la tensión y frecuencia en tiempo real [14][15]. Además calcula armónicas hasta el orden 15 y la distorsión armónica total (THD) en valores porcentuales, así como la relación señal-ruido en decibeles, y huecos (*Sag*) y sobretensiones transitorias (*Swell*) de tensión [16]. Posteriormente, los datos producto de la medición son asociados a una estampa de tiempo empleando el reloj GPS de alta precisión y usando como marco común de referencia temporal el tiempo universal coordinado (UTC). Por último, los datos de medición obtenidos se empaquetan en una estructura de datos según la norma IEEE C37.118-2011 y se envían a través de internet mediante el protocolo IP/Ethernet a los servidores correspondientes a una tasa de 10 muestras por segundo [16].

Se muestra en la figura 4 el diagrama de bloques del funcionamiento de los dispositivos.

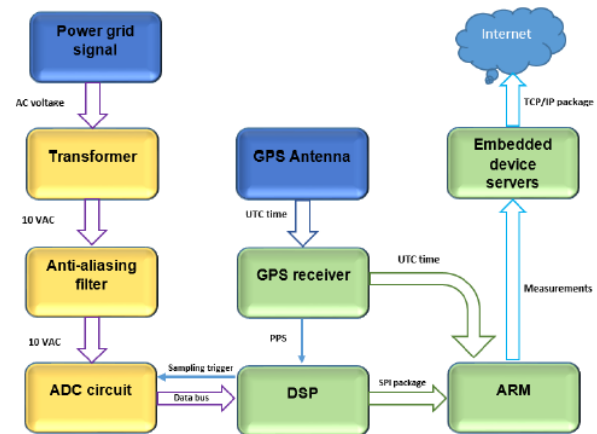


Fig. 10: Arquitectura hardware del equipo FDR [16]

El principio de funcionamiento es el siguiente: la señal senoidal de 220 V es llevada al rango de 10 V mediante el transformador interno del dispositivo. El filtro *Anti-aliasing* elimina componentes de alta frecuencia y ruido y luego el convertidor analógico-digital (ADC) transforma la señal analógica en datos de tipo digital. Se emplea luego un procesador de señales digitales (DSP) para muestrear la señal digital obtenida en forma periódica y sincronizada de acuerdo a la señal de un pulso por segundo (PPS) con la que se referencia el oscilador, emitida por el módulo receptor GPS Motorola M12+. Además, todas las funciones de medición también son realizadas en el DSP, donde a partir del muestreo sincronizado se calculan la magnitud de voltaje, el ángulo del voltaje y la frecuencia de la onda. Además, el equipo mide las primeras 15 armónicas de tensión y la distorsión armónica total (THD) en valores porcentuales, así como la relación señal-ruido en decibeles, y huecos (*Sag*) y sobretensiones transitorias (*Swell*) de tensión. Por último los datos de la medición son transferidos al microprocesador ARM donde se le adosa una estampa de tiempo y se empaquetan según IEEE C37.118-

2011 para ser finalmente transferidos mediante un paquete TCP/IP a los servidores vía internet [16].

Instalación de los dispositivos

La instalación de los equipos FDR requiere de acceso a internet a través de un puerto Ethernet, alimentación de 220V ac y la colocación de una antena GPS con visibilidad hacia un cielo despejado para poder detectar los satélites necesarios para su correcto funcionamiento.

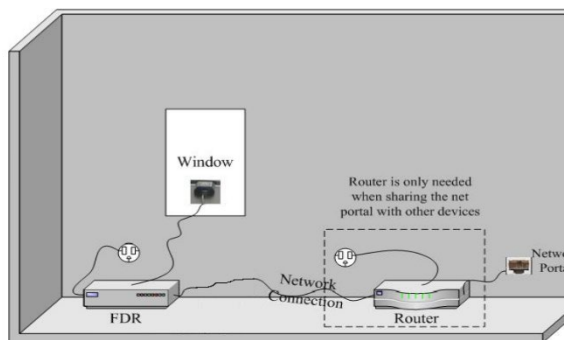


Fig. 11: Esquema de conexión de los dispositivos [16]

En la figura 5 puede observarse un esquema de conexión básico, donde se muestra el equipo, la conexión de alimentación, a internet y la instalación de la antena GPS en las inmediaciones de una ventana con buena visibilidad al cielo.

Especificaciones técnicas de medición

Se muestra en la tabla 1 las principales especificaciones en cuanto al error y precisión de las mediciones, destacándose la elevada exactitud para la frecuencia de $\pm 0,00015$ Hz y para el ángulo de la tensión de 0,005 grados [16].

Tabla 15. Especificaciones de medición de equipos FDR tercera generación (UGA)

Rango de Tensión	57.7 V a 240 V, monofásico, 50 Hz
------------------	--------------------------------------

Ratio de reporte de datos	10 FPS (hasta máximo de 60)
Precisión de medición de frecuencia	$\pm 0,00015$ Hz
Precisión de medición de ángulo de fase de tensión	0,005°
Precisión de medición de armónicos (hasta orden 15)	1%
Sag y Swell de tensión	5 dB

Localización de equipos en la Red FDR

El sistema argentino de interconexión (SADI) se puede dividir en 9 áreas eléctricas interconectadas mediante vínculos en 500 kV como se muestra en la figura:

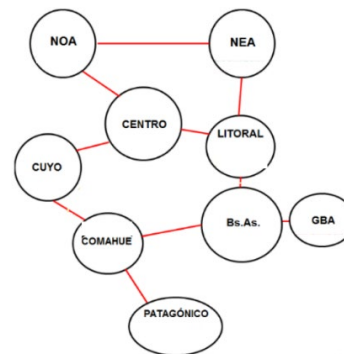


Figura 12: Grafo de áreas eléctricas del SADI y su interconexión

Cualquier perturbación importante en el sistema, como la salida repentina de algún generador de gran porte, de una línea de EAT y AT o de una gran demanda impactará en el comportamiento dinámico del sistema ya sea en largo plazo o en forma instantánea. Esta dinámica puede visualizarse, o bien a través de una variación en la frecuencia del sistema,

que es el reflejo del desequilibrio entre demanda y generación, o bien mediante el ángulo relativo de las máquinas generadoras que se encuentran interconectadas al mismo [13]. En este sentido, para poder conformar una red de mediciones sincronizadas de frecuencia como la denominada Red FDR que plantea la UTN, y que sea representativa del SADI se decidió instalar los equipos en los nodos eléctricos que muestra la tabla 2.

Tabla 16. Ubicación eléctrica y geográfica de equipos

N	ID ⁷	Nodo Eléctrico	Sede Física
1	FDR #1902	Nodo GBA	UTN-BsAs
2	FDR #1904	Nodo Cuyo	UTN-Mza
3	FDR #1915	Nodo Patagonia	UTN-Chbut
4	FDR #1916	Nodo NEA/LIT	UTN-Cediz ⁸
5	FDR #1917	Nodo Comahue	UTN-Brlche
6	FDR #1919	Nodo NOA	UTN-Rioja
7	FDR #1922	Nodo Centro	UTN-Cba ⁹

De la misma se observa, por un lado, que 7 de las 9 áreas eléctricas quedan monitoreadas por la Red FDR, donde las áreas no abarcadas son Buenos Aires y Litoral, que tienen un fuerte vínculo eléctrico con GBA y por tanto pueden ser asociadas a dicha medición de frecuencia.

Por otro lado, como hecho destacable más allá de lo técnico, la red queda conformada en su totalidad por Facultades Regionales de la UTN, dándole mucha potencia a la relación interfacultad y al impulso de la mutua

colaboración que supone el modelo federal e inclusivo de dicha universidad.

Arquitectura y funcionamiento de la Red FDR

La figura 7 muestra un esquema de la arquitectura de la red de mediciones sincronizadas de frecuencia. Los equipos FDR distribuidos en los 7 nodos eléctricos estratégicos descritos en la sección anterior se encargan de medir continuamente y empaquetar los datos según el estándar que indica la IEEE C37.118-2011. Dicha norma define la forma en la que se debe de medir sincrofases y a su vez el protocolo mediante el cual esta información debe ser transferida y codificada [16].

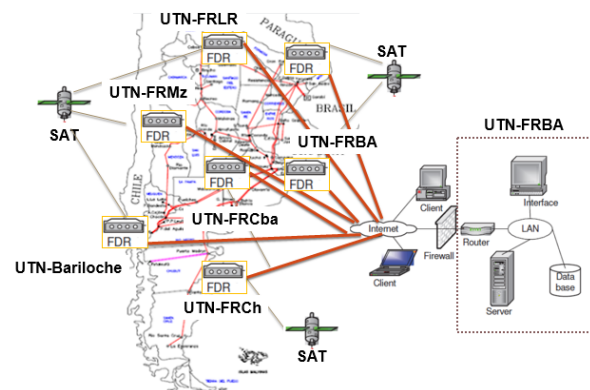


Figura 13: Arquitectura esquemática de la red de mediciones sincronizadas de frecuencia en el SADI

De esta forma, queda garantizado el sincronismo de las mediciones dentro de la Red FDR, elemento central e indispensable para su concepción, empleando como referencia común el tiempo UTC e independizándose del tiempo de viaje de los paquetes de datos a través de los múltiples medios que

⁷ Dicho identificador se corresponde por el empleado en la red del consorcio internacional FNET/GridEye

^{8,4} Los equipos no han sido conectados aún a la fecha de la presente publicación

puedan existir en la red de comunicación entre cada equipo y el servidor principal.

A través de internet y el protocolo Ethernet/IP se envían las mediciones obtenidas a 2 servidores dedicados que disponen de IP pública y se encuentran escuchando en puertos previamente definidos que establecen una conexión con cada dispositivo y reciben los datos: el servidor principal se encuentra ubicado en Buenos Aires, Argentina y pertenece a la Facultad UTN de dicha ciudad. Un segundo servidor que actúa de respaldo se ubica en la Universidad de Tennessee, Estados Unidos, cuyo departamento de Ingeniería ha sido quien ha desarrollado los dispositivos y han concebido e impulsado la realización de redes de frecuencia sincronizada en distintos lugares del mundo [15][17].

El servidor principal recibe y colecta los datos en forma organizada para su posterior acceso y donde permite el monitoreo del estado de conexión de cada equipo, la intensidad de señal GPS de cada uno y la tasa de recepción de datos para realizar las tareas de monitoreo y supervisión principales.

Además se utilizan dos medios de almacenamiento ubicados en correspondientes nubes virtuales provistos por la Facultad Regional de Mendoza y por la Facultad Regional de Buenos Aires. El primero de ellos se emplea para un almacenamiento de datos de largo plazo, como repositorio de emergencia principal, utilizando técnicas de compresión de archivos para permitir un archivado seguro y eficiente. El segundo de ellos se emplea en conjunto con las herramientas de visualización y procesamiento offline desarrolladas y descritas en el siguiente apartado para

realizar accesos para análisis y procesamiento de datos.

Sobre el proyecto FNET/GridEye y la Universidad de Tennessee

La red denominada FNET/GridEye es una red de área amplia de mediciones de frecuencia sincronizadas vía GPS de bajo costo y rápida puesta en funcionamiento que es operada por el laboratorio *Power Information Technology* en la Universidad de Tennessee [17].

En dicha red se emplean dispositivos FDR idénticos a los descritos en secciones anteriores para medir frecuencia, ángulo de fase y magnitud de tensión en tomacorrientes convencionales en baja tensión [17].

Además, la Universidad de Tennessee ha conformado un consorcio industrial mediante el cual los miembros disponen de la posibilidad de recibir notificaciones y alertas cuando se produce un evento en la red de potencia [17]. Dicho consorcio es integrado dentro de Estados Unidos por empresas e institutos del rubro eléctrico de potencia, pero también con universidades tanto locales como internacionales, entre las que se destacan en nuestra región la Universidad Federal de Mato Grosso do Sul de Brasil y la Universidad Técnica Federico Santa María en Chile.

Esto supone un interesante valor agregado respecto de la Red FDR implementada por la UTN en Argentina, ya que además de los potenciales beneficios que pondrá a disposición de la comunidad eléctrica dentro de nuestro territorio, a su vez permitirá la mutua cooperación con entidades internacionales y la posibilidad de

condensar el aporte que se realice desde nuestro país al fomento y demostración de las bondades técnicas del uso de tecnología sincrofasorial para el monitoreo, control y protección de los sistemas eléctricos de potencia.

Acceso y visualización de datos

Los datos crudos obtenidos de las mediciones que se encuentran almacenados en el servidor principal son copiados y transferidos a una nube virtual sobre la cual funcionan las aplicaciones desarrolladas y a desarrollar para la visualización, el análisis y el procesamiento de datos.

Las herramientas han sido realizadas empleando el lenguaje de programación abierto *Python* permitiendo una ordenada interacción entre los participantes del proyecto y promoviendo la filosofía de desarrollo colaborativo y abierto.

A continuación se muestran ejemplos de mediciones realizadas en la red. La figura 8 muestra la medición de frecuencia realizada para los equipos FDR en nodos GBA, Mendoza, La Rioja y Bariloche el día 24 de junio de 2021 entre las 03:41 y 03:50 UTC. La figura 9 muestra un ejemplo de medición de armónicas y THD de tensión en forma local en el nodo GBA registrado el 29 de mayo de 2021 a las 23:59:11. Por último, la figura 10 muestra la excursión del ángulo de tensión obtenido en nodos GBA, Mendoza, La Rioja y Bariloche el 24 de junio de 2021 entre las 03:41:00 y 03:41:30 UTC.

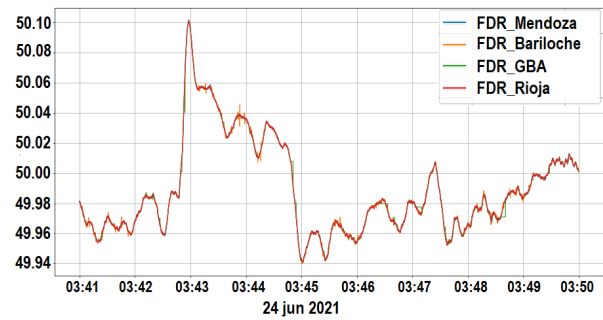


Fig. 14: Frecuencia en nodos GBA, Bariloche, Mendoza y La Rioja

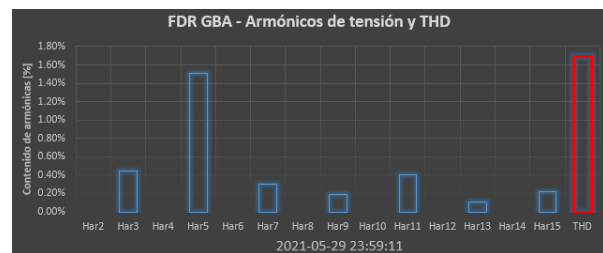


Fig. 15: Armónicos y THD de tensión en nodo GBA

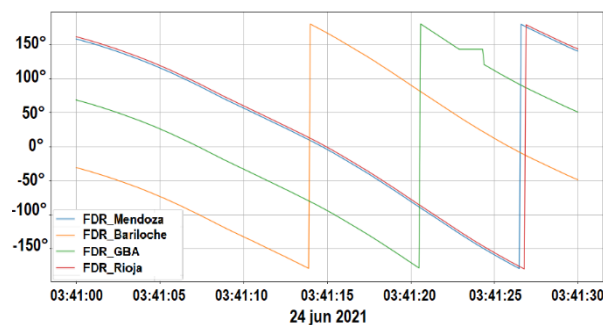


Fig. 16: Ángulo de tensión en nodos GBA, Bariloche, Mendoza y La Rioja

APLICACIONES DE LA RED FDR

Los sincrofasores medidos por equipos PMU industriales tienen la potencialidad de poder emplear mediciones fasoriales no sólo de tensión, sino también de corriente para realizar análisis ya sea en tiempo real o en diferido (*offline*), por obtenerse directamente de la estación transformadora a través de transformadores de intensidad y tensión [5][6]. Como se puede observar en la figura 11, los fasores obtenidos reproducen a aquellos existentes en los niveles de tensión de transmisión y por

tanto representan al sistema de potencia tanto en condición de estado estacionario como en su condición dinámica.

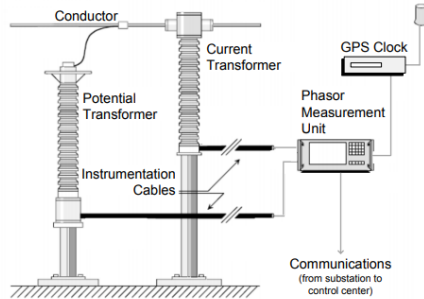


Figura 17: Conexión de los PMU en una subestación

A diferencia de estos, los dispositivos FDR empleados en la red de mediciones sincronizadas de frecuencia son dispositivos conectados en instalaciones de baja tensión y por esto carecen de la misma representatividad en cuanto a la magnitud de tensión medida. No obstante, tanto el ángulo de la tensión medido respecto de una referencia temporal, como así también la frecuencia medida si son parámetros representativos de la dinámica del sistema eléctrico en su conjunto y son la llave para una serie de interesantes aplicaciones. Además, la magnitud de la tensión y los valores de armónicas, THD, Sag y Swell pueden ser empleados en forma local para realizar análisis de calidad de potencia. A continuación se mencionan algunas aplicaciones propuestas para la Red FDR.

Monitoreo en Tiempo Real de Frecuencia

Esta resulta la aplicación más inmediata y consiste en la disponibilidad de las mediciones de frecuencia en tiempo real para permitir diagnósticos sobre la salud del sistema de potencia y podría integrarse en centros de operación y control regionales o nacionales [8][13].

En la figura 12 puede observarse una posible implementación que resulta intuitiva para el uso en tiempo real en centros de control. Además, es a partir del monitoreo de la frecuencia que surgen las restantes aplicaciones de la Red FDR.

Detección, Localización y Visualización de Eventos

Mediante diferentes técnicas de análisis de datos puede detectarse en forma temprana un evento en el sistema eléctrico, ya que el desbalance entre generación y demanda queda evidenciado tanto en la excursión de frecuencia como la de la diferencia entre ángulo de fase de tensión de dispositivos ubicados en diferentes áreas del sistema eléctrico. La localización del evento puede llevarse adelante mediante algoritmos de triangulación geométrica y basándose en los diferentes tiempo de llegada de las mediciones al servidor [13][15].

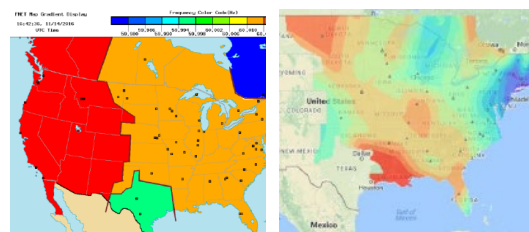


Figura 18: Visualización en tiempo real de frecuencia (izq.) y ángulo de tensión (der.)

Por último, dichos eventos tienen un impacto geográfico distribuido, como puede observarse en la figura 12, relacionado a la propagación de las ondas electromecánicas en el espacio y el tiempo por el sistema eléctrico. Así, es posible secuenciar una serie de esquemas topográficos montados sobre el esquema geográfico que muestren en tiempo real la evolución de la frecuencia con

diferentes escalas de colores y en forma intuitiva para el uso de operadores del sistema u otros actores [8][13][15].

Oscilaciones Inter-Área y Análisis Modal

Las oscilaciones en un sistema de potencia pueden asociarse a eventos como la desconexión intempestiva de un generador, una línea o una gran demanda [13]. Gracias a la precisión de los equipos FDR las oscilaciones pueden ser monitoreadas y estudiadas usando tanto la frecuencia como la diferencia entre ángulos registrados en forma sincronizada por los dispositivos. En [13] se comprueba que la resolución obtenida estudiando la oscilación a través de la diferencia de ángulo es considerablemente superior a la obtenida a través de la frecuencia del sistema. Es por esto que se puede emplear la información de ángulo de los fasores de tensión, por más que se encuentren instalados en BT: un evento generará una variación tal de los ángulos relativos de las máquinas que se presentará en última instancia también en los nodos de baja tensión a los cuales los dispositivos están conectados.

La detección de una oscilación puede realizarse mediante diferentes técnicas de análisis de señales. Una vez detectado el evento oscilatorio, es posible realizar análisis modal para obtener los modos de oscilación predominantes y coincidentes entre las áreas eléctricas, así como su magnitud y su factor de amortiguamiento para luego poder tomar acciones preventivas o correctivas, como por ejemplo la

formación inducida de islas eléctricas [9][10][18].

Además dicha información puede estudiarse en forma offline para la detección de falta de amortiguamiento en sectores específicos del sistema de potencia, que dependen de la topología del sistema, los flujos de potencia y la distribución de la demanda que existía en el momento de la oscilación [13]. Si éstas son la condición habitual, puede significar una presencia permanente de riesgo de oscilaciones no amortiguadas.

Validación de Modelos Dinámicos

Otra aplicación muy necesitada por los organismos de la industria eléctrica es la posibilidad de disponer de un modelo preciso del comportamiento dinámico de alta velocidad de variación, fundamental para garantizar la estabilidad del sistema de potencia y prevenir colapsos del suministro. Las mediciones de frecuencia de los dispositivos FDR podrían utilizarse para validar el modelado actual que tienen elementos del sistema, como la configuración de los generadores y eventualmente como base de alta fidelidad para el correcto ajuste de los mismos [15].

Detección de Islas

Una herramienta de rápida detección y visualización de una isla que se haya formado en forma intempestiva y no deseada puede ser una herramienta de gran utilidad para operadores en cuanto al control y monitoreo del sistema eléctrico. Empleando dispositivos FDR podría desarrollarse una herramienta de bajo costo y rápida implementación que permita esta función. Al ser equipos de medición monofásicos, es necesario emplear técnicas de detección que

correctamente identifiquen islas eléctricas cuando las haya y evite la señalización errónea ante disparos de protecciones de generación o de reles de alivios de carga [1][19].

Otras aplicaciones

Se mencionan a continuación otras aplicaciones propuestas [20]:

- Análisis del retraso en la recuperación de la tensión post fallas
- Monitoreo de inercia del sistema
- Autenticación forense de audio digital
- Sistemas adaptativos de despeje de demanda por subfrecuencia
- Análisis local de calidad de potencia
- Detección temprana de oscilaciones forzadas
- Impacto de la frecuencia del sistema en error en el servicio horario

CONCLUSIONES

La adquisición e instalación en diferentes nodos del sistema eléctrico argentino de dispositivos registradores de perturbaciones de frecuencia o FDR ha permitido conformar la “Red FDR”, red de mediciones sincronizadas de frecuencia en el sistema argentino de bajo costo y acceso irrestricto a los datos.

Se ha realizado una descripción de la arquitectura de la red, concebida para funcionar como un sistema de monitoreo de red de área amplia o WAMS (del inglés *Wide Area Monitoring System*) de alcance nacional y abierto para permitir el desarrollo inclusivo de proyectos de investigación y desarrollo y otras iniciativas relacionadas con el uso de sincrofasores y sus beneficios en el sistema eléctrico argentino.

Además se realizó la descripción de los dispositivos de medición empleados, se presentaron algunas mediciones de ejemplo y se describieron las principales aplicaciones que pueden abordarse como próximos pasos.

Se espera como resultados de la implementación de la Red FDR y de la disponibilidad de las mediciones a la comunidad científico-técnica que se posibilite adquirir un conocimiento más profundo sobre los potenciales beneficios de la incorporación de sincrofasores en la red eléctrica argentina, fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de investigación y desarrollo y, a partir del análisis de datos, poder generar un mayor entendimiento del desempeño dinámico del sistema argentino que será de gran utilidad para el sector, sobre todo con el advenimiento de mayor penetración de generación intermitente y variable, como son las provenientes de fuentes de energía renovables.

REFERENCIAS

- [8] M. Candelino, M. Scheinkman, M. Anello and A. D. Rosso, "PMU-based Controlled System Separation Case Study for the Argentinean High Voltage Interconnection System," *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894987.
- [9] CIGRE, Task Force 38.02.19, "System protection schemes in power networks", Technical Brochure REF. 187, 2001.
- [10] Review of Synchrophasor Applications, EPRI Dec. 2014 3002002870.
- [11] Mangapathirao V. Mynam, Ala Harikrishna, Vivek Singh, "Synchrophasors Redefining SCADA

- Systems”, 2013 GRIDTech, New Delhi, India, April 3-4, 2013.
- [12] Arun G. Phadke, James S. Thorp, “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”, Springer, 2017.
- [13] Antonello Monti, Carlo Muscas, Ferdinando Ponci, “Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems – From de Sensors to the System”, ELSEVIER, 2016.
- [14] NERC “Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability”, October 2010
- [15] J. N. Bank, R. M. Gardner, S. S. Tsai, K. S. Kook and Y. Liu, "Visualization of Wide-Area Frequency Measurement Information," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2007.385507.
- [16] L. Wu, S. You, X. Zhang, Y. Cui, Y. Liu and Y. Liu, "Statistical analysis of the FNET/grideye-detected inter-area oscillations in Eastern Interconnection (EI)," 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2017, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2017.8274682.
- [17] Y. Cui, L. Wu, W. Yu, Y. Liu, W. Yao, W. Zhou, D. Zhou and Y. Liu, "Interarea oscillation statistical analysis of the U.S. Eastern Interconnection" 2017 The Journal of Engineering, vol. 2017, iss. 11, pp. 595-605, doi: 10.1049/joe.2017.0243.
- [18] J. Dong et al., "Analysis of Power System Disturbances Based on Wide-Area Frequency Measurements," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2007.385654.
- [19] Y. Liu et al., "Recent application examples of FNET/GridEye," 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/CPE.2018.8372494.
- [20] Y. Zhang et al., "Wide-Area Frequency Monitoring Network (FNET) Architecture and Applications," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 1, no. 2, pp. 159-167, Sept. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2050345.
- [21] T. Xia and Y. Liu, "Single-Phase Phase Angle Measurements in Electric Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 844-852, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2031649.
- [22] Y. Liu et al., "A Distribution Level Wide Area Monitoring System for the Electric Power Grid–FNET/GridEye," in *IEEE Access*, vol. 5, pp. 2329-2338, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2666541.
- [23] “Universal Grid Analyzer (UGA) installation manual and specifications”, University of Tennessee Knoxville & Oak Ridge Laboratory, Nov. 2018.
- [24] Prof. Yilu Liu, University of Tennessee Knoxville & Oak Ridge Laboratory, FNET/GridEye Web Display. Recuperado de: <http://fnetpublic.utk.edu/>.
- [25] M. Candelino, M. Scheinkman, M. Anello and A. D. Rosso, "PMU-based Controlled System Separation Case Study for the Argentinean High Voltage Interconnection System," 2019 *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8894987.
- [26] Zhenzhi Lin *et al.*, "Power system islanding detection based on wide area measurement systems," 2011 *16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAP.2011.6082160.
- [27] Y. Liu *et al.*, "Recent application examples of FNET/GridEye," 2018 *IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/CPE.2018.8372494.

Cambio de paradigma de la movilidad en la ciudad autónoma de Buenos Aires

Leandro J. Schiel, Hector D. Candia

UTN, FRBA Mozart 2300, C1407IVT Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-11-4638-8100, cittie@electronica.frba.utn.edu.ar)

Resumen – En el presente trabajo se analiza la viabilidad de una transformación en la movilidad de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires mediante la implementación de automóviles y colectivos eléctricos.

Planteamos un escenario en el cual reemplazamos el 50% del parque automotor y la totalidad de la flota de colectivos, considerando distintos escenarios y poniendo enfoque en las ventajas y desventajas de aspectos como consumo energético; autonomía; costos de adquisición, operación y mantenimiento; y su repercusión en la curva de demanda de potencia eléctrica. Además, abordamos el impacto ambiental; la salud pública y la contaminación auditiva; la seguridad vial destacando la importancia de que los vehículos no sean completamente insonoros; y la infraestructura urbana necesaria teniendo en cuenta el marco normativo y la regulación para su inserción.

Palabras claves - impacto ambiental; infraestructura energética; electromovilidad; parque automotor; vehículos eléctricos.

INTRODUCCIÓN

La movilidad eléctrica representa una oportunidad para articular el sector transporte, energía y el desarrollo urbano para ofrecer una mejor calidad de vida a la sociedad.

El transporte, tanto público como privado, representa el 29% del consumo de la energía del país [1]. Aprovechando los beneficios tecnológicos de los vehículos eléctricos (VE) podemos obtener una mejor eficiencia energética y al mismo tiempo contribuir al cuidado del medio ambiente y de la salud de las personas. Lo bueno de usar la electricidad como forma de energía en el transporte es que ofrece nuevas posibilidades, tales como la descentralización y diversificación de las fuentes de energía, y si a esto le sumamos que el rendimiento de la máquina eléctrica es superior al de la máquina térmica estamos exponiendo cual es el camino a seguir. El objetivo del informe es manifestar la viabilidad de implementación de la electromovilidad en CABA, tomando conciencia de las limitaciones actuales y de su impacto en la sociedad.

DESARROLLO

1 DESARROLLO

1.1 Automóviles eléctricos

¿Se conoce la cantidad de automóviles que circulan en CABA diariamente y cuánto combustible consumen? ¿Cuánto afecta en la calidad de vida de los porteños sus ruidos molestos y las emisiones que generan?

¿Cómo impactaría en la vida cotidiana si el 50% de los vehículos particulares fuesen eléctricos?

En la década de 1850 llegaría a Buenos Aires la primera locomotora y desde entonces los medios de transporte, tanto de carga como de pasajeros, le han dado a la ciudad todo el potencial para convertirse en la metrópolis de Sudamérica. En 1888 pisarían suelo porteño los primeros dos (2) automóviles [2], en el 2019 el parque automotor de la Ciudad consta de 1.415.563 unidades solamente entre automóviles y vehículos livianos y se registró una venta de combustible de 1.631.934,00 miles de m³ (entre nafta y gas-oil) [2].

Tomaremos como vehículo de análisis una camioneta utilitaria de la marca Renault como es el modelo Kangoo ZE, ya que dentro de la gama de vehículos que actualmente circulan, es el que representaría un menor impacto para todos los conductores, y estimamos que, al menos visiblemente y en cuanto a niveles de confianza, tendría una buena aceptación del mercado local. Pondremos en claro cuáles son sus ventajas, desventajas y el nivel de viabilidad de su implementación en una ciudad como CABA.

La camioneta Kangoo, es una de las más utilizadas como utilitario en la ciudad consumiendo 7,6 litros cada 100km, la versión eléctrica tiene una autonomía de 200km reales en ciudad y si consideramos un recorrido promedio de 40km diarios podremos movilizarnos a lo largo de la semana laboral con una única carga de sus baterías y aún, para prestaciones mayores a las consideradas sería viable su uso ya que una vez

descargadas, se requiere un tiempo de conexión de entre 6 y 7hs [3].

Sería indispensable contar con espacios equipados adecuadamente para la recarga de las baterías, tales como:

- Cocheras privadas en los domicilios
- Estacionamientos laborales
- Playas de estacionamiento
- Estaciones de servicio
- Vía pública

Estos deben cumplir con las normativas de seguridad y contar con una habilitación pertinente. Dependiendo de la tecnología del cargador, las estaciones de servicio permiten realizar la carga rápida demorando unos 30 minutos aproximadamente. Las cargas en el domicilio particular sería ideal realizarlas durante la franja del horario “valle” o “resto” de la demanda energética (evitando la carga en horarios picos de consumo).

1.1.1 Costo de adquisición

El Kangoo ZE es un utilitario de carga, que no está alcanzado por el impuesto interno del país. La diferencia monetaria entre adquirir un vehículo a nafta o uno eléctrico es un punto indudablemente considerable. El primero tiene un costo aproximado de \$2.050.000, mientras que el segundo es un 60% más costoso, ya que tiene un valor de \$3.290.000. [4]

1.1.2 Costo de mantenimiento

Al momento de utilizar ambos, el vehículo eléctrico requiere menor costo de mantenimiento, ya que básicamente su motor no tiene tantas partes comprometidas como el de combustión. Se deben controlar los frenos, baterías y

elementos como suspensiones y ruedas, evitándose todos los problemas y/o inconvenientes que se originan por el uso del motor a nafta o gas-oil (cambios de aceites, correas, caja de cambios, embrague, etc.).

El mayor gasto que se requiere afrontar es recién a los 8 años de haber adquirido el vehículo eléctrico. El Kangoo ZE requiere el reemplazo de baterías al cumplir su vida útil y considerando la mano de obra, toda esta operación tiene un costo aproximado de \$ 400.000 (2.500 €) [5]. Años atrás, el costo de la operación resultaba ser el 50% del precio del vehículo 0km y con el avance de la tecnología, este valor fue disminuyendo, proyectándose que en los próximos 8 años podría continuar esta tendencia a la baja [13].

En cuanto a los servicios de mantenimiento, los valores serían los siguientes [5]:

- 10.000 km, es de \$5.910
- 20.000 km, es de \$7.890
- 80.000 km, es de \$25.620
- 90.000 km es de \$7.890

1.1.3 Cuestionamiento y postura social

Los usuarios se plantean que si bien el vehículo eléctrico ofrece un considerable ahorro en su utilización, al momento de finalizar la vida útil de sus baterías, en caso de que se deseara venderlo, se obtendría un valor muy bajo con respecto al de adquisición original ya que el nuevo dueño debería realizar una importante inversión para renovar el banco de baterías y poder utilizarlo en óptimas condiciones. Por otro lado, algunos fabricantes plantean un sistema

de leasing para poder absorber este costo de una manera menos drástica y resolver esta negativa de la población.

1.1.4 Cuantificación monetaria de la energía

La versión a nafta tiene un consumo promedio de 15,2 litros cada 200km [3] y proyectándolo a un periodo mensual con el precio de la nafta super a 70\$/l, el costo sería de \$4894; mientras que el auto eléctrico, recorriendo la misma distancia requiere de \$921 (acorde al cuadro tarifario de EDENOR) [6]; es decir un auto a nafta es un 531% más costoso. Esta relación se mantiene siempre y cuando la carga eléctrica se lleve a cabo en el domicilio.



Fig. 1: Importe y consumo mensual (EDENOR)

Si consideramos solo el aspecto del costo de cargar combustible o energía eléctrica, el valor de adquisición extra del VE se verá compensada en un plazo de 13 años. Actualmente es un período de tiempo muy elevado para que el VE pueda ser amortizado.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en condiciones normales circulan 1.162.500 vehículos diariamente y si el 50% de ellos fueran reemplazados por vehículos eléctricos (581.250 unidades), esto se vería reflejado en la curva de

demanda de energía del SADI (Fig.2). [7]

1.1.5 Infraestructura energética

¿Nuestra red actual está preparada para soportar la incorporación de toda esta nueva demanda? ¿Cuánta energía eléctrica consumirían? Partimos de los datos que nos brinda Renault en la ficha de su camioneta, en donde nos indica que la potencia del cargador es de 7,4 KW en 220V y para disponer de las baterías cargadas completamente se requieren 6 horas, esto da una demanda energética de 44,4 KWh, expresados en valores promedios diarios representa una energía de 8,88 KWh/día por vehículo [3]. Tomando como hipótesis un escenario extremista en el cual la totalidad de la flota de vehículos eléctricos se conectarán a la red, representaría una energía demandada de 5.161,5 MWh/día y una potencia instantánea de 860,2 MW.

Adoptamos un coeficiente de simultaneidad que puede rondar entre 0,2 y 0,5; esto dependerá de factores conductuales de los usuarios, de la infraestructura tanto de la ciudad como de los estacionamientos y de los propios establecimientos laborales.

COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD [p.u.]	POTENCIA DEMANDADA [MW]	CANTIDAD DE VEHICULOS
1	860.3	581,250
0.75	645.2	435,938
0.5	430.1	290,625
0.3	258.1	174,375
0.2	172.1	116,250
0.1	86.0	58,125

Tabla 1: Escenarios de cargas simultáneas

Si un 30% de los usuarios conectasen sus vehículos a la red en horario laboral (9 a 15hs) y considerando la demanda de CABA y Gran Buenos Aires del día 25/01/2021 (día en el cual se registró el último récord del SADI a las 14:41hs) [8], el resultado sería alcanzar un máximo de 9489,75MW (2,8% superior) como se observa en la Fig. 2.

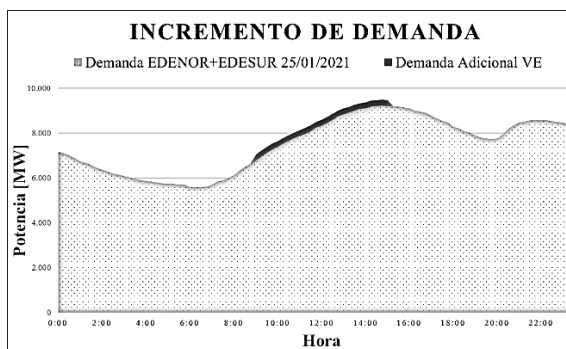


Fig. 2: Curva de demanda CABA y GBA

Una posible solución al inconveniente que podría manifestarse por el incremento de la potencia demandada en el horario pico de verano, considerando que la red de distribución podría no ser capaz de satisfacerla, es que la carga de las baterías de los vehículos se realice en mayor medida durante el horario valle (0 a 7 am). Sin embargo, podemos observar que este aumento en la demanda en la franja horaria de mayor consumo, con un coeficiente de 0,3 no resulta significativo.

El mercado ofrece cargadores inteligentes que adaptan el ciclo de carga de los VE tanto a las condiciones de la red eléctrica como a las necesidades de los usuarios del vehículo.

1.1.6 Responsabilidad ambiental y salud pública

Los VE logran que la ciudad sea más saludable ya que no emiten gases de efecto invernadero, pero recordemos que en la matriz energética del país aproximadamente el 60% de la energía eléctrica proviene de los hidrocarburos, en donde en ocasiones se utilizan combustibles como diesel o fuel-oil. Un aspecto adicional que se debe considerar es que la utilización del combustible en una Central Térmica nos permite obtener un rendimiento superior al que podríamos alcanzar con un vehículo a combustión.

De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud (OMS), la exposición prolongada a altos niveles de ruido ambiental, como el tráfico, por encima de 53 decibeles (dB) puede causar efectos adversos sobre la salud, como elevada presión arterial, enfermedad arterial coronaria, pérdida de la audición e incluso ataques al corazón.

Los VE demostraron ser beneficiosos a esta problemática ya que no producen efectos negativos sobre la salud auditiva, prácticamente se los puede considerar insonoros. Los resultados de un estudio realizado por Nissan mostraron niveles de ruido pico por encima de 90db en la calle, comparado con los 21db del Nissan LEAF (vehículo 100 por ciento eléctrico), el cual es más silencioso que una biblioteca (aproximadamente 30db) [9].

Parece obvio que la expansión de la movilidad eléctrica debería ser la gran solución al problema de la contaminación acústica, pero las marcas incorporan sonidos artificiales a estos

modelos de cero emisiones. ¿Cuál es el motivo? La respuesta está vinculada con la seguridad vial, su sigiloso funcionamiento propicia más accidentes por atropello vial, debido a que es más difícil para los peatones y ciclistas percatarse de su presencia, especialmente para peatones no videntes [10].

Ante esta situación, se han establecido nuevas normativas a nivel internacional para acabar con el problema. Por ejemplo, a partir de julio de 2019, todos los vehículos eléctricos e híbridos nuevos que se vendan en Europa deberán incluir sonidos de aviso de presencia a bajas velocidades.

1.1.7 Desafíos a futuro

Actualmente las empresas de desarrollo se encuentran investigando nuevas tecnologías aplicadas a las baterías para los automóviles que permitirán reducir su tiempo de carga; se proyecta que en un plazo de 5 minutos se pueda realizar una carga suficiente para recorrer por lo menos 160 km (similar al tiempo de carga de un vehículo a combustión). Esta tecnología en vías de desarrollo se está llevando a cabo principalmente por la empresa israelí Store Dot y se basa en la implementación de “nano-partículas metaloides”. El objetivo propuesto por la empresa es tener disponible esta tecnología para 2025.

Para su implementación en masa se requerirán cargadores mucho más rápidos que los actuales. Además, se estima que con esta tecnología se incrementara la vida útil de las baterías [12].

1.1.8 Infraestructura urbana

Indiscutiblemente el próximo paso a dar en materia de obras públicas en lo que respecta a los medios de transporte debe ser el acondicionamiento y la reestructuración de la Ciudad para incorporar los vehículos eléctricos como una nueva oferta de movilidad. Para ello las inversiones en infraestructura tienen que contemplar principalmente:

- Cargadores públicos para automóviles y colectivos.
- Repotenciación en la red eléctrica de distribución.

En el ámbito privado, se deben incorporar los cargadores en las estaciones de servicio, en los estacionamientos privados y laborales.

1.2 Transporte Público

¿Sabías que solamente en CABA se transportan diariamente 8.260.689 pasajeros en promedio? [7] ¿Cómo afectaría a la ciudad si la flota de colectivos pasara a ser eléctrica?

Los vehículos que circulan en condiciones extremas de tránsito (considerando aspectos como cambios bruscos de velocidades, marchas y frenadas) son los que obtienen los mejores beneficios por la implementación de la tecnología de los VE. Se considerará a continuación el colectivo de la empresa BYD modelo K9, el cual está siendo utilizado en diferentes ciudades del mundo, que tiene las siguientes características: 12 metros de longitud, capacidad para 70 pasajeros (31 sentados) [14].

1.2.1 Dimensión operativa de la flota de colectivos

¿Cuánto es el recorrido promedio de las líneas de colectivo que circulan en CABA? ¿Cuántos recorridos diarios realizan las unidades? ¿Cuál sería el ahorro en combustible?

El recorrido promedio de una unidad de una línea que circula en CABA es de 270km y si consideramos que su consumo es 30 litros por cada 100km representa 81 litros diarios y un costo en combustible mensual de \$175.770 (considerando 70\$/l). El colectivo eléctrico en condiciones urbanas tiene un consumo medio de 100 kWh cada 100 kilómetros, representando mensualmente \$33.810,4 (un ahorro del 81%) [14].

Cabe aclarar que la autonomía promedio de los colectivos eléctricos en condiciones urbanas es de 250km y para cubrir los 270km de recorrido diario, en principio no habría ningún tipo de inconveniente en realizar un reemplazo uno a uno de los colectivos a combustión a los eléctricos, considerando que el tiempo de carga completa de las baterías sería entre 4-5hs y esto no exigiría una demanda extra de unidades.

En aspectos de mantenimiento preventivo el colectivo eléctrico, al igual que el auto, tiene bajo costo y los tiempos de indisponibilidad de las unidades por reparaciones y/o mantenimientos se reducirían considerablemente. A continuación, proporcionamos una tabla comparativa entre las distintas tecnologías [11].

AREAS		Colectivo Eléctrico BYD K9G	Otros a Diesel
Costo mantenimiento	U\$S/Km	0,05	0,3
Frecuencia mantenimiento	Km	cada 10000	Cada 5.000
Potencia (HP)	HP	402	200-300

Tabla 2: Cuadro de mantenimientos (BYD) [14]

1.2.2 Análisis energético

La flota de colectivos de CABA está compuesta por 12.206 unidades [2], demandando 988.524 litros de combustible con un costo aproximado de \$70 millones diarios. En contraposición, si fueran eléctricos el costo se reduciría a un 19,2% equivalente a \$13,3 millones.

Considerando que la totalidad de la flota se conectara a la red eléctrica simultáneamente la demanda extra de potencia sería 660MW, sin embargo, hay que considerar que no es probable que se presente este escenario. Analizando el modo de funcionamiento de la empresa de colectivos de la línea 146 y utilizándola como referente, tomamos un coeficiente de simultaneidad de carga de 20% en general para todas las demás empresas, representando una potencia demanda a la red de 131,8MW.

1.2.3 Estaciones de carga

Las tecnologías y diversidad de cargadores de VE cada vez son más completas, existiendo actualmente en el mercado una amplia gama, acorde a la necesidad y requerimientos del usuario. Estos pueden ir desde simples equipos de baja tensión domiciliarios hasta dispositivos ultra rápidos para carga de colectivos y camiones con una conexión de tipo pantógrafo, en donde puede llevarse a cabo una carga completa

demorando entre 3 y 6 minutos. La mayoría de los cargadores ya vienen con diversas opciones de conectividad para ser asociados con medidores inteligentes o a una red de pagos externa [16].



Fig. 3: Cargador de tipo pantógrafo (ABB)

El diseño del cargador de la Fig. 3 es un modelo apropiado para instalar en puntos estratégicos de la Ciudad Autónoma tales como las terminales de trenes de Constitución, Retiro, Once y Chacarita, entre otros.

1.2.4 Método de operación y funcionamiento

Capital Federal y el Gran Buenos Aires cuentan con puntos de carga en algunas estaciones de servicio de YPF y Axion. La empresa ChargeBox ha instalado 15 centros de carga que actualmente se encuentran operando en supermercados, gimnasios, estacionamientos, aeropuertos y shoppings. Previo a la cuarentena la empresa tenía como objetivo alcanzar la disponibilidad de 200 unidades [17].

El servicio funciona con un sistema de tarjetas prepagas. El usuario activa el cargador con su tarjeta y vuelve a pasarla

al momento de retirarse. El sistema le informará cuánta energía cargó, cuál fue el monto del servicio y cuál es el saldo de su tarjeta. Los cargadores entregan hasta 22 kW y el costo promedio es de \$150 por hora de conexión [17].

1.3 Normativas y regulación

Actualmente se encuentran en proyecto la “Ley de electromovilidad” para el desarrollo y fabricación de vehículos eléctricos en el país. El objetivo es integrar la industrialización del litio, la incorporación de los fabricantes de autopartes y la renovación de la flota del transporte público. Según el CONICET las investigaciones científicas relacionadas al litio y la industria nacional permanecen desde hace dos décadas y hasta hoy totalmente desvinculadas entre sí, por lo que dicha ley vendría a revertir esta situación [19]

El Estado Nacional y las Provincias en común acuerdo deberían desarrollar una serie de medidas para fomentar la movilidad eléctrica en el país otorgando beneficios tanto económicos como técnicos. AAVEA (Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos) presentó un proyecto de ley en el año 2017 (Exp N° 0085-P-2017) y luego su actualización en el 2019 “Promoción del Desarrollo y Utilización de Vehículos Eléctricos y Sistemas de Movilidad Sostenibles” [15].

En el año 2020 se presentó ante la Cámara de Diputados de la Nación el proyecto de ley “Regulación y Promoción de la Movilidad Sustentable” (Exp N° 0182-D-2020), destacando los siguientes artículos:

ARTÍCULO 1°. – Objeto. La presente ley tiene por objeto regular y promover el uso de automóviles eléctricos y otras alternativas de movilidad sustentable, en orden a tener un impacto positivo en el ambiente, enmarcado en el artículo 41 de la Constitución Nacional, y en las leyes N° 27.270 (Acuerdo de París) y N° 25.675 (Ley General del Ambiente) [15].

ARTÍCULO 4°. – Incentivos económicos.

De este artículo en particular remarcamos beneficios que tendrán un plazo de (2) años prorrogables desde la promulgación de dicha ley como la reducción del arancel a la importación y repuestos de vehículos eléctricos; reducción de la alícuota del IVA en un 50% para la compra de VE y sus repuestos, para los servicios de mantenimiento y reparación; exención de la obligación del pago de peajes en las autopistas, rutas nacionales y autovías; exención del pago de estacionamientos [15].

CONCLUSIONES

Es viable la implementación de colectivos eléctricos en CABA para reemplazar a la flota tradicional, sin alterar el modo de operación del transporte público. En cuanto a los automóviles también se destaca un beneficio técnico y económico a mediano y largo plazo, pero esta tecnología exige un gran compromiso de la sociedad y un cambio de paradigma en su conducta ya que esto implica modificar hábitos en cuanto a la operación del vehículo eléctrico como el tiempo necesario para cargar las baterías completamente.

Hemos analizado el impacto que tendría cargar los VE en la franja horaria más comprometida de la demanda de potencia del AMBA con distintos factores de simultaneidad y observamos que este aumento de potencia no comprometería la infraestructura de la red de distribución eléctrica, pero de igual forma es necesario realizar obras de repotenciación para aumentar la confiabilidad de la red e instalar equipos electrónicos que sean capaces de gestionar la energía.

Sin lugar a duda, los vehículos eléctricos ayudan a mitigar el daño ecológico gracias a su nula emisión de gases de combustión y benefician a la salud pública por su reducido aporte a la contaminación sonora, sin embargo, un porcentaje muy reducido de la población estaría dispuesta a pagar el elevado precio de un VE por la única razón de contribuir con el medio ambiente. Para revertir esta situación, se debe seguir trabajando en cuestiones de reglamentación y beneficios para los usuarios, que impulsen su utilización y desarrollo tanto en la Ciudad Autónoma como en el resto del país, brindando la posibilidad a las personas y las empresas de amortizar el bien dentro del período de su vida útil.

El avance de la electromovilidad también ayudaría a proliferar la economía con producciones nacionales, sobre todo en la región noroeste de nuestro país, donde se extrae el litio, uno de los principales elementos de las baterías actuales.

La movilidad eléctrica es uno de los principales pilares para lograr transformar a la Ciudad de Buenos Aires y convertirla en una “Ciudad

Inteligente”, ya que logra articular los conceptos de eficiencia y sustentabilidad energética; generación distribuida y energías alternativas, pero es necesario aplicar políticas de Estado, realizar una planificación arquitectónica y energética, e inversiones tanto del sector público como del privado.

REFERENCIAS

- [1] Julio E. Wilder, “Historia de la Movilidad Eléctrica”, 1-450, (2020)
- [2] Asociación de Fábrica de Automotores, <http://www.adefa.org.ar/>
- [3] Renault Argentina, “Catálogo Técnico Kangoo ZE, 1-12, (2018)
- [4] Mercado Libre, (2021), <https://www.mercadolibre.com.ar/>
- [5] Motriz, “Autos eléctricos vs nafteros ¿Cuánto se ahorra en 1000km?” (2019) <https://www.motriz.info/mercado/autos-electricos-vs-nafteros-cuanto-se-ahorra-en-1000-km/>
- [6] Edenor S.A., “Simulador de consumo” (2021) <https://simulador.edenor.com/>
- [7] Rocio Magnani, “Crece el tránsito y los autos que estacionan en cualquier lado: en una semana hicieron 2.300 multas”, Clarín, (2020), https://www.clarin.com/ciudades/crece-transito-autos-estacionan-cualquier-lado-semana-hicieron-doble-multas_0_z_jqXZhRr.html
- [8] CAMMESA; (2021); <https://portalweb.cammesa.com/>
- [9] NissanNews, “Nissan muestra cómo los vehículos eléctricos contribuyen a disminuir la contaminación acústica”, (2019), <https://mexico.nissannews.com/es-MX/releases/nissan-muestra-como-los-vehiculos-electricos-contribuyen-a-disminuir-la-contaminacion-acustica>
- [10] La Vanguardia, “¿Por qué la OMS pide reducir el ruido de los coches pero las marcas crean sonidos para sus eléctricos?”, (2018) <https://www.lavanguardia.com/motor/eco/20181029/452367936123/sonido-coches-electricos-seguridad-vial.html>
- [11] Pagina 12, “Plan oficial para sumar colectivos eléctricos”, (2020), <https://www.pagina12.com.ar/250614-plan-oficial-para-sumar-colectivos-electricos>
- [12] Desirée Jaimovich, “Desarrollaron baterías para vehículos eléctricos que se cargan en 5 minutos”, Infobae, (2021), <https://www.infobae.com/america/tecnologia/2021/01/19/desarrollaron-baterias-para-vehiculos-electricos-que-se-cargan-en-5-minutos/>
- [13] Energía Estratégica, “Autos eléctricos en Argentina: normas, precios y la transformación de las estaciones de servicio”, (2016), <https://www.energiaestrategica.com/autos-electricos-en-argentina-normas-precios-y-la-transformacion-de-las-estaciones-de-servicio/>
- [14] BYD, “Bus Eléctrico K9G”, (2021), <https://bydelectrico.com/ec/portfolio/bus-electrico-k9g/>
- [15] HCDN, “Regulación y promoción de la movilidad sustentable”, (2020),

<https://www.hcdn.gob.ar/proyectos/textoCompleto.jsp?exp=0182-D-2020&tipo=LEY>

[16] ABB, “EV Charging Solutions”, (2021), <https://new.abb.com/ev-charging/>

[17] Chargebox, (2021), <http://chargeboxnet.com/producto/15-horas-de-carga-chargeb>

[18] Autoblog, “ChargeBox: se inauguró la red de recarga de autos eléctricos más grande de Argentina”, (2019), <https://autoblog.com.ar/2019/12/04/charge-box-se-inauguro-red-de-recarga-de-autos-electricos-mas-grande-de-la-argentina/>

[19] INNOVAT, “El gobierno nacional anuncia plan de desarrollo en electromovilidad para transporte público urbano”, (2020), <https://www.innovat.org.ar/el-gobierno-nacional-anuncia-plan-de-desarrollo-en-electromovilidad-para-transporte-publico-urbano/#>

Impacto Del Costo De Penalización Por Energía No Suministrada En El Diseño De Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica

Gianfranco Lippi, Hernán Martínez Reina, Lucas Vandoni; Miguel Pujol

UTN-FRD, San Martín 1175, Ciudad de Campana, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-03489-42-0400, ivcittie2022@frd.utn.edu.ar).

Resumen – Los índices de confiabilidad de una red eléctrica son determinados a partir del conocimiento del desempeño de los componentes que constituyen el sistema. Por lo tanto, es posible cuantificar de forma predictiva las interrupciones de energía y así estudiar diferentes alternativas de diseño considerando cambios en la configuración de la red, el esquema de protección y conmutación o la política operativa del sistema, incluida la práctica de mantenimiento. El nivel de interrupciones de energía de una instalación particular se puede tener en cuenta a la hora de evaluar el nivel de confiabilidad que se otorgará a grupos de clientes, o bien para analizar la relación costo/beneficio entre las inversiones necesarias para mejorar el desempeño de la red o y las penalizaciones generadas por la energía no suministrada a los usuarios afectados.

El presente trabajo pretende revelar como las sanciones pueden orientar las inversiones de las empresas de distribución en beneficio de los usuarios. Si bien las penalizaciones deben ser acompañadas de tarifas acordes al nivel de prestación esperado, se espera visualizar la importancia que tienen las sanciones a la hora de buscar mejoras en la calidad de servicio, y que las mismas pueden utilizarse como herramienta de persuasión para que, en caso de infracciones al marco regulatorio eléctrico, las empresas no dejen de prestar y/o de cumplir adecuadamente las obligaciones regulatorias que tienen a su cargo.

Palabras claves – Confiabilidad; Distribución, Interrupciones, Inversión, Penalidades.

INTRODUCCIÓN

Los índices de confiabilidad de una red eléctrica son determinados a partir del conocimiento del desempeño de los componentes que constituyen el sistema. Por lo tanto, es posible cuantificar de forma predictiva las interrupciones de energía y así estudiar diferentes alternativas de diseño considerando cambios en la configuración de la red, el esquema de protección y conmutación o la política operativa del sistema, incluida la práctica de mantenimiento. El nivel de interrupciones de energía de una instalación particular se puede tener en cuenta a la hora de evaluar el nivel de confiabilidad que se otorgará a grupos de clientes, o bien para analizar la relación costo/beneficio entre las inversiones necesarias para mejorar el desempeño de la red o y las penalizaciones generadas por la energía no suministrada a los usuarios afectados.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica tienen que tomar decisiones continuamente sobre el nivel de inversión que deben proporcionarse en sus sistemas. Bajos niveles de inversión pueden generar suministros poco confiables, mientras que realizar grandes inversiones puede ocasionar gastos innecesarios y, por lo tanto, pérdida o disminución de su rentabilidad.

Existen técnicas de modelado para evaluar la confiabilidad de los sistemas de suministro eléctrico para diversos diseños y estrategias operativas. Por lo tanto, es posible evaluar fácilmente:

- El costo de proporcionar una mayor confiabilidad del sistema.
- La mejora de la fiabilidad en sí.

Existe un problema significativo en esta comparación ya que el costo, obviamente, se mide en unidades monetarias, mientras que el beneficio de confiabilidad se mide en varias unidades de confiabilidad como ser: frecuencia y duración de las interrupciones, reducción de la energía esperada no suministrada. Por lo tanto, para comparar directamente estas dos cantidades, es necesario poner un valor monetario a la confiabilidad. De esta manera, es posible realizar un análisis de costo-beneficio que indicará la conveniencia de cualquier inversión.

Específicamente, se pretende verificar como el régimen de penalidades definido en el contrato de concesión por los cortes y/o interrupción del suministro de energía eléctrica de una distribuidora o cooperativa eléctrica afecta el nivel de inversiones orientadas al beneficio de los usuarios de acuerdo al tamaño de la red de distribución.

DESARROLLO

Un componente falla cuando ya no puede realizar su función prevista. Cuando se define de esta manera, la falla a menudo se denomina falla funcional. Las fallas de componentes que no fallan en funciones importantes del sistema generalmente no ameritan el gasto de recursos en planes de mantenimientos significativos. Sin embargo, esencialmente todas las fallas deben repararse en algún momento, ya sean fallas funcionales o no.

Tasa de Falla (λ)

La tasa de fallas en el tiempo supone que la ocurrencia de fallas puede estar relacionada con el paso del tiempo, es decir, el tiempo es la métrica que “genera” fallas. Los datos sobre el número de fallas, n , que ocurren en un grupo de N componentes en un tiempo T , se pueden resumir como n / NT , en fallas por año o por hora:

$$\lambda_i = \frac{n}{N \cdot T} \quad (\text{Ec. 1})$$

La tasa de falla es una frecuencia y puede ser menor o mayor que la unidad, dependiendo de la unidad de tiempo.

Expectativa de Vida (E)

En el caso especial en que la tasa de falla es constante, la expectativa de vida, es decir, el tiempo esperado durante el cual un componente sobrevivirá y funcionará con éxito, se puede expresar como:

$$E_{(T)} = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{Ec. 2})$$

Tiempo Medio hasta la Falla (MTTF)

Si el sistema en cuestión no se renueva mediante mantenimiento y reparaciones, sino que simplemente se reemplaza por un nuevo sistema, entonces la vida útil $E(T)$ también se define como el tiempo medio hasta la falla (MTTF) y se denota como:

$$MTTF = \bar{m} = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{Ec. 3})$$

Tiempo Medio de Reparación (MTTR)

El tiempo medio de reparación (MTTR) se define como el recíproco de la tasa de

reparación promedio (o media) y se denota como:

$$MTTR = \bar{r} = \frac{1}{\mu}$$

donde μ es la tasa media de reparación.

Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)

De manera similar, si el sistema en cuestión se renueva mediante mantenimiento y reparaciones, entonces la vida útil $E(T)$ también se define como el tiempo medio entre fallas (MTBF) y se denota como:

$$MTBF = \bar{T} = MTTF + MTTR \quad (\text{Ec. 4})$$

La suposición de que los comportamientos de un sistema reparado y un sistema nuevo son idénticos desde el punto de vista de la falla constituye la base de gran parte de la teoría de la renovación o recambio. Sin embargo, en general, la renovación perfecta no es posible y, en tales casos, términos como el tiempo medio hasta el primer fallo o el tiempo medio hasta el segundo fallo resultan apropiados.

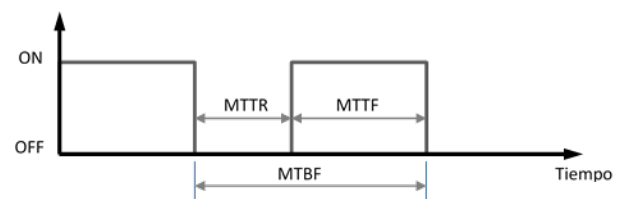


Fig. 1: Tiempos de Mantenimiento.

Falla de Componentes en Serie

La figura N° 2 muestra un diagrama de bloques para un sistema que tiene dos componentes conectados en serie, suponiendo que los dos componentes son independientes. Entonces, para que el sistema funcione y

realice su función designada, ambos componentes (o subsistemas) deben funcionar correctamente. Por lo tanto:

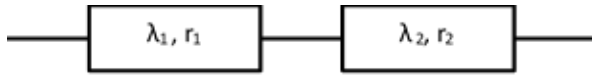


Fig. 2: Componentes en serie.

La fórmula necesaria para calcular los índices de confiabilidad se da en la siguiente ecuación:

$$f_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (Ec.)$$

$$r_s \cong \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (Ec.)$$

Dónde:

- f = Frecuencia de fallas
- λ_i = Tasa de fallas para el i -ésimo componente expresada en fallas por hora
- r_i = Promedio de horas de inactividad por falla para el i -ésimo componente
- s = Serie

Metodología de Cálculo

Según los fundamentos teóricos definidos en el punto anterior, es posible determinar la frecuencia de interrupción y la duración de cada una de ellas en cualquier punto de una red o instalación eléctrica conociendo los parámetros de desempeño de los componentes involucrados. De esta manera, se puede proyectar de forma teórica y aproximada la energía no suministrada por el sistema, ya sea de forma general o particular por usuario.

Es muy importante entonces contar con la información necesaria para su evaluación, la cual se puede resumir en los siguientes puntos:

- Tasas de falla (tasas de interrupción forzada) asociadas con diferentes modos de falla de los componentes
- Tiempo esperado (promedio) para reparar o reemplazar el componente fallado
- Tasa de interrupción programada (mantenimiento) del componente
- Duración esperada (promedio) de un evento de interrupción programado
- Tiempos esperados para abrir y cerrar un interruptor
- Tiempos esperados para abrir y cerrar un interruptor de desconexión o transferencia
- Tiempo previsto para reemplazar un fusible
- Tiempos previstos para realizar dichas operaciones de emergencia

Si es posible, los datos deben basarse en el comportamiento histórico de los componentes en el mismo entorno que los del sistema propuesto que se está estudiando. La norma IEEE Std 493-2007 brinda datos estadísticos para componentes eléctricos de BT y MT, los cuales se utilizarán como referencia para los cálculos que se desarrollarán a continuación.

Índices de Confiabilidad por Grupo de Clientes

Para cada grupo de clientes, es decir, los usuarios vinculados al mismo transformador de alimentación, se determinará: la frecuencia de falla (f_F), la duración media de falla (T_F) y el valor esperado de energía no suministrada (EENS), cuyos pasos de cálculos se muestran a continuación:

$$f_F = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (Ec.)$$

Dónde:

- λ_i : tasa de falla del componente i [fallas/año]
- n : número de componentes en serie entre la barra principal de suministro y el punto de carga

$$T_F = \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \cdot T_{ri})}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (Ec. 9)$$

Dónde:

- λ_i : tasa de falla del componente i [fallas/año]
- T_{ri} : tiempo medio de reparación del componente i [horas]
- n : número de componentes en serie entre la barra principal de suministro y el punto de carga

$$EENS = \frac{D_a \cdot f_F \cdot T_F}{8760} \quad (Ec. 11)$$

Dónde:

- f_F : frecuencia de falla del punto de carga [fallas/año]
- T_F : duración media de falla del punto de carga [horas]
- D_a : demanda promedio en el punto de carga [kWh/año]. Se asume para todos los casos una demanda promedio de 200 kWh mensuales.

Índices de Confiabilidad de la Red

La evaluación de la performance global y desagregada de la calidad de servicio prestado en cada localidad por las empresas de distribución y la evolución de la misma en los sucesivos periodos de control es realizada mediante el análisis de una serie de indicadores los cuales se definen en la normativa internacional IEEE Std 1366. Estos mismos indicadores son también

incluidos por el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires en los contratos de concesión celebrados con las concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica. Los 2 indicadores más utilizados son:

- SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (System Average Interruption Frequency Index). En un periodo determinado, representa la frecuencia media de interrupción por usuario en un área determinada.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Usuarios}_{interrumpidos}}{N^{\circ} \text{Total}_{usuarios}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{mn} C_{mn} \cdot f_{Fmn}}{\sum_{mn} C_{mn}}$$

(Ec. 10)

Dónde:

- f_{Fmn} : frecuencia de falla del punto de carga de la rama mn [fallas/año]
- C_{mn} : número de consumidores abastecidos desde la rama mn

- SAIDI: Índice de duración media de interrupción del sistema (System Average Interruption Duration Index). En un periodo determinado, representa el tiempo total de interrupción medio por usuario en un área determinada.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Usuarios}_{interrumpidos}}{N^{\circ} \text{Total}_{usuarios}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{mn} C_{mn} \cdot f_{Fmn} \cdot T_{Fmn}}{\sum_{mn} C_{mn}}$$

(Ec. 12)

Dónde:

- f_{Fmn} : frecuencia de falla del punto de carga de la rama mn [fallas/año]
- T_{Fmn} : duración media de falla del punto de carga de la rama mn [horas]
- C_{mn} : número de consumidores abastecidos desde la rama mn

Evaluación de costos basado en predicciones de confiabilidad y disponibilidad. Una vez obtenidos los indicadores de confiabilidad por grupo de usuario de forma predictiva, es posible evaluar los costos totales de un sistema de distribución de energía y de esta manera poder comparar diferentes alternativas de diseño a fin de determinar el sistema más rentable.

La norma IEEE Std 493 propone la utilización del método de “Ingreso Requerido” (RR) que consiste en determinar los “Ingresos Mínimos Requeridos” (MRR) para cada alternativa. El procedimiento logra estimar los ingresos necesarios para cubrir la inversión involucrada más todos los gastos asociados con esa inversión. Estos MRR para planes alternativos pueden compararse directamente. El plan que tenga el MRR más bajo será entonces la opción económica.

Los MRR se componen de las siguientes variables:

- Gastos operativos variables
- Ganancias mínimas aceptables
- Depreciación
- Impuestos sobre la renta
- Gastos operativos fijos

Estos MRR pueden dividirse en dos grandes partes, una parte proporcional a la inversión y la otra no proporcional o

independiente del capital invertido. Esto se puede expresar con la ecuación (Ec. 13):

$$G = X + CF$$

Dónde

- G es el MRR para lograr ingresos mínimos requeridos
- X son los gastos operativos variables
- C es la inversión de capital
- F es el factor fijo de inversión

El último término de la ecuación 13, el producto de C x F, incluye los elementos b), c), d) y e) enumerados en el párrafo anterior. Los gastos variables (X) son asociados directamente a la tasa de falla resultante, la cual impacta en los costos de reparación propia de cada componente averiado y la penalidad económica por la energía no suministrada impuesta por el organismo de control correspondiente. Los costos de reparación dependerán entonces de las características propias de cada componente, es decir, calidad de fabricación, materiales, montaje y política de mantenimiento. En cambio, la penalidad por la energía no suministrada dependerá además del tiempo empleado para su reparación.

Los gastos variables de la ecuación 13 pueden determinarse mediante la siguiente expresión matemática:

$$X = EENS_p \times CV + \lambda_i \times R$$

$$X = (EENS_T - EENS_{NP}) \times CV + \lambda_i \times R \quad (Ec. 14)$$

Dónde:

- EENSP es la energía esperada no suministrada a penalizar

- EENST es la energía esperada no suministrada total calculada
- EENSNP es la energía esperada no suministrada a no penalizar
- CV es el costo variable de penalización por la energía no suministrada
- λ i es la tasa de falla
- R es el costo de reparación [USD/falla]

El término de inversión C está relacionado con las características de diseño. Los sistemas de distribución que generalmente requieren menor inversión son los del tipo radial. Al variar el tipo de construcción y calidad de los componentes de la instalación, la inversión varía ampliamente.

La metodología utilizada para comparar las diferentes alternativas consiste en determinar la inversión total requerida afectada por un factor F (factor de cargo de inversión), el cual incluye los siguientes ítems constantes en relación a la inversión:

- Tasa mínima aceptable de rendimiento de la inversión, teniendo en cuenta el riesgo.
- Impuestos sobre la renta
- Depreciación
- Gastos fijos

La ecuación que se utiliza para calcular el factor F es la propuesta por IEEE Std 493:

$$F = \frac{\left(S_c \cdot \frac{a_L}{f_r}\right) - t \cdot d_t}{1 - t} + e$$

Dónde:

- $S_c = (1 + R)^C$
- $a_L = R + d_L$

- $d_L = \frac{R}{(SL-1)}$
- $SL = (1 + R)^L$
- $d_t = \frac{1}{L}$
- c son los años anteriores a la puesta en marcha en los que se realiza una inversión
- L es la vida útil de la instalación
- R es la ganancia mínima aceptable en función de la inversión
- f_r es la probabilidad de éxito o factor de riesgo ajustado
- t es el impuesto a las ganancias en función de la inversión
- d_t es la depreciación del impuesto a las ganancias, nivelada en función de la inversión
- e son los gastos fijos en función de la inversión

Una vez determinados los costos fijos y de energía esperada no suministrada (EENST) se compararán los costos totales (G) para diferentes configuraciones variando en primer lugar el CV y posteriormente la EENSNP. De esta manera podrá evaluarse el valor de penalidad a partir del cual una configuración es más conveniente que otra. Si bien este análisis de sensibilidad económica será basado sobre valores de costos hipotéticos, permitirá visualizar la importancia que tienen las sanciones a la hora buscar mejoras en la calidad de servicio.

Modelo Estudio

(Ec. 15)

Se propone realizar el estudio comparativo de 3 esquemas eléctricos de estaciones transformadoras de distribución de 33/13,2 kV para alimentar zonas con diferentes

densidades poblacionales, es decir, con diferente cantidad de usuarios y, por lo tanto, diferente tamaño de la red. De esta manera se podrá evaluar de una mejor manera la influencia del costo de la ENS en el costo total del sistema.

El primer esquema (Esquema N° 1) corresponde a una estación transformadora con único transformador, sin posibilidad de conmutación manual ni automática en caso de falla. El segundo esquema propuesto (Esquema N° 2) consta de 2 transformadores con nivel de demanda al 50% cada uno, con la posibilidad de realizar una transferencia manual de los alimentadores desde un transformador al otro en caso de indisponibilidad de alguno de ellos. El tercer esquema (Esquema N° 3) es igual al segundo con la posibilidad de realizar la transferencia automática ante la salida de servicio de alguno de los 2 transformadores.

Como se describió al principio, se plantearán 2 zonas con diferentes cantidades de usuarios. En ambos casos, corresponden a áreas rurales donde las líneas de distribución de M.T. son radiales y están expuestas a eventos climáticos con mayor frecuencia que las líneas subterráneas.

Zona Rural Con Baja Densidad Poblacional (BDP). La primera zona utilizada como modelo consta de 120 usuarios residenciales de igual demanda promedio los cuales se encuentran agrupados en 12 grupos de diez viviendas. Cada grupo queda definido por el centro de transformación o transformador de MT/BT que los alimenta. A su vez, los 12 grupos están divididos en 2 alimentadores troncales de igual longitud y 3 líneas laterales cada

uno de ellos. Las líneas laterales vinculadas al alimentador troncal N° 2 poseen mayor longitud que los equivalentes del alimentador troncal.

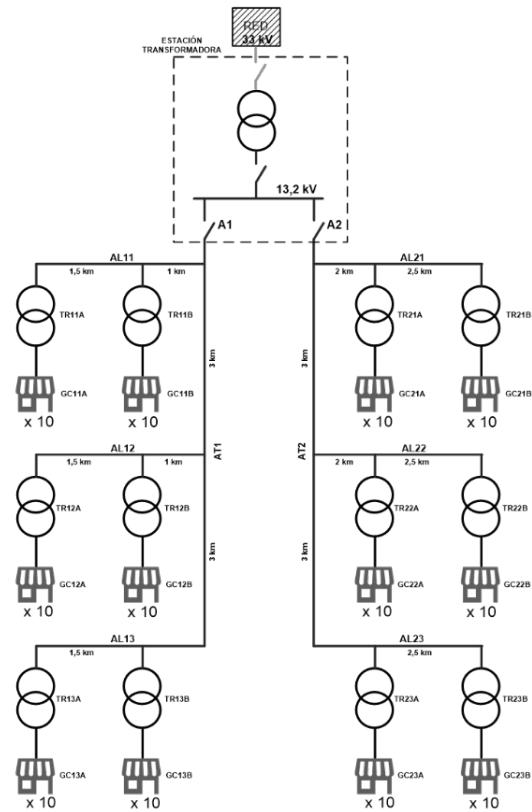


Fig. 3: Esquema eléctrico N° 1, red rural BDP.

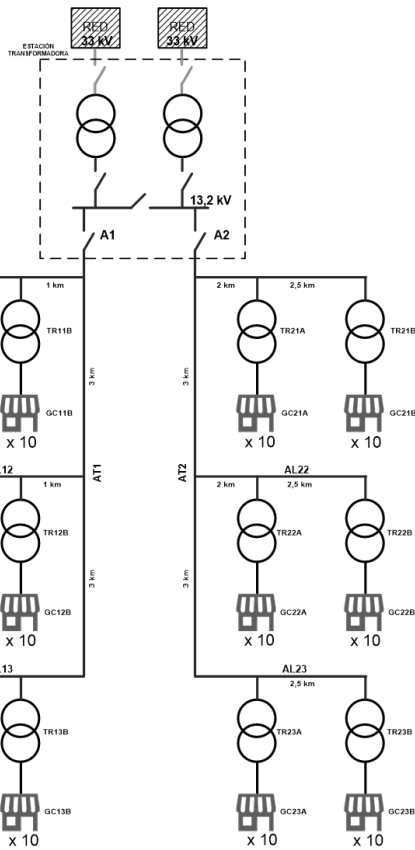


Fig. 4: Esquema eléctrico N° 2, red rural BDP.

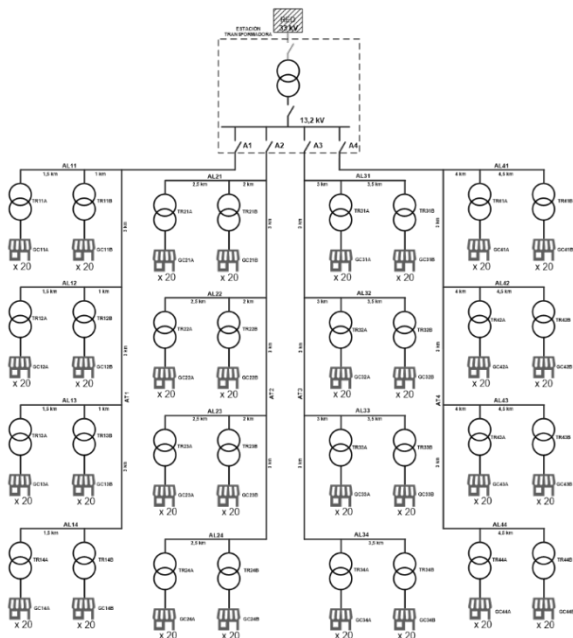


Fig. 5: Esquema eléctrico N° 3, red rural BDP.

Zona Rural Con Alta Densidad Poblacional (ADP). La zona propuesta como de alta densidad poblacional consta de 640 usuarios, es decir, más de 5 veces la cantidad de usuarios de la zona 1. Surge como resultado de proponer el doble de clientes por transformador, una línea lateral más por alimentador troncal y 2 líneas troncales más semejantes a las anteriores.

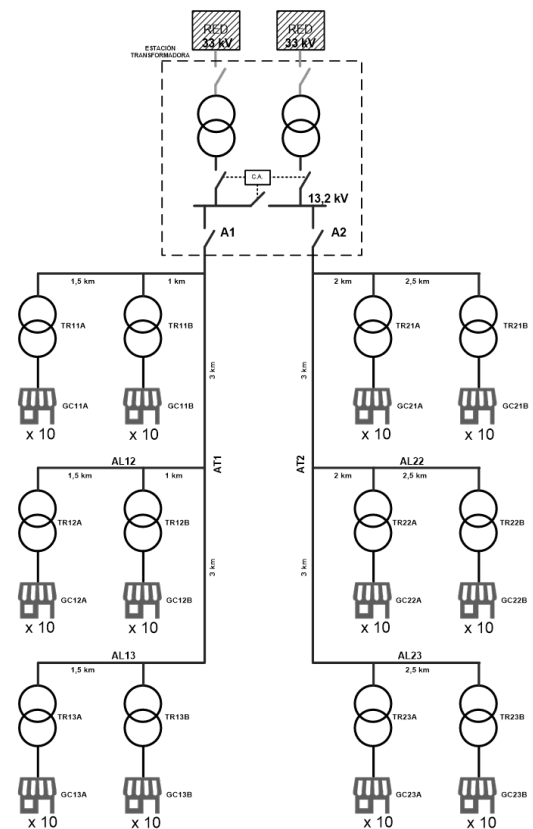


Fig. 6: Esquema eléctrico N° 1, red rural BDP.

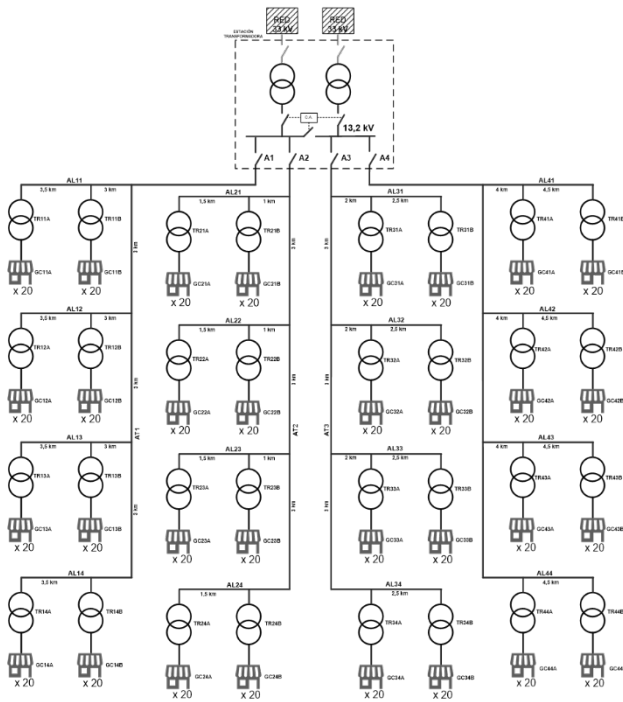


Fig. 7: Esquema eléctrico N° 2, red rural BDP.

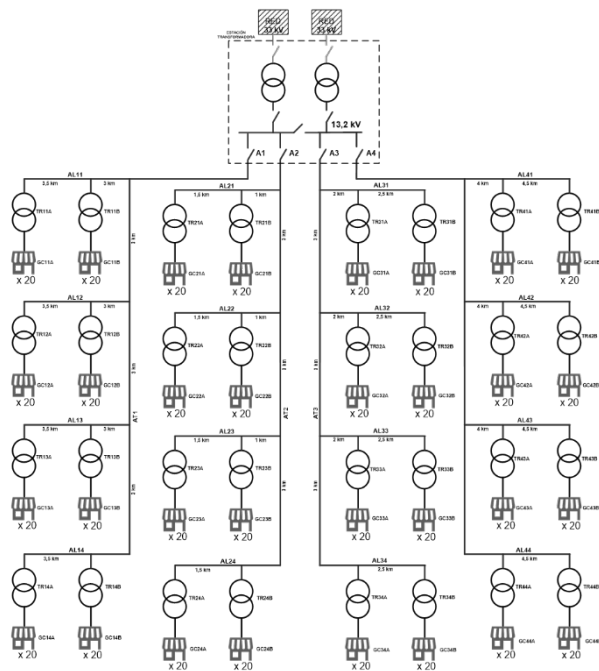


Fig. 8: Esquema eléctrico N° 3, red rural BDP.

Hipótesis de Cálculos

Tal como se describió en el punto 5, es posible comparar económicamente esquemas eléctricos a partir de parámetros de desempeño de los componentes involucrados y sus costos asociados. Por lo tanto, es necesario definir los valores que se adoptarán para su cálculo.

Valores de Confiabilidad Adoptados. La tasa de fallas y los datos de tiempo de reparación por falla para las fuentes de alimentación de la red eléctrica se dan en la Tabla N° 1. Esta incluye datos de confiabilidad tanto de circuito simple como de circuito doble. Los datos adoptados para el cálculo de los parámetros de confiabilidad fueron tomados de la norma IEEE Std 493-2007 los cuales fueron obtenidos por medio de un programa de recopilación de datos durante un período de 35 años o más sobre diferentes empresas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Aunque la teoría indique que la forma correcta de realizar los cálculos de confiabilidad es utilizando datos reales de los equipos que se están modelando y en las mismas condiciones de funcionamiento, esto no afectará la estimación y comparación de cada esquema que se planteó como objetivo del trabajo.

Con el fin de acentuar las diferencias entre pequeñas redes y redes de mayor extensión, se adoptaron peores valores de confiabilidad en los alimentadores más alejados de estación transformadora. Si bien esto podría parecer arbitrario e injustificado no difiere demasiado de lo que sucede en la realidad.

Tabla 1: Valores de Confiabilidad Adoptados

ITEM	ESQUEMA N° 1	ESQUEMA N° 2	ESQUEMA N° 3	UN
GASTO DE INVERSIÓN C				
CELDA MT	1	1	1	[C/U]
INTERRUPTOR MT	1	1	1	[C/U]
CABLE SUBT. MT (30m)	1	1	1	[C/U]
TRANSFORMADOR	1	1	1	[C/U]
CABLE SUBT. MT (30m)	1	1	1	[C/U]
CELDA MT	1	1	1	[C/U]
INTERRUPTOR MT	1	1	1	[C/U]
SECCIONADOR DE ACOPLAMIENTO		1		[C/U]
INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO			1	[C/U]
SUBTOTAL	\$ 250.000,00	\$ 510.000,00	\$ 910.000,00	[USD]
FACTOR DE CARGO DE INVERSIÓN F				
L	20			[años]
c	1			[año]
R	0,15			
fr	1			
t	0,5			
dt	0,05			
e	0,0825			
Sc	1,15			
SL	16,37			
dl	0,0098			
al	0,0098			
F	0,4			[1/año]
COSTO FIJO (C x F)				
SUBTOTAL	\$ 100.000,00	\$ 204.000,00	\$ 364.000,00	
COSTO DE REPARACIÓN R				
SUBTOTAL	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	\$ 1.000,00	[USD/falla]

Valores de Costos Adoptados

Para el cálculo del costo fijo se debe determinar el gasto de inversión (C) para cada esquema adoptado y el factor de cargo de inversión (F) definidos en el punto 5. En la tabla N° 2 se presentan los valores de inversión de cada esquema. Si bien los valores son solo estimativos y a modo de ejemplo permitirá igualmente visualizar y comparar los costos totales (G) de cada modelo en función del costo de penalización por la energía No Suministrada resultante.

Tabla 2: Valores de Costos Adoptados

[kWh/año]	EENST		EENSP	
	BAJA DENSIDAD	ALTA DENSIDAD	BAJA DENSIDAD	ALTA DENSIDAD
ESQUEMA N° 1	162,23	9.352,25	14,37	4.414,02
ESQUEMA N° 2	100,68	7.356,02	5,77	3.636,73
ESQUEMA N° 3	58,52	5.094,78	0,00	2.214,98

Efecto de la Energía No Penalizada (EENSP)

De acuerdo a lo indicado en la ecuación 14, los gastos variables dependen de la energía esperada no suministrada a no penalizar (EENSNP), la cual es contemplada en los contratos de concesión de las empresas de distribución. A continuación, se pretende verificar el impacto que genera descontar energía no suministrada en el costo total de cada esquema. A modo de ejemplo se propone asumir un límite máximo permitido de 3 cortes por año de 2 horas de duración.

En la siguiente tabla N° 3 se resume la EENST sin contemplar la EENSNP y la EENSP resultante de cada esquema con el descuento EENSNP (EENSP = EENST - EENSNP) que se propuso a modo de ejemplo.

Tabla 3: Energía No Suministrada Total y Energía No Suministrada a Penalizar

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presenta una gráfica de análisis de sensibilidad del monto total resultante de cada esquema y baja densidad poblacional variando el costo unitario de la energía no suministrada a penalizar para el caso de considerar la EENST y, en segundo lugar, considerando EENSP (EENSP = EENST - EENSNP) de acuerdo al punto 8.

	COMPONENTE	λ		MTTR	
ESQUEMA N° 1	RED	1,956	fallas/año.km	1,32	Hs.
	TP	0,011	fallas/año	48	Hs.
	TOTAL	1,977112		1,552	Hs.
ESQUEMA N° 2	RED	1,956	fallas/año.km	1,32	Hs.
	TP	0,011	fallas/año	48	Hs.
	TOTAL	1,977112		0,272	Hs.
ESQUEMA N° 3	RED	1,956	fallas/año.km	1,32	Hs.
	TP	0,011	fallas/año	48	Hs.
	TOTAL	0,312		0,5	Hs.
DISTRIBUCIÓN	TRANSFORMADORES	0,05	fallas/año	3	Hs.
	ALIMENTADOR TRONCAL N° 1	0,15	fallas/año.km	1	Hs.
	ALIMENTADOR LATERAL N° 11-12-13-14	0,25	fallas/año.km	1,5	Hs.
	ALIMENTADOR TRONCAL N° 2	0,20	fallas/año.km	2	Hs.
	ALIMENTADOR LATERAL N° 21-22-23-24	0,30	fallas/año.km	2	Hs.
	ALIMENTADOR TRONCAL N° 3	0,25	fallas/año.km	2	Hs.
	ALIMENTADOR LATERAL N° 31-32-33-34	0,35	fallas/año.km	2,5	Hs.
	ALIMENTADOR TRONCAL N° 4	0,40	fallas/año.km	3	Hs.
	ALIMENTADOR LATERAL N° 41-42-43-44	0,45	fallas/año.km	3,5	Hs.



Fig. 9: Costo total de los esquemas para zona de baja densidad poblacional.

En base a la gráfica obtenida, puede apreciarse que, en el caso de baja densidad poblacional, considerando la EENST, el esquema N°1 resulta más conveniente para un costo de la ENS inferior a USD 1650 aproximadamente. El esquema N° 3 recién sería conveniente a partir de los USD 3400.

En el segundo caso donde se tiene en cuenta la EENSP, el esquema N° 1 se presenta más conveniente por encima de los otros esquemas para todos los costos de ENS graficados.

El segundo análisis consiste en estudiar, de manera similar al anterior, la situación de alta densidad poblacional. En el gráfico de la figura N° 10 se muestran los resultados obtenidos.

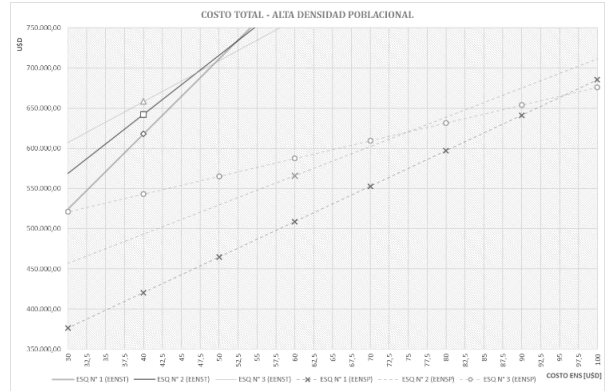


Fig. 10: Costo total de los esquemas para zona de alta densidad poblacional.

La situación de alta densidad poblacional muestra para el caso de considerar la EENST que el esquema N° 1 es más favorable para valores de ENS por debajo de USD 50 aproximadamente. A partir de dicho punto el esquema N° 3 es el más apropiado con respecto a las otras dos opciones técnicas. En el segundo caso donde se tiene en cuenta la EENSP, el punto de corte se obtiene en los USD 95, ambos valores son muy inferiores a los obtenidos en el estudio de la situación de baja densidad poblacional.

Como en la realidad el costo de la EENS es fijado por el organismo de control en proporción al valor de la energía vendida por la distribuidora para diferentes categorías tarifarias, tener mejores indicadores de calidad implicaría tener cuadros tarifarios más caros para los usuarios y/o mayores sanciones proporcionales para las empresas de distribución. De acuerdo a los resultados obtenidos esto se ve

afectado por la energía esperada no suministrada a no penalizar (EENSNP) definida también en los contratos de concesión. Por lo visto anteriormente, esta situación es aún más marcada en las redes eléctricas de menor tamaño, es decir, cantidad de clientes y superficie cubierta por el servicio de distribución eléctrica.

CONCLUSIONES

La energía eléctrica es un componente básico en la economía moderna y un insumo clave en los distintos procesos productivos. Sin embargo, en países subdesarrollados, los usuarios y las empresas enfrentan interrupciones frecuentes, programadas o no. Estas interrupciones pueden causar pérdidas materiales, aumentar los costos y afectar de manera adversa a la producción. Existen muchos estudios a nivel internacional dedicados al estudio del impacto social y económico de la energía no suministrada. La mayoría de las estimaciones reportadas en la literatura no son estrictamente comparables, y la razón principal es que los distintos casos de estudio, escenarios de modelación, datos, y metodologías no son idénticas a lo largo de la literatura. Los usos de distintos marcos analíticos para la medición del costo de las interrupciones generan una variedad de estimaciones. En el caso del sector industrial, el tipo de país, tipo de industria y empresa son factores que influyen este tipo de estimaciones y amplían las diferencias.

Tal como se demostró en el presente trabajo, la confiabilidad del suministro depende de la confiabilidad de los componentes de cada topología que abastece energía a los clientes, de las

configuraciones de las redes y la capacidad de proporcionar suministros de respaldo en condiciones de interrupción. La conveniencia de un esquema queda determinada por el tamaño de la red y el monto de la penalidad por la energía no suministrada resultante por parte de la empresa distribuidora.

Al realizar cualquier "inversión incremental en confiabilidad", el objetivo de la empresa de distribución debería ser igualar sus costos marginales de prevenir la pérdida de suministro con el beneficio marginal que obtienen los clientes en consecuencia. Quedó demostrado que se puede aumentar la robustez o la capacidad de los equipos, pero generalmente se tiene un impacto en el costo asociado. Tener una confiabilidad muy elevada hace que el costo de la infraestructura también sea elevado, encareciendo el servicio. Existe entonces una relación entre la calidad y el costo del servicio que el ente regulador debería reconocer en los cuadros tarifarios en el momento de determinar los niveles de calidad mínimos exigidos y que este depende de las características particulares de los clientes que se deban abastecer en el área de concesión correspondiente.

REFERENCIAS

- Alberto Levy, J. J. (Mayo de 2020). *CALIDAD Y CONFIABILIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA*. Obtenido de Banco Interamericano de Desarrollo: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Calidad-y-confiabilidad-de-los->

- servicios-electricos-en-America-Latina.pdf
- Cigré. (2001). *METHODS TO CONSIDER CUSTOMER INTERRUPTION COSTS IN POWER SYSTEM ANALYSIS*. Task Force 38.06.01.
- E. Lakervi and E.J. Holmes. (s.f.). *Electricity Distribution Network Design*. London, United Kingdom: Institution of Engineering and Technology.
- Gönen, T. (2008). *Electric Power Distribution System Engineering*. CRC Press.
- IEEE Std 493. (2007). Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.
- OCEBA. (s.f.). *Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires*. Obtenido de <https://oceba.gba.gov.ar/web/s.php?i=1#>

Validación y Eventual Ajuste del Estabilizador de Potencia de la Central

Pilar II

Juan I. Amaya, Gerardo Otta, Esteban A. López y Jorge C. Vaschetti.

CIDTIEE-UTN-FRC, Maestro López esq. Cruz Roja Argentina, Ciudad Universitaria, Córdoba, Córdoba, Argentina, Tel: +54-0351-598-6000, jvaschetti@frc.utn.edu.ar).

Resumen – Los Sistemas Eléctricos de Potencia, como el Sistema Argentino de Interconexión, son sistemas complejos y altamente no lineales, los mismos se encuentran sometidos a perturbaciones de distinta índole, dependiendo del punto de operación y de la magnitud de la perturbación pueden volverse inestables. El Control Automático de Tensión contribuye a estabilizar el sistema, bajo ciertas situaciones no resulta suficiente debiendo agregarse un lazo suplementario denominado Estabilizador de Potencia. El Estabilizador amortigua las oscilaciones de potencia de baja frecuencia que se producen entre áreas, entre plantas y aún entre generadores de una misma planta.

Desde su instalación en el año 2010, en que los Estabilizadores de Potencia fueron sintonizados, el Sistema Argentino de Interconexión ha cambiado su topología, por lo cual se hizo necesario verificar el comportamiento del Estabilizador ante contingencias de la red, en particular para la falla Lavallo-El Bracho, la cual genera oscilaciones de potencia de tal envergadura que reconfiguran en forma automática el modo de operación de la Central con los consiguientes inconvenientes que esto ocasiona. El presente Trabajo verifica y propone una metodología temporal para la sintonización de los Estabilizadores de Potencia de la Central a los fines de que su amortiguación sea efectiva. Utilizando la Base de Datos 2017 del Sistema Argentino de Interconexión, el Simulador Power System Simulator for Engineering y el Anexo "F" del Procedimiento Técnico N° 4 de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, se sintonizó el Estabilizador siguiendo la metodología propuesta en el Anexo mencionado, a continuación se sintonizó el Estabilizador utilizando el método propuesto.

Luego de realizar un análisis exhaustivo en el dominio del tiempo para los ensayos de verificación del funcionamiento se estableció una mejora en la compensación de fase y un aumento de la ganancia del Estabilizador. A partir de varias simulaciones se definieron los nuevos valores y se presentaron los ensayos sobre la nueva propuesta para verificar su mejor desempeño.

Los resultados obtenidos mostraron una mejora en la contribución a la amortiguación de las oscilaciones de potencia de baja frecuencia, una disminución efectiva del primer sobrepico alrededor de un 5% y una disminución de las oscilaciones de 1 s en el tiempo de establecimiento para el modo local de oscilación.

Palabras claves - Compensación; Estabilizador de Potencia; Oscilaciones; Sintonización; Sistema Eléctrico

INTRODUCCIÓN

Oscilaciones de Baja Frecuencia

Las oscilaciones de potencia de baja frecuencia (LFO) se encuentran comprendidas entre el rango de 0,1-3 Hz y son producidas por perturbaciones en la red o por la operación cerca de los límites de estabilidad de las redes (Snyder, 1997). La causa principal de las oscilaciones de la potencia es el desequilibrio entre la demanda de potencia y la potencia disponible en un período de tiempo.

Específicamente las principales causas son: gran potencia activa, gran potencia reactiva negativa, un regulador automático de tensión (AVR) con alta ganancia y baja constante de tiempo e interconexiones débiles o líneas largas. La combinación o la presencia de alguno de estos factores conllevan a una pobre amortiguación de estas oscilaciones (Gupta & Sen, 1993).

Las LFO se encuentran comprendidas dentro de los fenómenos electrodinámicos por lo cual se reflejan en el rotor de la máquina sincrónica, afectando la potencia generada, haciendo que se disminuya la transferencia de potencia eléctrica y pudiendo generar la pérdida del sincronismo (Duncan Glover, Sarma & Overbye, 2012).

Central Pilar II “Bicentenario”

La central fue inaugurada en el año 2010 comenzando la operación comercial a ciclo abierto en el mes de agosto y cerrando el ciclo en el año 2012. Se trata de una central térmica de ciclo combinado 2:1 con provisión de combustible dual gas/gasoil que se encuentra vinculada al SEP en 132 kV

con la posibilidad de inyección de 466 MW.

Está compuesta por dos grupos generadores turbo gas Siemens SGT5-2000E (TG11 y TG12) asociados con dos generadores Siemens SGen5-1000A que entregan una potencia nominal de 168 MW cada una. El ciclo se completa con grupo generador turbo vapor (TV10) Franco Tosi Meccanica asociado a un generador austriaco de potencia nominal de 130 MW. En conjunto entregan al SADI una potencia nominal de 466 MW. La Central se completa con una estación de maniobras en configuración de doble barra.

Evolución del Sistema de 500 kV.

Desde la operación comercial de la central eléctrica se han realizado modificaciones a la topografía del sistema de transmisión en 500 kV, entre las cuales se destacan las siguientes y que afectan en forma directa a la Central:

- Entre 2010-2011: Ingresos el cierre NOA-NEA (1039 km).
- Septiembre 2010: Ingreso de la línea El Bracho–Cobos (283,8 km).
- En 2011: Ingreso el cierre COMAHUE-CUYO (708 km).
- Mayo 2011: Ingreso de la línea Río Diamante – Gr. Mendoza (188 km).
- Septiembre 2011: Ingreso de la línea A. del Cajón –Río Diamante (519,3 km).
- Junio 2015: Ingreso de la línea Lavalle – Santiago (86 km).

Detalle del problema

El inconveniente se presenta cuando se realiza la desconexión y posterior reconexión del cierre Lavalle-El Bracho a raíz del cual se produce la separación de las regiones CENTRO-NOA y le

prosigue el fenómeno oscilatorio de baja frecuencia.

Este fenómeno fue registrado el 19/08/18 a las 01:54:28 h, el cual tuvo una duración aproximada de 10 segundos con una frecuencia de oscilación de 1 Hz y una variación de -44 MW alrededor del punto de operación previo de las turbinas en la primera oscilación, véase Figura 1.

En el momento previo al fenómeno el estado de la central era el siguiente:

- TG11: Se encontraba operativa, generando 159 MW sobre la barra B (hacia Malvinas) con operación a gas natural y con tensión en bornes de 15,75 kV.
- TG12: Se encontraba operativa, generando 159 MW sobre la barra B (hacia Malvinas) con operación a gas natural y con tensión en bornes de 15,75 kV.
- TV10: Se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado.

Luego de producida la reconexión se manifiestan las LFO, afectando la potencia activa de salida (línea de color verde) y la tensión generada de la TG11 (línea color celeste), como se aprecia en la Figura 1.

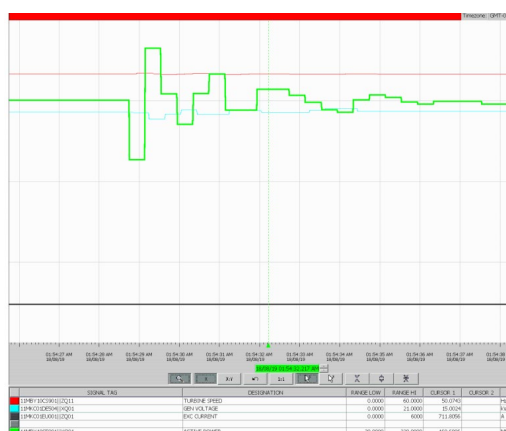


Figura 1: Oscilograma del fenómeno de LFO observado en la Central Pilar II

"Bicentenario" en el día 19/08/18 en la TG11.

De lo expuesto en la Figura 1, se concluye que la TG 11 osciló -40 MW llegando a un mínimo de 119 MW en la primera oscilación (punto operación 159 MW), y el ciclo tuvo una duración de 1 s, es decir, una frecuencia de oscilación de 1 Hz. Por otro lado, en la TG 12 también se produjeron dichas oscilaciones afectando a la potencia activa.

Variaciones de carga de estas características, ponen en riesgo la presencia de llama en la cámara de combustión. Por esta circunstancia, el control automático de la TG modifica el esquema de combustión del modo "Premix" a "Difusión" generando una llama más rica en combustible y por lo tanto más estable, favoreciendo la continuidad de servicio de la turbina ya que el sistema de control de la cámara al detectar un valor de variación de potencia pico a pico luego de una perturbación mayor a 20 MW activa el cambio en el modo de combustión.

Para restituir el modo original de combustión, es necesario reducir potencia activa a 60 MW aproximadamente y recién luego retornar al nivel de carga original previo a la perturbación. Esta maniobra demanda 15 min aproximadamente, lapso durante el cual existe una Energía No Suministrada (ENS).

DESARROLLO

El Estabilizador de Potencia (PSS)

Para un sistema de potencia interconectado, cada generador posee dos lazos de control primarios, Figura 2:

- Regulador automático de velocidad (LFC o RAV), como lazo de control de potencia activa – frecuencia.

- Regulador automático de tensión (AVR o RAT), como lazo de control de potencia reactiva – tensión (QV).

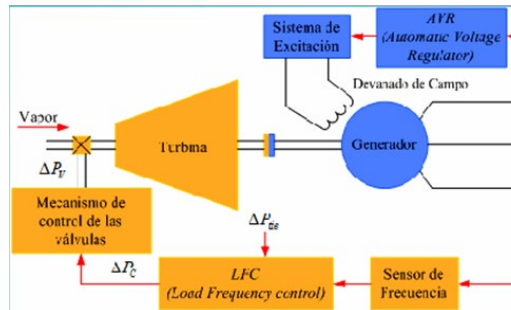


Figura 2: Controles primarios de un generador.

Las oscilaciones electromecánicas del rotor pueden ser amortiguadas por la influencia convenientemente modulada de la corriente de excitación. Este rol lo cumplen los estabilizadores de potencia (PSS) los cuales modifican el valor de referencia de la tensión de ajuste del regulador automático de excitación (AVR) para obtener como resultado un valor conveniente de excitación que neutralice estas oscilaciones, Figura 3.

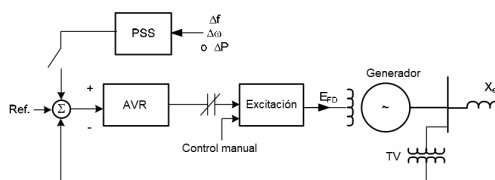


Figura 3: Control de Excitación y PSS

El objetivo de la inclusión de los PSS es extender los límites de transferencia de potencia; evitar fuertes oscilaciones en las máquinas y en el sistema de potencia, las cuales pueden disminuir su vida útil; y evitar las indisponibilidades, las cuales afectan al cliente final y los entes vinculados en el sistema (Duncan Glover, Sarma & Overbye, 2012).

El diagrama de bloques general para un estabilizador de potencia se representa en la Figura 4. El primer bloque es el

transductor que convierte la señal de estabilización a una señal de control de tensión. Luego es enviado al filtro Washout, este se encarga de balancear continuamente la salida del estabilizador y por lo tanto prevenir sobrepasar la tensión del generador para excursiones prolongadas de frecuencia o potencia. A continuación le sigue un bloque de atraso/adelanto ajustable que compensa el tiempo de retraso entre el generador y el sistema de excitación. La señal resultante es amplificada a un nivel especificado y enviada al módulo de limitación de la señal.

La configuración de los parámetros de control del PSS como lo son el adelanto, atraso y la ganancia deben ser determinados correctamente, ya que la respuesta dinámica de una unidad depende de la interacción de la maquina con el resto del sistema a tal punto que las configuraciones varían de unidad a unidad.

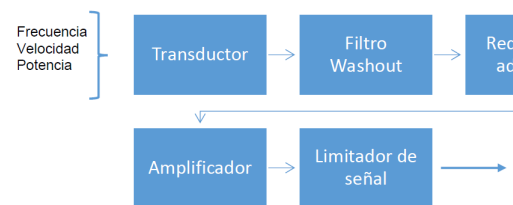


Figura 4: Diagramas de bloque general para un estabilizador de potencia.

Ajuste de los parámetros del PSS

El procedimiento de la configuración de un PSS involucra una prueba de campo, un estudio de la máquina y el sistema o ambos. El estudio de la máquina y el sistema puede modelarse como un sistema máquina – barra infinita, donde los modos locales de oscilación son principales en estudio.

El Transductor

Independientemente de la fuente de la señal de control del PSS, el transductor de la señal de control no debe introducir señales extrañas, tales como ondulaciones o ruido aleatorio. La influencia total del ruido de ondulación o aleatorio no debe exceder el 1% del rango dinámico de la salida del PSS.

Esencialmente se trata de un filtro pasa bajos que atenúa significativamente las señales de altas frecuencias que se encuentran por encima del rango de las frecuencias modales del rotor. La función de transferencia que lo representa se expresa en la ecuación (1).

$$\frac{1}{1 + sT_6} \quad (1)$$

El filtro también puede atenuar los modos torsionales del eje de alta frecuencia para asegurarse de que el PSS no los excite.

El valor de la frecuencia de corte está asociado al valor de la constante de tiempo del transductor (T_6), y es usualmente colocado una década posterior a la mayor frecuencia modal de oscilación del rotor, normalmente un modo local o intra-planta. En la práctica los valores que pueden tomar las constantes del filtro se encuentran limitadas por el fabricante para un rango desde 20 a 50 rad/s (Gibbard, Pourbeik, & Vowles, 2015).

Filtro Washout o pasa altos

El cambio de velocidad $\Delta\omega$ derivado de cualquiera de las entradas estabilizadoras es un cambio con respecto a una referencia de frecuencia fija.

La señal estabilizadora deseada tiene como referencia la frecuencia del sistema base. Esta frecuencia del sistema no es fija, sino que está cambiando (normalmente lentamente)

todo el tiempo. Este cambio hace que la tensión de los terminales varíe. Una función de Washout sirve para minimizar el efecto de los cambios de velocidad del sistema en la tensión terminal de la máquina.

Específicamente es un filtro pasa altos que lava (rechaza) las entradas de estado estacionario, mientras pasa las entradas transitorias atenuando significativamente las señales de baja frecuencia por debajo de la gama de frecuencias modales del rotor. Idealmente, su función de transferencia sobre el rango de frecuencias modales del rotor es $1 \angle 0^\circ$.

$$\frac{sT_W}{1 + sT_W} \quad (2)$$

Sin este filtro el PSS actuaría en condiciones estables lo cual haría que el esfuerzo de control fuera desperdiciado y también puede resultar en la degradación del rendimiento del sistema (Gibbard, Pourbeik, & Vowles, 2015).

La elección de la constante de tiempo de Washout no es crítica excepto cuando:

- Debe ser lo suficientemente larga para que su desplazamiento de fase no interfiera significativamente con la red de acondicionamiento de señal en las frecuencias de estabilización deseadas.
- Debe ser lo suficientemente corto para que la tensión de los terminales no se vea afectada indebidamente por las variaciones de velocidad del sistema, teniendo en cuenta las condiciones de operación en isla del sistema, cuando corresponda.

Red de atraso-adelanto

La función fundamental de la red de acondicionamiento de señal del PSS es

compensar los retardos de fase del sistema que se está controlando. La compensación de fase se realiza generalmente mediante el uso de redes de atraso-adelanto que proporcionan un adelanto de fase en el rango de frecuencias de interés. Con combinaciones prácticas de redes atraso-adelanto, la compensación de fase sólo se puede realizar hasta aproximadamente 120° con dos funciones de retardo-adelanto.

$$\frac{(1 + sT_1)^2}{(1 + sT_2)^2} \quad (3)$$

En muchas aplicaciones, el total de corrección de fase que puede realizarse está limitado por consideraciones de vulnerabilidad al ruido.

La función de transferencia que lo representa se aprecia en la ecuación (3) para el caso de emplear dos bloques de atraso-adelanto que es el caso más general, no obstante ha habido aplicaciones donde se han empleado tres o un solo bloque.

La principal función de estos bloques es provocar una modificación de la ganancia (aumento o disminución) y de la fase (adelanto o atraso) en determinadas frecuencias. De la ecuación (3) se puede ver que las variables T_1 y T_2 , denominadas constantes de tiempo, describen la característica de la función de atraso o de adelanto y el rango de frecuencias donde interviene.

Amplificador

La amplificación en los PSS es representada por una ganancia a la cual se busca maximizar para obtener la mejor contribución al amortiguamiento dentro de las limitaciones impuestas por la estabilidad del lazo de control del

PSS o de cualquier otro modo de oscilación de la máquina sincrónica.

Limitador de señal

La limitación puede lograrse por medio de un simple recorte de la señal de salida del estabilizador (VSTMIN y VSTMAX) o puede lograrse por medio de una acción de control a través de un limitador de voltaje terminal.

Este último bloque previene que la salida del estabilizador cause un aumento excesivo de tensión para un rechazo de carga y retiene el efecto positivo del regulador ante perturbaciones severas.

Mecanismos de sintonización del PSS

Debido a que no solo las unidades generadoras participan en un solo modo de oscilación, sino que pueden presentarse modos locales e inter-área, los PSS deben ser diseñados para proveer un adecuado amortiguamiento para los diferentes modos que pueden presentarse.

Para un amortiguamiento efectivo el PSS debe generar una componente del par electromagnético en fase con los cambios de la velocidad en el rotor. Sin importar la señal de entrada, la función de transferencia del PSS debe compensar la ganancia y la fase del sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia.

La robustez de la sintonización del PSS se asegura al cubrir un gran rango de escenarios. Desde valores calculados de cortocircuito a situaciones de contingencia como lo son un debilitamiento del sistema de transmisión.

Existen diferentes técnicas de diseño de PSS las cuales pueden clasificarse en técnicas convencionales y no

convencionales, a su vez estas poseen sub clasificaciones.

Dentro de los métodos convencionales podemos nombrar los siguientes:

- Localización de polos.
- Regulación cuadrática lineal.
- Análisis de sensibilidad de autovalores.
- Modelo de orden reducido.
- Control H_2 .

Entre los métodos no convencionales podemos mencionar a:

- Basados en técnicas de Inteligencia Artificial: Redes Neuronales, Algoritmo Genético, Lógica Difusa, Búsqueda Tabú.
- Método de Lyapunov.
- Tecnología de Agentes.

Método de ajuste temporal propuesto del PSS

Para un análisis fino del desempeño del PSS se propone analizar el desfase entre la salida del PSS y la potencia eléctrica generada (Gu, Smulders, & Mushens, 2000). Esto se hace con el objetivo de considerar una posible recalibración o no, en las constantes del PSS.

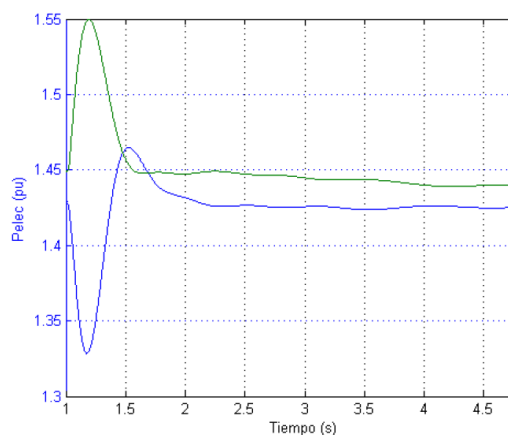


Figura 5: Comparación de la potencia eléctrica generada vs. la salida del PSS para el ensayo de -5% Vref.

La Figura 5 muestra la relación entre la potencia eléctrica y la tensión de salida del PSS para cuando se aplica un escalón de -5% Vref, de la misma se puede ver que ambas magnitudes se encuentran prácticamente en contrafase, lo cual asegura la máxima contribución del PSS al amortiguamiento (Gu, Smulders, & Mushens, 2000).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Especificación de requerimientos PT4

Para la verificación del funcionamiento del PSS se siguieron los lineamientos del Procedimiento Técnico N° 4 de CAMMESA y sus anexos: ANEXO C y ANEXO F (CAMMESA, 2021).

Un PSS trabaja en conjunto con el sistema de excitación de una máquina síncrona para modificar el ángulo de par del eje para aumentar la amortiguación. El rendimiento del sistema de excitación es crítico para la capacidad global de un PSS. La sintonización de un PSS sólo se lleva a cabo después de que el sistema de excitación haya sido sintonizado y calibrado.

Dada la extensión de los ensayos del Regulador Automático de Tensión y del PSS, solo se incluyen aquí, por razones de espacio, el resultado final de los mismos a los fines de verificar el cumplimiento del PT N° 4, Figuras 6 y 7. La máquina bajo estudio fue la TG11, siendo la más afectada por la contingencia El Bracho-Lavalle.

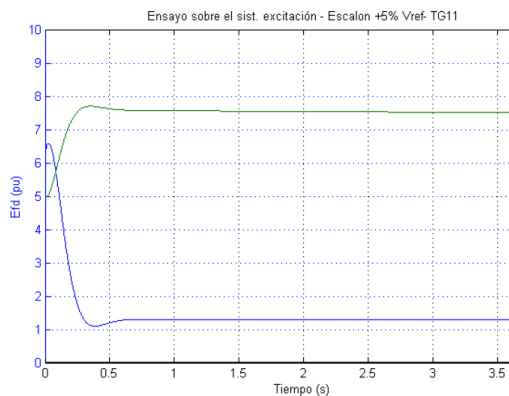


Figura 6: Verificación de la respuesta del AVR con el generador en vacío (IEEE, 2016).

De la Figura 6 se aprecia que el valor de la tensión terminal posee un tiempo de crecimiento de 0.156 s; un sobrepico de 7,878 % (1.0539 pu), a los 0,35 s; y el tiempo de establecimiento es de 0,7 s al considerar que alcanza el margen +/- 3% del valor final.

De la Figura 7, se observa como la adición del PSS logra mejorar una disminución efectiva de las oscilaciones electromecánicas.

La respuesta del PSS debe mejorar las cuplas sincronizante y amortiguante, para esto el PT4 especifica: “La mejora en la cupla amortiguante se determina a través del aumento del coeficiente de amortiguamiento relativo de las oscilaciones del ángulo rotórico; mientras que el incremento de la cupla sincronizante se manifiesta a través del aumento de la frecuencia de oscilación”.

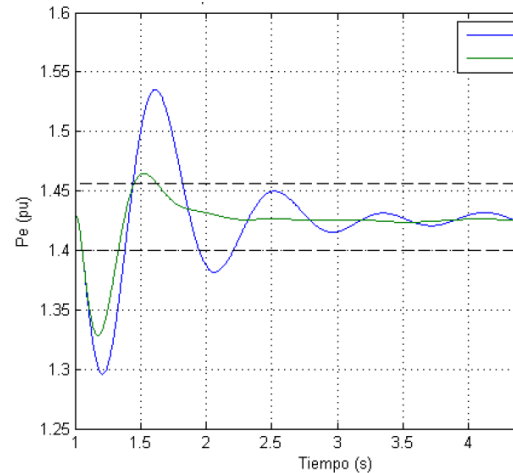


Figura 7: Variación de la potencia eléctrica de salida - Escalón -5% Vref - TG11- Azul: PSS OFF; Verde: PSS ON.

Los resultados de los parámetros de desempeño para la aplicación de escalón -5% Vref, se detallan en la Tabla 1. De la misma se puede corroborar cuantitativamente la contribución al amortiguamiento por parte del PSS, mientras que gráficamente se aprecian en la Figura 7. Específicamente el PSS disminuye el sobrepico, aumenta el amortiguamiento relativo (disminuye la razón de asentamiento) y aumenta la frecuencia de la oscilación al mejorar la cupla sincronizante de acuerdo al PT4.

Tabla 1: Parámetros de desempeño del PSS para un escalón de -5% Vref.

Parámetros de desempeño	Sin PSS	Con PSS
Sobrepico	9,24 %	7 %
Razón de asentamiento	0,81	0,37
Frecuencia de la oscilación	1,243 Hz	1,453 Hz
Tiempo de asentamiento (+/- 2%)	2,205 s	1,624 s
Pico a pico	0,239	0,137

Desempeño del PSS ante la contingencia El Bracho-Lavalle

Para el estudio del desempeño ante el caso real del problema, se efectuó la simulación con y sin el PSS con el objetivo de verificar que su incorporación está ayudando a disminuir las oscilaciones electromecánicas. Para ello se provoca la apertura de los nodos Lavalle – El Bracho en $t = 1$ s y se produjo el cierre en $t = 12$ s.

Para las simulaciones se utilizó la base de datos del sistema de potencia del SADI año 2017 distribuida por CAMMESA para el software de simulación PSS/E. Específicamente se trabajó con los datos de flujo de potencia correspondiente al pico diurno de verano 2017/2018.

Los valores obtenidos para el cierre se resumen en la Figura 8 y en la Tabla 2. De la Figura 8, se obtiene la aportación efectiva al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, en este caso se produce una gran disminución de la potencia en el primer pico.

Los parámetros de desempeño para el cierre se resumen en la Tabla 2, en la cual se aprecia la amortiguación efectiva, el efecto del PSS se hace evidente luego del primer pico.

Para un análisis fino del desempeño del PSS se procedió a evaluar el desfase entre la salida del PSS y la potencia eléctrica generada (Gu, Smulders, & Mushens, 2000). Esto se hace con el objetivo de considerar una posible recalibración o no en las constantes del PSS.

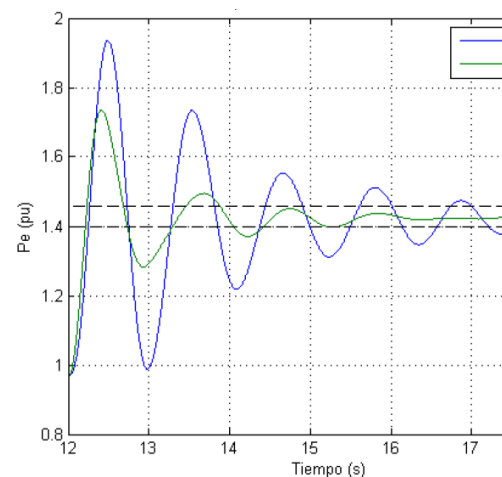


Figura 8: Variación de la potencia eléctrica de salida - Cierre Lavalle-Bracho - TG11.

La Figura 9 muestra la relación entre la potencia eléctrica y la tensión de salida del PSS para cuando se procede al cierre Lavalle-Bracho, se puede ver un desfase por lo que existe la posibilidad de mejorar el desempeño del PSS.

Tabla 2: Parámetros de desempeño del PSS para el cierre El Bracho-Lavalle.

Parámetros de desempeño	Sin PSS
Sobrepico	32,28 %
Sobrepico, segunda oscilación	30,81 %
Razón de asentamiento	0,95
Frecuencia de la oscilación	1,03 Hz
Tiempo de asentamiento (+/- 2%)	17,55 s
Pico a pico	0,9691

Recalibración y verificación del PSS

Para llevar adelante la sintonización del PSS se realizaron múltiples simulaciones en las cuales se modificaron los valores correspondientes a los parámetros de los bloques de compensación de fase y ganancia.

Se optó por modificar estos valores ya que de las gráficas de la potencia eléctrica vs.

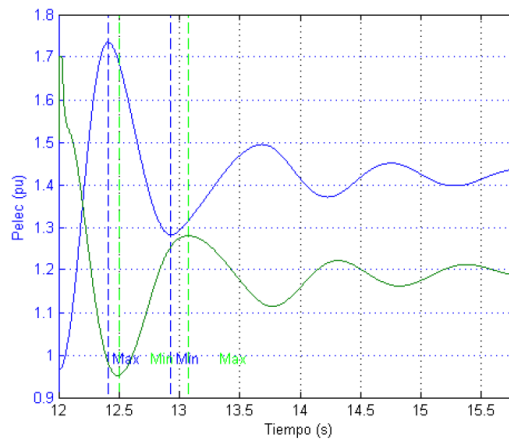


Figura 9: Pe vs Salida del PSS – Cierre El Bracho-Lavalle, TG11.

la salida del PSS y el ensayo de ganancia, se visualiza que existe un margen de mejora para modificar la ganancia y las constantes de tiempo del PSS. Por lo tanto de los resultados obtenidos se definió como mejor respuesta del PSS a los nuevos valores resumidos en la Tabla 3.

Tabla 3: Ajustes propuestos del PSS.

Parámetros del PSS	Actual	Prop.
Ks1	20	30
T3	0,1	0,2

La Figura 10, muestra la aportación efectiva al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, la misma es del orden del 5%. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 4.

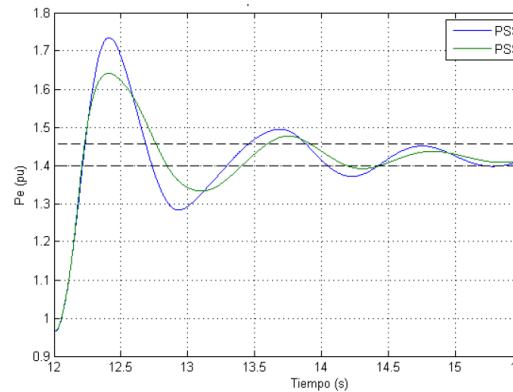


Figura 10: PSS actual vs propuesto.

Tabla 4: Comparativa parámetros PSS actual y propuesto.

Parámetros de desempeño	PSS actual	PSS p.
Sobrepico	32,35 %	32,32
Sobrepico, segunda oscilación	10,15 %	6,65 %
Razón de asentamiento	0,31	0,2
Frecuencia de la oscilación	1,07 Hz	0,91 Hz
Tiempo de asentamiento (+/- 2%)	14,43 s	14,44
Pico a pico	0,7691	0,6746

La Figura 11 muestra la relación entre la potencia eléctrica y la tensión de salida del PSS propuesto para cuando se produce el cierre Lavallo-Bracho, de la misma se puede ver que el desfase entre las magnitudes se ha reducido comparado con lo obtenido en la Figura 9, lo cual verifica el cambio de las constantes de tiempo.

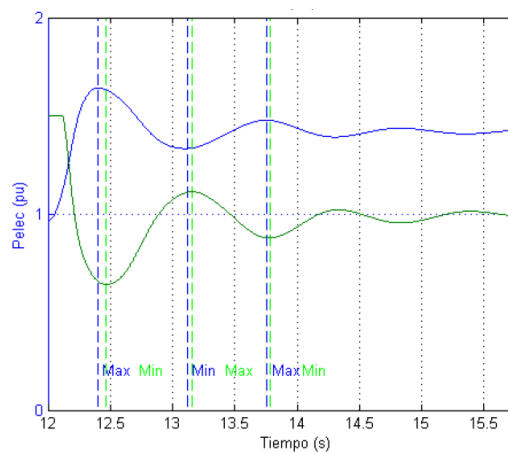


Figura 11: Comparación de fases de la potencia eléctrica generada vs. la salida del PSS propuesto para la cierre Lavalle-El Bracho.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos para la verificación del funcionamiento del PSS indican que su desempeño es correcto de acuerdo a lo establecido el PT4 de CAMMESA. Lo mismo se corrobora al ver su efecto en la apertura/cierre Lavalle-El Bracho.

Por esta razón podría concluirse que no era necesario realizar una resintonización, no obstante para ilustrar los efectos del PSS en la amortiguación se decidió investigar si era posible mejorar su desempeño.

Luego de realizar un análisis exhaustivo en el dominio del tiempo para los ensayos de verificación del funcionamiento se vio posible una mejora en la compensación de fase y un aumento de la ganancia del PSS. A partir de varias simulaciones se definieron los nuevos valores y se presentaron los ensayos sobre el PSS propuesto para verificar su mejor desempeño.

Los resultados obtenidos demostraron que el PSS ofrece una mejora a la

contribución a la amortiguación de LFO, una disminución efectiva del primer sobrepico de alrededor de un 5% y una disminución de las oscilaciones de 1 s en el tiempo de establecimiento para el modo local de oscilación. Aun así, el PSS no pudo solventar la gran variación del primer pico luego del cierre Lavalle-El Bracho y su efecto se aprecia en el segundo sobrepico al disminuir su amplitud. De esta manera se demuestra el límite de los estabilizadores para mejorar la estabilidad del sistema, siendo necesario buscar otras soluciones.

Entre las líneas de investigación futuras se plantea la realización de un ajuste optimizado coordinado empleando algunas de las técnicas de control inteligentes anteriormente mencionadas, incluso la posibilidad del ajuste online real time de los parámetros al emplear algunas de estas técnicas; es posible también la utilización de dispositivos activos para el control de flujo reactivo como lo son los FACTS y la utilización de señales de área amplia para el control de las LFO.

REFERENCIAS

- CAMMESA, (2021). Los Procedimientos Versión XVIII. Recuperado de <https://portalweb.cammesa.com>. Ultimo acceso: 01/07/2021.
- Duncan Glover J., Sarma M. S., & Overbye, T. J. (2012). *Power System Analysis and Design*. Stamford, USA: Cengage Learning.
- Gibbard, M., Pourbeik, P., & Vowles, D. (2015). *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems*. Adelaide, Australia: University of Adelaide Press.

Gu, W., Smulders, P., & Mushens, K. (2000). Power system stabilizer tuning-simulations and commissioning. *Power Engineering Society Summer Meeting. Volume (2)*, 925-930. Doi: 10.1109/PESS.2000.867495.

Gupta, D. P., & Sen, I. (1993). Low frequency oscillations in power systems: A physical account and adaptive stabilizers. *Sadhana, vol(18)*, 843-856.

IEEE (2016). *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Std 421.5-2016.

Snyder, A. F. (1997). *Inter-Area Oscillation Damping with Power System Stabilizers and Synchronized Phasor Measurements*. Virginia, USA: Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University.

Generalización del Modelo Circuitual de la Corriente de Retorno para Sistemas de Transmisión de Corriente Continua (STCC)

Raúl R. Villar, Roberto M. Villar

CIDIEE / UTN-FRGP, Av. Hipólito Yrigoyen 288 (B1617FRG) General Pacheco, Pcia. Buenos Aires, Argentina, Tel: +54-11-4740-5040, raulrobertovillar@gmail.com, Facultad de Ingeniería y Ciencias Agrarias de la Pontificia Universidad Católica Argentina, Av. Alicia Moreau de Justo 1300 (C1107AAZ). C.A.B.A., Teléfono: 0810-2200-822 (UCA), robertovillar@uca.edu.ar

Resumen – Los STCC (en inglés HVDC) aun no usados en Argentina, son útiles para transmisión, operación y control en sistemas de Corriente Alterna, cuya implementación crece en países de avanzada en el mundo. Un aspecto a considerar respecto de los STCC es que, sea en condición normal, configuración monopolar u homopolar, o de emergencia para bipolar, se puede usar el subsuelo terrestre como conductor de retorno. En tales casos, el conocimiento cierto de las resistencias del Sistema de Inyección/Extracción de la Corriente de Retorno (SIECR), permite evaluar pérdidas Joule y potenciales eléctricos, necesarios para el diseño. En cada extremo el "SIECR" cuenta con un electrodo de puesta a tierra (donde se inyecta o extrae la corriente de retorno " $i(0)$ "), y otros sectores a partir de los cuales diverge o converge distribuyéndose entre la corteza, manto y núcleo de la tierra, a lo largo del camino que recorre por el subsuelo.

El presente trabajo basado en uno de los temas propuestos para el PID: "DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DE RETORNO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA" código: ENECAGP0008278, es generalizar el "Modelo de Circuito para la Corriente Continua de Retorno en el Interior del Subsuelo Terrestre" desarrollado en el PID predecesor, código: ENIFNGP0004937, considerando que en su versión original, resulta tanto más preciso cuanto mayor sea la distancia " l " entre ejes de "electrodos de PAT", respecto de " r_n " y " r_n' " (radios medidos desde los ejes de sendos electrodos que delimitan las respectivas zonas de influencia de la corriente " $i(0)$ "). En este trabajo se propone ampliar el alcance de utilización del modelo para incluir casos en los que " l " sea menor que " r_n+r_n' ", aspecto que en la actualidad cobra relevancia debido a la utilización de los sistemas HVDC para enlaces de pequeñas instalaciones y también destinadas a funciones de operación y control de sistemas de potencia.

Palabras claves - Corriente Continua de Retorno; Electrodo de Puesta a Tierra; Sistema de Transmisión en Corriente Continua.

INTRODUCCIÓN

La función del Sistema de Inyección o Extracción de la Corriente de Retorno (SIECR), de un Sistema de Transmisión en Corriente Continua (STCC), HVDC en inglés, es operar como conductor de retorno del sistema. El retorno por tierra, en operación normal, se usa para el caso de líneas monopolares u homopolares que no cuenten con retorno metálico y en caso de emergencia, se usa para líneas bipolares que no pudieran utilizar como retorno el conductor del polo que se encuentra fuera de servicio.

El subsuelo terrestre que puede desempeñar la función de conductor de retorno, está formado por:

La corteza terrestre o capa externa del globo terráqueo, tiene forma de cascaron esférico de profundidad " h_c ", conformada de sustancias con propiedades conductoras aceptables, de resistividad " ρ_c " de valor relativamente bajo.

La corteza se apoya en otra capa, denominada manto, comprendida entre la corteza y el núcleo de la tierra, también con forma de cascarón esférico de espesor " $h_m \gg h_c$ ", compuesta por grandes bloques de roca primigenia de muy alta resistividad " $\rho_m \gg \rho_c$ ".

El núcleo de la tierra, compuesto de hierro, níquel y otros elementos ligeros (azufre, oxígeno, etc.), se encuentra a temperaturas del orden de 6700°C , con su parte externa en estado líquido y la interna, por la elevada presión a la que se encuentra sometida debido a la profundidad, se halla en estado sólido. Aunque la resistividad del núcleo, a tal temperatura no es baja, dado su radio de miles de kilómetros (dimensión "ilimitada"), para corriente continua se considera de resistencia nula.

En tal sentido, a efectos de la distribución de la corriente de retorno, tanto la corteza como el núcleo de la tierra, pueden considerarse como medios volumétricos de transmisión (es decir conductores), "aislados" entre sí por el manto. El manto de elevada resistencia opera como un aislante entre los conductores corteza y núcleo.

Para el desarrollo de este trabajo técnico, se tomó como referencia conocida un caso de STCC en configuración Bipolar (Villar, 2017), en el que el "electrodo de PAT" es un anillo circular segmentado de radio " r_e ", de geometría y dimensiones adecuadas, de resistencia " R_e ", que se encuentra instalado en la parte superior de la corteza, en terreno adaptado de baja resistividad, menor que "100 ohm-m", en una zanja excavada, por lo general de poca profundidad, menor que "5 m".

Vinculada con la resistencia " R_e " del electrodo de PAT, se encuentra la resistencia " R_0 " del área vecina que circunda al electrodo de PAT (delimitada por un radio crítico " r_0 " no menor que " $5r_e$ "), a la que le sigue la resistencia " $R_{(m-r_0)}$ " de la "Tierra Remota" comprendida entre los radios " r_0 " y " r_n " que se determina con el modelo circuital, del cual, la ampliación de su alcance, es el objeto del presente trabajo técnico, figura 1.

Si a las resistencias señaladas " R_e , R_0 y $R_{(m-r_0)}$ " se agrega la del circuito troncal " R_{nc} " que vincula el neutro " n_e " del bipolo localizado en la Estación Convertidora (EC), con el nodo " c_e " de acometida o convergencia de la corriente de retorno " $i(0)$ " al eje del "electrodo de PAT", se tiene lo que se dio en llamar Sistema de Inyección/Extracción de la Corriente de Retorno (SIECR).

En el interior de la zona involucrada por el SIECR y a un radio de influencia denominado " r_i " y acotado por " $r_0 \leq r_i \leq r_n$ "

dentro de la “Tierra Remota”, se puede considerar que la corriente de retorno, dado que fluye casi totalmente por el núcleo de la tierra, a efectos de su transmisión, resulta inocua.

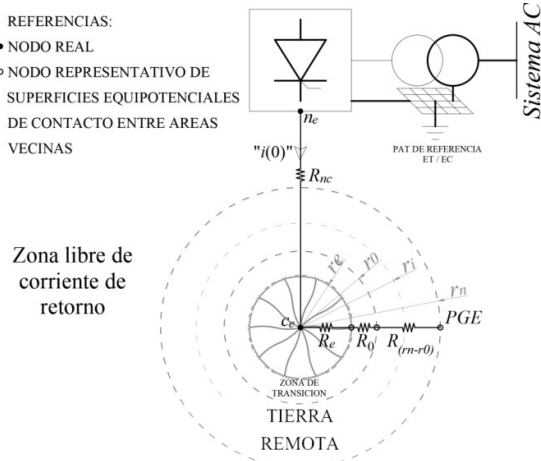


Fig. 1: Radios y Equivalente Esquemático de Resistencias SIECR

De modo que el alcance a ampliar radica en que el modelo circuital en su nueva versión, permita determinar la distribución de la corriente de retorno, en el interior del subsuelo terrestre, también para distancias entre electrodos de PAT tal que “ $l < (r_i + r_i')$ ”, donde “ r_i' ” corresponde al radio de influencia del electrodo de PAT en el otro extremo de la línea.

Como una primera aproximación al modelo generalizado que se busca obtener y solo a los fines de poder comparar y validar los resultados de este modelo ampliado del sistema en estudio, donde la distancia entre ejes de electrodos de PAT es “ $l < (r_i + r_i')$ ”, con los ya obtenidos en el PID predecesor (Villar, 2017) donde $l > (r_n + r_n')$, se toma como punto de partida para el análisis de la corriente de retorno en el subsuelo terrestre la misma configuración eléctrica del sistema de transmisión en HVDC (Bipolo operando en emergencia en configuración monopolar,

$V_n=600$ kV, $P_{em}=1800$ MW y $I_{em}=I_n=3000$ A), y la misma conformación y características para los electrodos de PAT de las convertidoras.

Esta configuración no es la que corresponderá a la realidad para la distancia entre electrodos propuesta, pero considerando que son los datos de referencia con que se cuenta y que desde el punto de vista fenomenológico no cambia, es razón por la que se toma como punto de partida.

En una etapa posterior del PID en curso se profundizará el análisis ajustando la configuración eléctrica en HVDC y el electrodo de PAT de las convertidoras, a una configuración adecuada para un sistema de transmisión en donde “ $l < (r_i + r_i')$ ”, generalmente de decenas de kilómetros.

DESARROLLO

Base física

En el modelo circuital cuyo alcance se propone ampliar, se parte de ecuaciones diferenciales que se repiten a continuación que permiten determinar la variación de la corriente por la corteza y del potencial de ésta respecto del núcleo de la tierra, como función de la distancia “ r ” (o radio respecto del eje del “electrodo de PAT”), medido en la superficie de la corteza. Ecuaciones diferenciales que no fueron resueltas, por su complejidad intrínseca y por qué se encontró un procedimiento más sencillo que condujo a la creación del modelo circuital, de precisión suficiente a efecto de las necesidades impuestas por la temática (Villar, 2018).

Asumiendo la corteza como un conductor homogéneo de resistividad uniforme, a partir de cierta distancia crítica “ r_0 ” desde el eje del electrodo, las líneas de corriente constitutivas de “ $i(r)$ ” (corriente por

la corteza), vistas en planta, adoptan configuración radial y vistas en una sección transversal vertical, alineada con el radio “ r ”, son de distribución uniforme (paralelas y separadas igual distancia). Lo que permite la determinación de la corriente “ $i(r)$ ” a cualquier distancia “ r ” del electrodo que se encuentre dentro de la zona denominada tierra remota del SIECR. Como esta corriente se considera uniforme en toda la sección transversal cilíndrica que atraviesa, dada por ($2\pi r h_c$), se puede calcular el módulo del vector densidad de corriente “ $J_c(r)$ ”, válido para cualquier punto de dicha zona, de dirección radial saliente (o entrante), ver figura 2, según que el electrodo inyecte o extraiga la corriente de retorno.

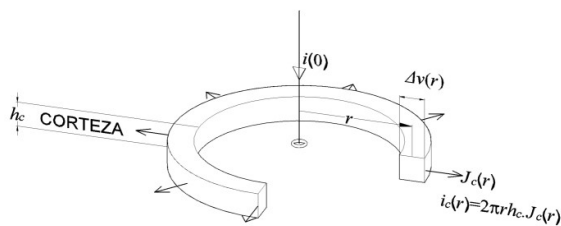


Fig. 2: Sección transversal cilíndrica Corteza

$$J_c(r) = \frac{i_c(r)}{2\pi r h_c} \quad (1)$$

Conocida además la resistividad “ ρ_c ” (constante medible para cualquier punto de la sección transversal cilíndrica “ $2\pi r h_c$ ”), apelando a la versión microscópica de la ley de Ohm, se puede calcular el gradiente de potencial y con éste, la variación de potencial de la corteza respecto del núcleo de la tierra, en la dirección del radio “ r ” de máxima variación, dada por:

$$-\frac{dv(r)}{dr} = \left[\frac{\rho_c}{2\pi r \cdot h_c} \right] \cdot i(r) \quad (2)$$

Ecuación diferencial de primer orden que da la variación de potencial “ $v(r)$ ” respecto del núcleo de la tierra, en función de la corriente “ $i(r)$ ” que recorre la corteza horizontalmente, en dirección radial.

Por otro lado, dado que el manto, capa intermedia entre la corteza y el núcleo, es de elevada resistividad pero de valor finito, debido a la diferencia de potencial “ $v(r)$ ” a la que se encuentra la corteza respecto del núcleo, conforme aumenta “ r ” (o radio respecto del eje del “electrodo de PAT”), hay una creciente derivación transversal de corriente, de la corteza al núcleo, ver figura 3, dada por:

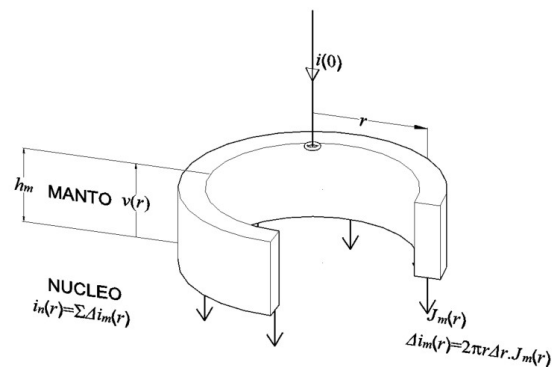


Fig. 3: Sección transversal cilíndrica Manto

$$di(r) = \frac{v(r)}{\rho_m \frac{h_m}{2\pi r \cdot dr}} \quad (3)$$

Las ecuaciones diferenciales (2) y (3), a las que anteriormente se hace referencia, encierran una complicación intrínseca que radica en que los coeficientes de las variables dependientes a determinar “ $i(r)$ ” y “ $v(r)$ ”,

también son función del radio “ r ” o distancia al eje del “electrodo de PAT”, que es la variable independiente del problema.

La resolución matemática de estas ecuaciones (2) y (3), es uno de los objetivos del PID (Villar, 2021), en el que se enmarca este trabajo técnico, aunque como su desarrollo está en proceso, la presente etapa obedece a la ampliación del modelo circuital utilizando otro principio físico.

En el planteo del modelo circuital original, se asume precisión suficiente toda vez que “ $l \geq (r_n + r_n')$ ”, es decir, las zonas delimitadas por sus respectivos SIECR, no se influncian entre sí. En tal caso la ampliación del alcance consiste en que la aplicación de los cálculos sea válida para casos en que haya solapamiento de las zonas de influencia, de ambos electrodos, delimitada por sendos extremos de los radios de influencia “ r_i ” y “ r_i' ”, según se muestra en figura 4.

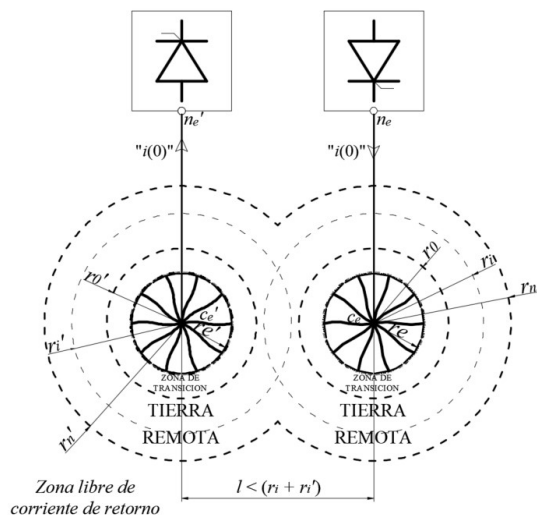


Fig. 4: Solapamiento de los círculos de influencia de la corriente de retorno por tierra

Los radios “ r_i ” y “ r_i' ” obedecen a que la corriente de retorno queda transferida “casi” totalmente al núcleo de la tierra mucho antes de que se alcance las distancias “ r_n ” o “ r_n' ”,

límites de sus respectivas zonas abarcadas por los SIECR de cada “electrodo de PAT”.

Cuando la distancia entre “electrodos de PAT”, es inferior a la suma de los radios de la zona de influencia “ $r_i + r_i'$ ”, significa que hay solapamiento de los círculos de influencia correspondientes a los “electrodos de PAT” de ambos extremos del enlace.

En tal caso la propuesta es calcular la densidad de corriente en función del radio en cada zona de influencia, como si el “electrodo de PAT” que la origina, estuviera solo y luego componer vectorialmente las densidades de corriente correspondientes de ambas zonas de influencia (Principio de Superposición).

La hipótesis propuesta consiste en aplicar a la zona de mutua influencia entre electrodos, el principio de superposición para calcular el campo de líneas de densidad de corriente, en cada elemento finito de la corteza (Δx , Δy y Δz), donde Δx y Δy corresponden a dimensiones horizontales perpendiculares entre si y paralelas a la corteza y Δz a la altura de la corteza, todas correspondientes al área de influencia.

Para realizar la composición vectorial de las densidades de corriente que inyecta o extrae en el subsuelo terrestre el electrodo de PAT de cada convertidora (Inversora o Rectificadora) es necesario expresar las densidades de corriente en cada elemento finito de la corteza (bloque).

Sumando las componentes homólogas de la densidad de corriente de ambas convertidoras (inversora “inv” y rectificadora “rec”), se obtienen las componentes en x e y de la densidad de corriente total por la corteza, en cada bloque:

$$J_{cx}^{tot} = J_{cx}^{inv} + J_{cx}^{rec} \quad (4)$$

$$J_{cy,tot} = J_{cy,inv} + J_{cy,rec} \quad (5)$$

La expresión de la composición vectorial de (4) y (5), en cada bloque de la zona de solapamiento entre los radios de influencia de ambas convertidoras es:

$$\bar{J}_{ctot}(x, y) = J_{cx,tot} \cdot \hat{i} + J_{cy,tot} \cdot \hat{j} \quad (6)$$

A partir de la densidad de corriente en cada bloque de la corteza, y multiplicando por la sección transversal correspondiente a cada elemento finito, se obtiene la corriente por la corteza que atraviesa cada bloque. Considerando un conjunto de bloques que constituyen un camino cerrado que rodea "simétricamente" al eje del electrodo (cuadrado) se obtiene el valor total de la corriente por la corteza para ese "radio".

Esto permitirá determinar la corriente que fluye a través de la corteza entre ambos electrodos de PAT y por diferencia la fracción de corriente, que debido a $v(r)$, atraviesa el manto desde la corteza al núcleo. También la diferencia de potencial entre ejes de ambos electrodos de PAT.

En síntesis, conociendo la corriente total de retorno " $i(0)$ " y la diferencia de potencial, se obtiene la resistencia equivalente de retorno en la zona de solapamiento delimitada por " $l-(r_0+r_0')$ ".

Implementación

Dado que la propuesta se da para distancias l entre electrodos de PAT relativamente cortas, en la que seguramente corresponderá la misma geología del subsuelo y aunque el modelo a desarrollar permitirá geologías diferentes, para el caso del presente

trabajo técnico, considerando que se está en la etapa inicial del PID, se ha adoptado que ambos electrodos cuentan con un subsuelo de igual geología, la que se adopta igual al caso 1 tomado de referencia que se encuentra detallado en (Villar, 2018).

Para el "caso en análisis" que a continuación se desarrolla, que fue aplicado solo a la zona de tierra remota entre electrodos, de acuerdo lo antes descrito, se consideraron los siguientes datos:

Características geológicas del subsuelo entre electrodos de PAT:

- Corteza:
Resistividad " $\rho_c = 4 \Omega\text{-km}$ "
Espesor " $h_c = 1 \text{ km}$ "
- Manto:
Resistividad " $\rho_m = 14 \Omega\text{-km}$ "
Espesor " $h_m = 30 \text{ km}$ "

Dimensiones del elemento finito de corteza (bloque) que conforman el área analizada:

$$\begin{aligned} \Delta x &= 1 \text{ km} \\ \Delta y &= 1 \text{ km} \\ \Delta z &= h_c = 1 \text{ km} \end{aligned}$$

Ubicación del electrodo de PAT de cada convertidora:

Coordenadas electrodo de PAT Inversora:

$$x_{inv} = 15 \text{ km}, y_{inv} = 0 \text{ km}$$

Coordenadas electrodo de PAT Rectificadora:

$$x_{rec} = -15 \text{ km}, y_{rec} = 0 \text{ km}$$

Distancia l entre ejes de electrodos de PAT de ambas convertidoras, punto de inyección o extracción de la corriente $i(0)$ y radios de influencia:

$$l = 30 \text{ km} \text{ y } r_i = r_i' = 25 \text{ km}$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados que se muestran a continuación, fueron obtenidos con un programa ad hoc en el software Matlab y complementado con Excel, con el que se calculó: la densidad de corriente total (en la corteza), en la zona de solapamiento de radios de influencia, la distribución de la corriente de retorno por el subsuelo (corteza y núcleo), la diferencia de potencial entre electrodos de PAT, la corriente en cada elemento finito y la resistencia equivalente de la tierra remota delimitada por " $l-(r_0+r_0')$ ".

Graficas de los Vectores Densidad de corriente del inversor y del rectificador actuando solos:

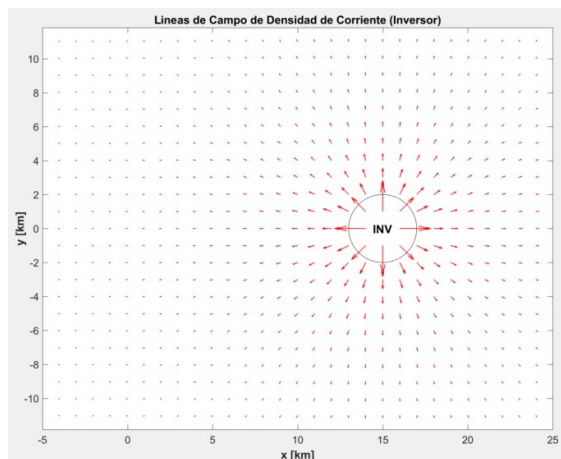


Fig. 5: Campo de Densidad de Corriente Inv.

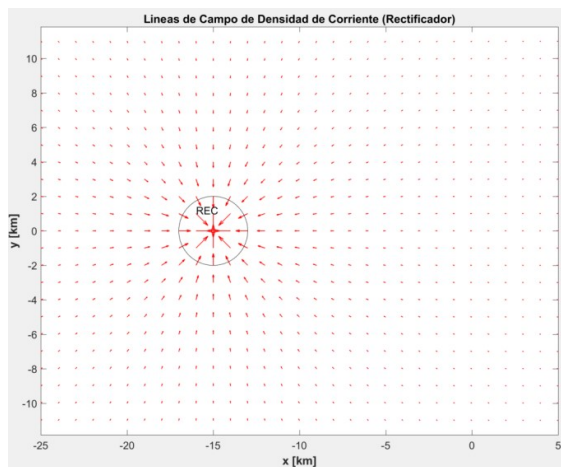


Fig. 6: Campo de Densidad de Corriente Rec.

Las figuras 5 y 6 muestran los campos de densidades de corriente de cada electrodo de PAT actuando solo. A efectos de dar mayor claridad a la configuración de campos, a continuación se muestra en 3 dimensiones la variación de la densidad de corriente en la zona de influencia de cada electrodo de PAT.

Graficas del Módulo del Vector Densidad de corriente del inversor y del rectificador actuando solos:

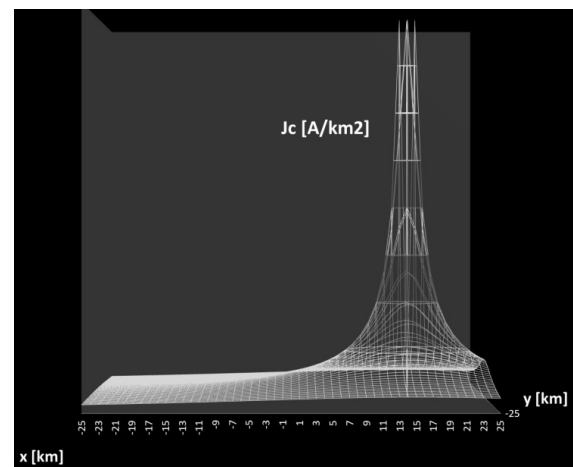


Fig. 7: Modulo de la Densidad de Corriente Inversor

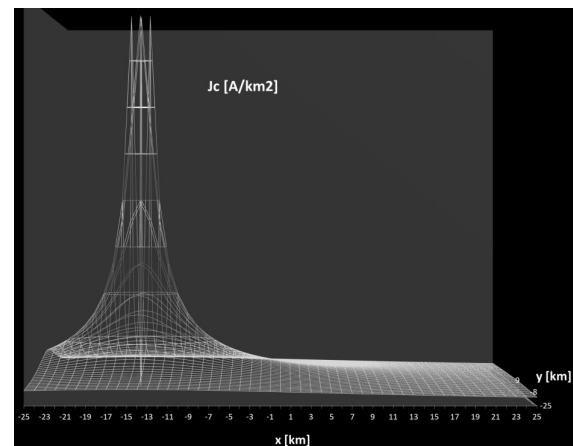


Fig. 8: Modulo de la Densidad de Corriente Rectificador

Es importante aclarar que en los gráficos en los que aparece un solo electrodo,

la corriente es inyectada o extraída como si lo hiciera una fuente de corriente.

En las figuras 7 y 8 se puede observar la empinada pendiente con la que decrece la densidad de corriente en función del radio a partir de que se distribuye en el subsuelo terrestre. Notar que a pocos kilómetros del eje del electrodo la densidad de corriente decrece notablemente. Esto se debe no solo al aumento de la sección transversal de la corteza en función del radio, sino también a la sección transversal del manto (horizontal), función del cuadrado del radio, a través de la cual se deriva la corriente de la corteza al núcleo. Considerando para el “caso en análisis” los electrodos localizados a una distancia $l = 30$ km, en el gráfico de 3 dimensiones, figura 10, se muestra el efecto de la superposición de ambas zonas de influencia.

Composición Vectorial de las Densidades de corriente en función del radio (Inversor + Rectificador)

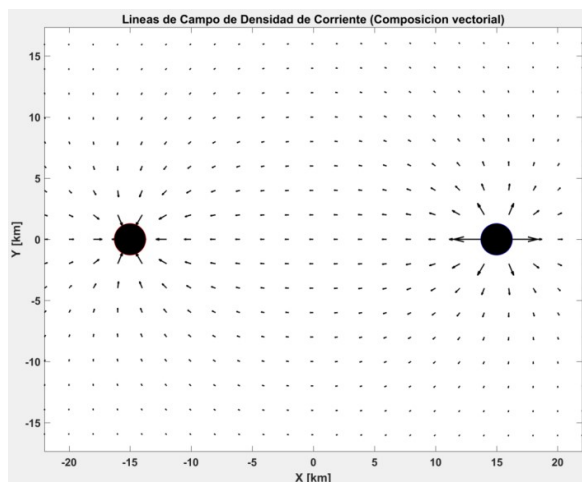


Fig. 9: Campo de Densidad de Corriente

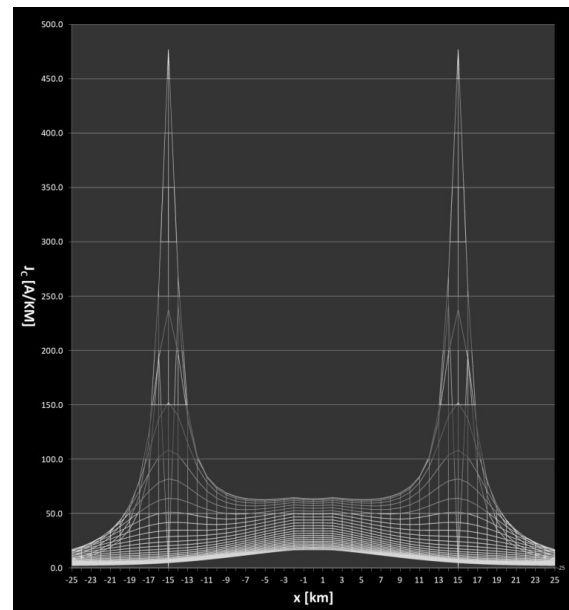
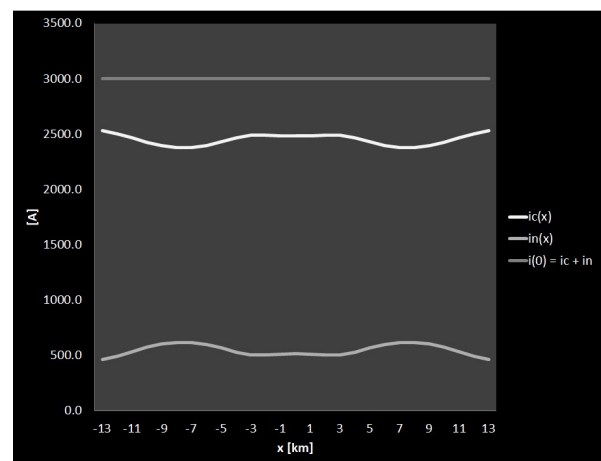


Fig. 10: Modulo de la Densidad de Corriente
Distribución de la corriente de retorno en



el subsuelo terrestre (zona de solapamiento)

Fig. 11: Corriente de retorno $i(0)$ y su distribución por la corteza y por el núcleo

Es interesante notar como entre electrodos de PAT la corriente por la corteza se mantiene prácticamente constante en el orden de 2500 A y complementariamente lo mismo ocurre con la corriente en el núcleo aproximadamente en 500 A.

Diferencia de Potencial entre r_0' y r_0 (zona de solapamiento):

A continuación se presenta un cálculo preliminar aproximado de la diferencia de potencial en la zona de tierra remota influenciada mutuamente, en el espacio determinado por " $l-(r_0+r_0')$ ".

Utilizando la línea de corriente entre electrodos que atraviesa los bloques de corteza localizados a lo largo del eje x (ordenada $y = 0$ km) y las resistencias de los correspondientes bloques, se determinó la diferencia de potencial a lo largo del eje x entre las coordenadas -13 km y 13 km, que resultó en:

$$V[l-(r_0+r_0')] = 6939.75V \quad (8)$$

De acuerdo a lo antes explicado, la resistencia equivalente del subsuelo en la zona de solapamiento entre electrodos, resultó en:

$$R[l-(r_0+r_0')] = 2.3133\Omega \quad (9)$$

CONCLUSIONES

El modelo presentado en este trabajo técnico, que abarca los casos en que la distancia entre electrodos de PAT es " $l < (r_i + r_i')$ ", se basa en la aplicación del principio de superposición a los campos de densidades de corriente que inyecta o extrae, en el subsuelo terrestre, cada convertidora de un enlace HVDC, que para el PID en curso (Villar, 2021), se ha tomado como valor de la distancia " $l = 30$ km".

Este modelo permite determinar la distribución de la corriente de retorno $i(0)$ en

el interior del subsuelo terrestre en la zona de solapamiento entre ambas convertidoras y la diferencia de potencial dada en la distancia medida en "x" entre " r_0' " y " r_0 ". Este último cálculo dado que el PID se encuentra en su etapa inicial, debe ser considerado de carácter preliminar habida cuenta que será profundizado con el avance del PID. Adicionalmente se puede evaluar la resistencia del subsuelo terrestre en la zona correspondiente a la tierra remota entre electrodos de PAT.

El conocimiento cierto de la distribución de la corriente de retorno en la zona de solapamiento de los radios de influencia de ambas convertidoras, en la corteza, permite evaluar pérdidas Joule y potenciales eléctricos, necesarios para el diseño y considerar la problemática relacionada con el impacto ambiental.

Como fue dicho anteriormente, en una etapa posterior del PID en curso se profundizará el análisis ajustando la configuración eléctrica en HVDC y el electrodo de PAT de las convertidoras, a una configuración adecuada para un sistema de transmisión en donde " $l < (r_i + r_i')$ ", generalmente de decenas de kilómetros.

REFERENCIAS

(2017). CIGRE-Working Group B4.61, "General Guidelines for HVDC Electrode Design".

Villar, (2017). PID: "Análisis de la corriente continua de retorno por el subsuelo terrestre de sistemas de transmisión de alta tensión (hvdc) y la prevención de sus efectos" código: ENIFNGP0004937 homologado por el Rectorado de la UTN, disposición SCTyP N° 449/2017

Villar, (2018). “Modelo de Circuito para la Corriente Continua de Retorno en el Interior del Subsuelo Terrestre”, Revista N°31 de “Tecnología y Ciencia” Rectorado UTN, ISSN es 1666-6917 Buenos Aires.

Villar, (2020). *II Jornada de transferencia de transmisión en HVDC.* <https://livestream.com/utnba/seminariohvdc2020>

Villar, (2021). PID: “Determinación del Comportamiento de la Corriente de Retorno en Sistemas de Transmisión en Corriente Continua” código: ENECAGP0008278

Análisis del comportamiento estático y dinámico en líneas de transmisión: una revisión metodológica

Autores: Wyss, Guillermo¹; Castro, Hugo G.²; De Bortoli, Mario E.²

1: Ingeniero Electromecánico, Grupo de Investigación en Mecánica de los Fluidos (GIMEF), Facultad Regional Resistencia, Universidad Tecnológica Nacional. gwyss@yahoo.com

2: Ingeniero Civil, Laboratorio de Mecánica Computacional (LAMEC), Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Nordeste. guillermo.castro@conicet.gov.ar

3: Ingeniero Civil, Secretario de Investigación y Posgrado (FI-UNNE), Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Nordeste. m_debortoli@yahoo.com.ar

Resumen

Los numerosos colapsos que sufren las Líneas de Transmisión de energía eléctrica, tras el paso de tormentas y vientos fuertes, evidencian un esquema de cálculo insuficiente, con respecto a los códigos de diseño estructural, como por ejemplo los Códigos AS / NZS: 7000 (2010), ASCE 74 (2010), entre otros. Se estima que los eventos de vientos de alta intensidad como ráfagas descendentes y tornados, son los responsables de más del 80% de todas las fallas en las Líneas de Transmisión relacionadas con el clima. Investigaciones realizadas por instituciones públicas y privadas, dan cuenta que aún hoy, no se tiene información relevante en lo referente a modelos que representen adecuadamente estos fenómenos, por no considerar un análisis detallado de la interacción del viento sobre los conductores. Esto ha llevado a que deba considerarse el efecto dinámico, con respecto a las características de turbulencia del viento downburst (ráfagas descendentes). De acuerdo con el análisis anterior, los códigos de viento proponen para el cálculo estructural, el análisis de la Torre aislada, y posteriormente la interacción del viento atmosférico con el conjunto de Torre-Líneas de Transmisión de energía. En este trabajo se presenta una revisión de las respuestas de los sistemas y Líneas de Transmisión bajo vientos de alta intensidad, incluyendo mediciones de campo, métodos de simulación numérica, modelado estructural y análisis de modelos Aero-elásticos.

Palabras claves

Líneas. Torres. Vientos. Ráfagas. Fallas. Conductores.

INTRODUCCIÓN

Las Torres de Transmisión de Alta Tensión son las responsables de transportar la energía eléctrica desde la fuente de Generación hasta el sistema de Distribución.

Estas Líneas de Transmisión consisten principalmente en estructuras, compuestas por conductores, aisladores, soportes y cables de protección. El diseño óptimo de las Líneas de Transmisión es importante cuando el sitio de generación se encuentra geográficamente alejado de los centros de población, como en el caso de muchas represas hidroeléctricas en América del Norte y América del Sur. En la mayoría de los casos el diseño de Líneas de Transmisión, se basan en casos de carga estática, carga ambiental, datos estadísticos de la acumulación de viento y hielo. Informes anteriores de colapsos en Líneas de Transmisión, debido a condiciones climáticas, incluyendo vientos de tormenta de alta intensidad, enfatizan la importancia de profundizar la investigación sobre la interacción de estos tipos de vientos con las Líneas de Transmisión. (De Bortoli y otros, 2009). Las vibraciones de interacción entre conductores y estructura como el cambio de velocidad de diseño del viento, no son considerados en las especificaciones actuales de cálculo para el dimensionamiento de la misma. La siguiente revisión muestra un análisis para detallar las cargas y factores naturales que afectan a la estructura Torre y Línea en forma dinámica.

DESARROLLO

2. VIENTOS DOWNBURST (RÁFAGAS DESCENDENTES)

Un downburst se define como una corriente descendente intensa de aire que

induce un viento con altas velocidades en todas direcciones al golpear el suelo. Fujita (1985) definió como una masa del aire frío y húmedo que desciende repentinamente de la base de la nube de tormenta, incidiendo sobre la superficie del suelo, y luego divergiendo horizontalmente desde su centro de impacto, como se muestra en Figura 1.

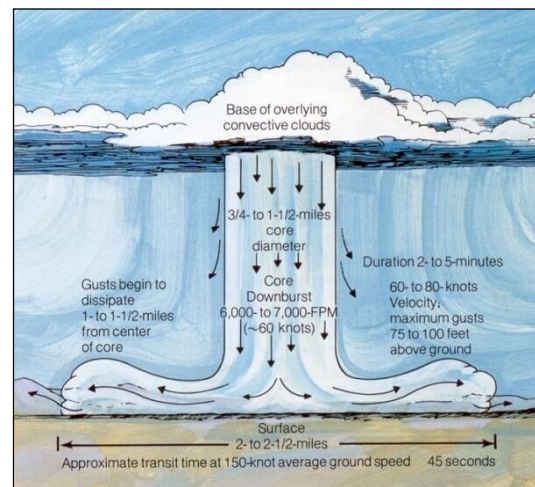


Figura 1. Masa de aire con desplazamiento vertical descendente

2.1 MEDICIONES DE CAMPO

Los trabajos de campo que actualmente se tienen sobre estos tipos de vientos, incluyen investigaciones y estudios meteorológicos en el Norte de Illinois, Aeropuertos Internacionales informados por Fujita (1990), y estudios operacionales sobre clima de FAA / Lincoln Laboratory (FLOWS) reportados por Wolfson y otros (1985). Debido a que su presentación es muy localizada, el número de mediciones disponible es escaso, por ello la mayor parte de la investigación se ha basado en modelos numéricos o modelos físicos en condiciones controladas a escala reducida, buscando predecir su comportamiento y la respuesta de las estructuras a tales eventos.

2.2 MODELADO NUMÉRICO

A continuación, se realiza una breve descripción de los tres modelos numéricos que usualmente se utiliza para reproducir este evento.

2.2.1 ANILLO DE VÓRTICE

En un anillo típico de vórtice, las partículas de fluido se mueven en trayectorias circulares alrededor de un círculo imaginario (el núcleo) que es perpendicular a esas trayectorias. Como en cualquier vórtice, la velocidad del fluido es constante, excepto cerca del núcleo, de modo que la velocidad angular aumenta hacia el núcleo, y la mayoría de la vorticidad se concentra cerca de él como muestra la Figura 2. Existen diferentes modelos de anillos de vórtice entre los que se destacan, “Modelo de anillo de vórtice (Zhu y Etkin, 1985; Ivan, 1986; Vicroy, 1992; Savory et al., 2001)”, simula el anillo de vórtice que se forma durante el descenso de la columna de aire de tiro descendente. Reportado por Savory et al. (2001).

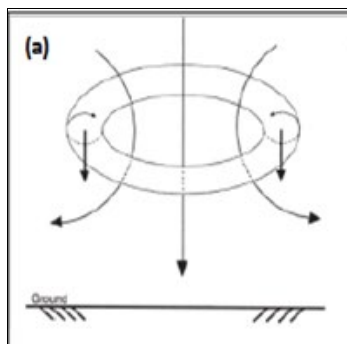


Figura 2. Modelo de Anillo de vórtice

2.2.2 MODELO DE CHORRO DE INYECCIÓN (CHORRO IMPULSIVO)

El modelo de chorro de choque, se basa en la analogía utilizando un chorro impulsivo y una superficie plana. (Fujita, 1985). La Figura 3 muestra el desarrollo y su perfil de velocidad de salida.

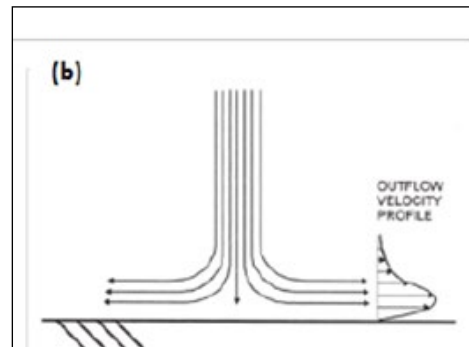


Figura 3. Modelo perfil de velocidad

Con el análisis de modelos en CFD de chorro impactante, pudieron calcular una componente vertical (axial) y horizontal (radial) de la velocidad.

La Figura 4 ilustra en planta un modelo de chorro impactante, las variables espaciales, diámetro del chorro (D_j) y la ubicación del centro de downburst relativo a la Torre en coordenadas polares.

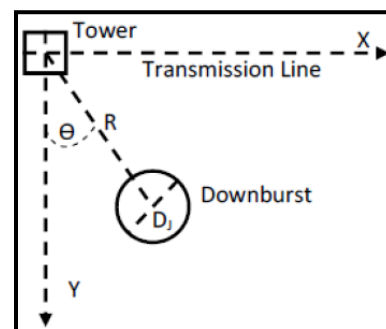


Figura 4. Parámetros de Downburst

Shehata y otros (2005) realizaron un extenso estudio paramétrico para investigar los perfiles de viento downburst, obteniendo el perfil de velocidad máxima. El Damatty y otros (2013), informaron que puede considerarse como una velocidad de referencia de diseño a 10 m de altura. Estas experiencias muestran el comportamiento significativo de la componente vertical (dirección axial) de la velocidad del viento. Se observa que el aumento de la velocidad es mayor que en la componente horizontal (dirección

longitudinal) del sistema. Los valores de velocidad obtenidos en los modelos corroboran con los obtenidos en los ensayos experimentales. Por esta razón es importante tener en cuenta estos valores de velocidad de perfiles para su posterior análisis en los diseños de estructuras en Líneas de Torres de alta tensión.

2.2.3 EL MODELO DE FUENTE DE ENFRIAMIENTO

El método de la fuente de enfriamiento se basa en la introducción del corriente vertical descendente implementado a través de una fuente de enfriamiento dentro del dominio computacional que simula la disminución de la temperatura en la base de la nube, aumentando la densidad del aire hasta que provoca su descenso de forma repentina. La Figura 5 muestra un esquema del modelo descripto.

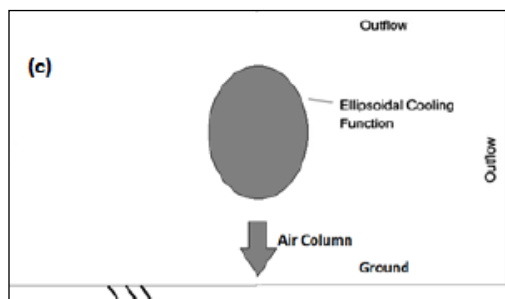


Figura 5. Modelo de Fuente de enfriamiento

Mason et al. (2009) implementaron el método de fuente de enfriamiento basado en un método seco, no hidrostático, sub-nube y modelo asimétrico.

Los códigos de diseño definen la velocidad del viento como la suma de una velocidad media constante y una velocidad fluctuante (La mayoría de los estudios focalizan la caracterización de estos eventos únicamente a través de la reproducción de la variación espacial de la velocidad media)

3. MODELADO Y SIMULACIÓN

Los estudios actuales sugieren que la investigación sobre la carga de viento estática de la estructura de la línea de la Torre no es suficiente para reducir accidentes y mejorar la fiabilidad de la línea de Transmisión, en particular bajo fuertes condiciones de viento. Para evaluar la estabilidad de un sistema de Torre-línea, se introdujo la comparación entre cargas estáticas y dinámicas tomando como objeto de estudio la línea de Transmisión Leiwen que pertenece a China Southern Power Grid Limited Company. De acuerdo con la estructura real de la línea de Transmisión, se generó un modelo de análisis de elemento finito que contiene tres Torres y dos segmentos de Línea como muestra la Figura 6, los vanos entre las tres Torres se encuentran a 339 y 327 metros respectivamente, se utilizó como software de análisis dinámico el programa Ansys. Se diseñó la Línea de Transmisión para una velocidad máxima del viento de 35 m/s a una altura de 10 m.

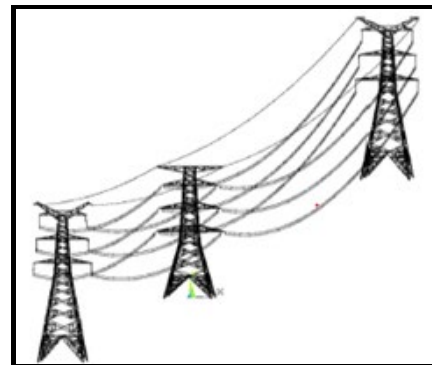


Figura 6. Modelo de elementos finitos de tres Torres y dos tramos de Líneas

3.1 SIMULACIÓN DE CARGA DE VIENTO

La velocidad de 35 m/s a la altura de 10m se establece como valor promedio. La variación de la velocidad del viento en general, tiende a aumentar con un incremento de altura de la estructura, obstaculizando la simulación de la

velocidad en cada nodo. El modelo final de elementos finitos, es mostrado en Figura 7.

La velocidad del viento se considera como la carga, convirtiéndose en valores de presión, aplicados en las Torres y Líneas. Por lo tanto, el procedimiento adoptado en el presente estudio, es la discretización de la Torre y la selección de nodos de altura promedio de cada sección como puntos representativos.

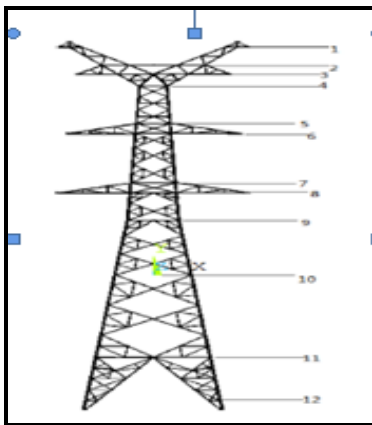


Figura 7: Modelo discretizado de la Torre

Se analizaron distintas distribuciones de la tensión debido a cargas de viento provocados por diferentes ángulos de incidencia sobre la Torre. La simulación indica que la tensión de compresión máxima se produce principalmente en las barras principales, cerca del pie de la Torre. Para evaluar la estabilidad del sistema Torre-línea, la tensión máxima en la Torre se obtiene del análisis dinámico.

La distribución de la tensión en la Torre presenta una variación constante en la velocidad instantánea, lo que conduce a un cambio en la ubicación de la tensión máxima y ocasionalmente obstaculiza la extracción de información en ese lugar. Como se muestra en Figura 8, a medida que aumenta la tensión, la relación se convierte en no lineal. Además, a medida que aumenta la velocidad del viento, el efecto del ángulo se vuelve más

prominente, lo que demuestra que la función exponencial se puede utilizar para describir la relación entre la máxima tensión y la velocidad del viento.

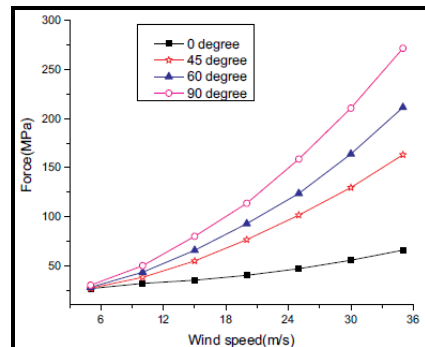


Figura 8. Relación entre la carga del viento y la tensión

3.2 LA RELACIÓN ENTRE TENSIÓN, VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO

Bajo diferentes condiciones de viento, la Torre exhibe diferentes dinámicas. La relación entre la tensión, la velocidad del viento y su dirección se observa en Figura 9. En ordenadas se ubica la tensión en Mpa, en abscisas, la velocidad del viento y sobre el eje de cotas, la dirección del viento en grados.

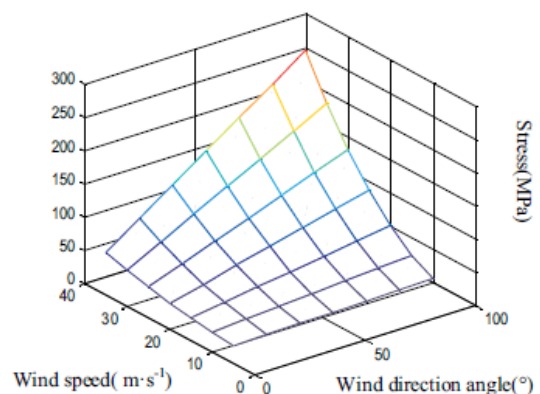


Figura 9. Variación entre tensión, velocidad y dirección del viento

3.3 MODELO AEROELÁSTICO

La interacción del sistema meteorológico y estructural produce una respuesta de la Torre que se amplifica notablemente debido a la existencia de

conductores. Cuando se trata de analizar la vibración en el sistema de Línea y Torre, usualmente se utiliza el modelo aeroelástico. La figura 10 muestra los componentes de un sistema Línea y Torre.

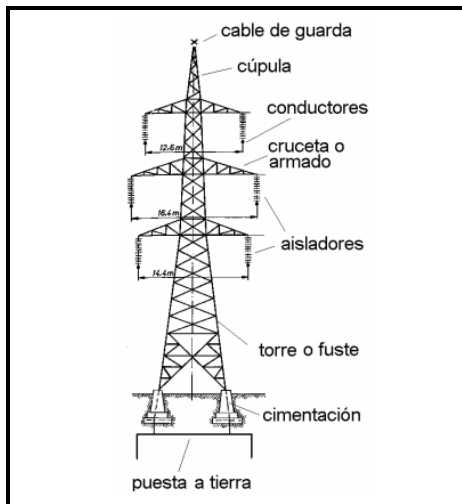


Figura 10. Sistema Torre y conductores

Huang et al. (2012) investigaron el modelo aeroelástico en un sistema de Líneas y Torres de largo alcance cuya altura real alcanzó los 370 m.

Este estudio experimental se concentró en la carga de ráfagas y el factor de respuesta dinámica de la Torre. Liang et al. (2015) diseñó una prueba para un sistema de línea y Torre de Transmisión de 500 kV, en el que se discutieron las propiedades dinámicas de la Torre, con y sin Líneas.

El estudio analítico-numérico sobre las respuestas inducidas por el viento en el sistema Línea y Torre, también fue abordado por otros investigadores. Se construyeron modelos dinámicos del sistema Línea y Torre, utilizándose para analizar la estabilidad de la Torre sometidas a vientos fuertes (Yasui et al., 1999; Battista et al., 2003). La vibración inducida por el viento en el sistema de Líneas y Torres, es compleja y los problemas que pueden ocurrir son

diversos, por lo que los investigadores prestan atención a diferentes aspectos. La literatura reciente se refiere al comportamiento dinámico de los conductores, como el galope, la vibración eólica y el amortiguamiento (Yan y otros, 2012; Barry y otros, 2013). Otros estudios se centran en el comportamiento mecánico y la seguridad de la Torre bajo la acción del viento (Klinger et al., 2011; Rao y otros, 2010). Como sistema, la Torre y el conductor se influyen mutuamente, por lo que el efecto de vibración de acoplamiento siempre está presente. A diferencia de la Torre única, el sistema de Línea y Torre, tienen diferentes modos de vibración, debido a la existencia de cables. Debido a ello, las frecuencias naturales de la Torre se reducen ligeramente y las relaciones de amortiguamiento aumentan notablemente. Con el fin de explorar la propiedad dinámica del sistema de Línea y Torre verificando el modelo de prueba, se construyó un modelo numérico como muestra la Figura 11.

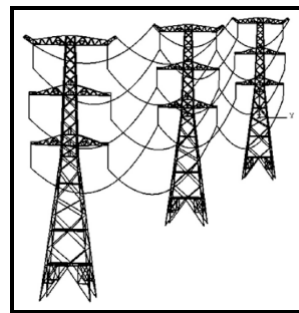


Figura 11. Modelo numérico del sistema de Líneas y Torre.

3.4 PROPIEDADES DINÁMICAS DEL SISTEMA TORRE – LÍNEA Y TORRE

Los resultados obtenidos indicaron, que las propiedades dinámicas del sistema Línea y Torre, estarían más influenciadas por la vibración de los conductores que el sistema de Torre sola. La figura 12,

muestra la ubicación de los sensores y la dirección del viento para el análisis.

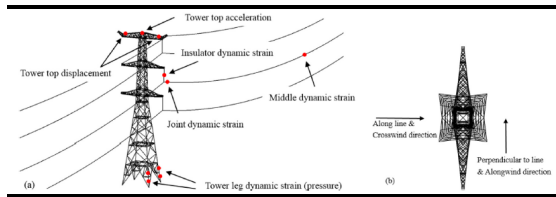


Figura 12. Sensores y dirección del viento

Las variaciones de desplazamiento y tensión dinámica en sistemas de Torre y Línea, se producen en todos sus componentes y en mayor grado sobre la parte superior de la Torre, amplificándose con el aumento de la velocidad del viento y la longitud de la línea. De acuerdo con las conclusiones anteriores, se puede pensar que, para la propia Torre, su comportamiento dinámico no es tan susceptible al cambio de velocidad del viento, pero cuando se conectan cables a la misma, el aumento de tensión debido al movimiento de los cables bajo carga de viento, es considerable. EL cable, es el componente que conduce a la variación de las propiedades dinámicas del sistema Línea y Torre, por lo tanto, estos resultados deben ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar estructuras de este tipo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4. MODELADO ESTRUCTURAL DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN BAJO CARGA DESCENDENTE

4.1 TORRE DE CELOSÍA Y CABLES DE RETENCIÓN

Shehata et al. (2005) desarrollaron un modelo de elementos finitos para simular la Torre y los cables de conexión como un elemento de marco tridimensional,

lineal, de dos nodos con tres grados de libertad de traslación y tres de rotación por nodo. Cada miembro de la Torre fue simulado por un elemento. Se asumieron conexiones rígidas entre los miembros de la Torre ya que estos están conectados físicamente mediante conexiones atornilladas que pueden transferir momentos. Los conductores se estudiaron por separado y luego se revirtieron y aplicaron sus reacciones, en los puntos de conexión de la Torre. Para la carga de downburst, se desarrolló un procedimiento para ampliar el campo de velocidades de un pequeño chorro de viento (Hangan et al., 2003). Ladubec y otros (2012). El análisis lineal de Shehata, Damatty (2008) y estudios de respuesta de la Torre, mostraron un aumento del 20% en las fuerzas axiales máximas, de los soportes principales, resultando en una menor capacidad de falla de la estructura.

4.2 LÍNEAS CONDUCTORAS

Debido a las consecuencias de provocar corte de suministro de energía, Shehata y otros (2005) analizaron diferentes modos de falla para Torres de Transmisión expuestos a vientos tipo downburst.

Concluyeron que el modo de falla más crítico se debía a la variación de las fuerzas de tracción longitudinales, de las Líneas de Transmisión de energía eléctrica, sobre las Torres, debido a que la fuerza longitudinal resultante transmitida a los brazos de la Torre, provocaba un momento de flexión fuera del plano en estudio.

Para profundizar este análisis, Aboshosha y El Damatty (2013a) realizaron un estudio paramétrico para verificar los valores esperados de las fuerzas longitudinales de tracción sobre el conductor, llegando a la conclusión de que existe un aumento sobre la tensión media de los conductores; tensión que no se tiene en cuenta a la hora de

dimensionar las estructuras de las Torres de Transmisión Eléctrica.

El Damatty y otros (2013) demostraron que la respuesta estructural del conductor es altamente no lineal en diferentes tipos de conductores y experimentan diferentes respuestas basadas en las características y propiedades del conductor.

Llegaron a la conclusión de que los principales parámetros que afectan a las fuerzas longitudinales y transversales de un conductor, son su material, área de sección transversal, área proyectada, longitud del aislador y la profundidad de las bases.

El análisis de elementos finitos (FEA) con modelos no lineales (Koziey y Mirza, 1994) ha sido modificado por Gerges y El Damatty (2002), para incluir los efectos geométricos, y fue utilizado por Shehata y otros (2005), para reproducir con precisión las propiedades de la Línea conductora prediciendo sus reacciones.

Shehata y otros (2005) informaron que modelar seis tramos de conductores, como se muestra en la Figura 13, es suficiente para obtener resultados precisos de las fuerzas transmitidas desde el conductor hacia una Torre.

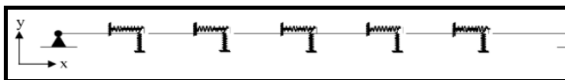


Figura 13. Modelado de la línea de Transmisión en estudio

Posteriormente Aboshosha y El Damatty (2013b), desarrollaron una técnica numérica para analizar los conductores de múltiples vanos, para vientos de alta intensidad. El comportamiento no lineal de los conductores, conducirá a un análisis de elementos finitos y procesamiento de datos, que requieren muchas iteraciones para diferentes configuraciones de downburst, llegando

al caso crítico de carga (Aboshosha y El Damatty, 2013b).

Existe la necesidad de una técnica computacionalmente eficiente, que pueda analizar conductores en múltiples tramos bajo carga vertical y horizontal para vientos de alta intensidad, que incluya las propiedades del conductor.

CONCLUSIONES

En nuestro país, para el dimensionamiento de las cargas de viento sobre las Torres de Alta Tensión, se encuentran vigentes los siguientes reglamentos:

Especificaciones Técnicas GC-IE-T-N°1 edición 1979 de la extinta empresa del estado Agua y Energía Eléctrica (AyEE), el reglamento AEA-95301 edición 2003 de la Asociación Electrotécnica Argentina y la Guía de Diseño General de Líneas de Transporte por Distribución Troncal 2009 de la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA). Reglamento CIRSOC 102 edición 2005 del Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles y otras normas de países con mayor desarrollo como la norma IEC 826 edición 1991 de la Comisión Electrotécnica Internacional, el manual ASCE N° 74 edición 1991 de la Sociedad Americana de Ingenieros Civiles, la norma NBR 6123 edición 1987 de la Asociación Brasileira de Normas Técnicas, la norma Eurocode 1: EVN 1991-2-4 edición 2005 del Comité Europeo de Normalización (CEN) y finalmente la norma DIN VDE 0210/12.85 de la Comisión Alemana de Tecnologías Eléctricas, Electrónicas y de Información (DKE) que sirvió de base para la ET GC-IE-T-N°1 de AyEE.

Estos reglamentos definen el cálculo de la carga de viento como el producto de una presión dinámica de referencia,

dependiente de la velocidad del viento y la altura sobre el terreno, por un coeficiente adimensional de fuerza en función de la geometría de la Torre, considerando vientos sinópticos que se desplazan en grandes extensiones.

Los eventos caracterizados por flujos descendentes intensos, durante tormentas eléctricas, que posteriormente resultan en un flujo expansivo horizontal de fuertes vientos cerca la superficie, son vientos de difíciles detecciones por su corta duración, no estacionarias y muy localizadas.

La respuesta estructural del conjunto, Torre, Conductores, Aisladores y Cables de Protección, con respecto a estos tipos de vientos, han identificado configuraciones críticas en estos sistemas, debido a la variación de fuerzas de tracción longitudinales en los conductores, constituyendo la principal causa de accidentes en Torres y Líneas de Transmisión de energía eléctrica.

Sería importante profundizar, el análisis y estudio, de un sistema acoplado de Línea y Torre, observando su comportamiento dinámico, bajo carga de viento Downburst y creando un modelo numérico, que dé respuesta a los distintos estados de carga.

REFERENCIAS

RESPUESTA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A VIENTOS DE DOWNBURST

De Bortoli, M., Marighetti, J., Udrizar Lezcano, S. (2009) "Strong Atmospheric Wind over Electric Transmission Tower approaching". International Seminar on Modeling and Identification of Structures Subjected to Dynamic Excitation. Emphasis to Transmission Lines Evento em homenagem aos 70 anos do Prof. Jorge Daniel Riera

12 - 14 de julho de 2009 Bento Gonçalves - Brasil

Fujita (1985) Fujita, T.T. (1985), "The downburst: microburst and macroburst", SMRP Research Paper 210, University of Chicago, USA.

Fujita (1990), Fujita, T.T. (1990), "Downbursts: meteorological features and wind field characteristics", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 36, 75-86.

Wolfson et al. Alabama. (1985) Wolfson, M. M., DiStefano, J.T. and Fujita, T.T. (1985), "Low-altitude wind shear characteristics in the Memphis, TN area", Preprints of the 14th Conference on Severe Local Storms, October 29 – November 1, Indianapolis, IN, USA, American Meteorological Society, 322–327

Hjelmfelt (1988). Hjelmfelt, M.R. (1988), "Structure and life cycle of microburst outflows observed in Colorado", Journal of Applied Meteorology 27, 900–927.

Fujita (1990), Fujita, T.T. (1990), "Downbursts: meteorological features and wind field characteristics", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 36, 75-86.

(Zhu y Etkin, 1985; Zhu, S. and Etkin, B. (1985), "Model of the wind field in a downburst", Journal of Aircraft 22, 595-601.

Ivan, 1986 Ivan, M. (1986), "A ring-vortex downburst model for flight simulations." Journal of Aircraft 23, 232-236.

Vicroy, 1992 Vicroy, D. D. (1992), "Assessment of microburst models for downdraft estimation", Journal of Aircraft 29, 1043-1048.

Savory et al. (2001). Savory, E., Parke, G.A.R., Zeinoddini, M., Toy, N., and Disney, P. (2001), "Modelling of tornado and microburst-induced wind

loading and failure of a lattice transmission tower”, *Engineering Structures* 23(4), 365-375.

(Fujita, 1985). Fujita, T.T. (1985), “The downburst: microburst and macroburst”, SMRP Research Paper 210, University of Chicago, USA.

El Damatty et al. (2013) El Damatty, A.A. and Hamada, A. (2013), “Behaviour of guyed transmission line structures under tornado wind loads - Case studies”, *Electrical Transmission and Substation Structures 2012: Solutions to Building the Grid of Tomorrow*, 4-8 November 2012, ASCE, Columbus, OH, USA, 193-204.

El Damatty, A., Hamada, A. and Elawady, A. (2013), “Development of critical load

cases simulating the effect of downbursts and tornadoes on transmission line structures”, *Proceedings of the 8th Asia-Pacific Conference on Wind Engineering*, 10-14 December, Chennai, India.

Shehata et al. (2005) Shehata, A.Y., El Damatty, A.A. and Savory, E. (2005), “Finite element modeling of transmission line under downburst wind loading”, *Finite Elements in Analysis and Design* 42(1), 71-89.

(Shehata y El Damatty, 2007) Shehata, A.Y. and El Damatty, A.A. (2007), “Behaviour of guyed transmission line structures under downburst wind loading”, *Wind and Structures* 10(3), 249-268.

Shehata et al. (2005) Shehata, A.Y., El Damatty, A.A. and Savory, E. (2005), “Finite element modeling of transmission line under downburst wind loading”, *Finite Elements in Analysis and Design* 42(1), 71-89.

(Hangan et al., 2003). Hangan, H., Roberts, D., Xu, Z. and Kim, J. (2003), “Downburst simulation. Experimental and numerical challenges”, *Proceedings of the 11th International Conference on*

Wind Engineering, 1-5 June, Lubbock, TX, USA.

Ladubec et al. (2012) Ladubec, C., El Damatty, A.A. and El Ansary, A.M. (2012), “Effect of geometric nonlinear behaviour of a guyed transmission tower under downburst loading”, *Proceedings of the International Conference on Vibration, Structural Engineering and Measurement (ICVSEM 2012)*, 19-21 October 2012, Shanghai, China, Trans Tech Publications, 1240-1249.

Shehata y Damatty (2008) Shehata, A.Y. and El Damatty, A.A. (2008), “Failure analysis of a transmission tower during a microburst”, *Wind and Structures* 11(3), 193-208.

Aboshosha y El Damatty (2013a) Aboshosha, H. and El Damatty, A. (2013a), “Downburst induced forces on the conductors of electric transmission lines and the corresponding vulnerability of towers failure”, *CSCE 2013 Conference*, 29 May – 1 June, Montreal, Canada.

(Darwish et al., 2010). Darwish M., El Damatty A. and Hangan, H. (2010), “Dynamic characteristics of transmission line conductors and behaviour under turbulent downburst loading”, *Wind and Structures* 13(4), 327-346.

(Aboshosha y El Damatty, 2013b). Aboshosha H and El Damatty A. (2013b), “Numerical technique for the reactions of transmission line conductors under high intensity winds”, *Wind and Structures*, (Accepted for Publication).

Irvine (1981) Irvine, H.M. (1981), “Cable structures”, MIT Press, Cambridge, MA, USA.

Ishac, M.F. and White, H.B. (1994), “Effect of tornado loads on transmission lines”,

Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 10-15 April 1994, IEEE, Chicago, IL, USA, 521-527.

Ahmadi-Kashani y Bell (1988) y Wei et al. (1999) Wei, P., Bingnan, S. and Jinchun T. (1999), "A catenary element for the analysis of cable structures", *Applied Mathematics and Mechanics (English Edition)* 20(5), 0253-4827.
Kim y Hangan (2007). Hangan, H. and Kim, J. (2007), "Numerical simulations of impinging jets with application to downbursts", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 95(4), 279-298.
Davenport (1967), Davenport, A. G. (1967), "Gust loading factors", *ASCE Journal of the Structural Division* 93(3), 11-34.
Holmes et al. (2008) Holmes, J.D., Hangan, H.M., Schroeder, J.L., Letchford, C.W. and Orwig, K.D. (2008), "A forensic study of the Lubbock-Reese downdraft of 2002", *Wind and Structures* 11(2), 137-152.

MODELADO Y SIMULACIÓN

[1] Hu Y, Liu K, Wu T, et al. Analysis of influential factors on operation safety of transmission line and countermeasures. *High Voltage Eng* 2014;40(11):3491-9.
[2] Tianwei LI, Jiang S, Zhao J, et al. Wind accident analysis of southern grid coastal region transmission line. *High Voltage Apparatus* 2016;52(6):23-8.
[3] Yang F, Yang J, Han J, et al. Study on the limited values of foundation deformation for a typical UHV transmission tower. *IEEE Trans Power Deliv* 2010;25(4):2752-8.
[4] Gupta S, Wipf TJ, Fanous F, et al. Structural failure analysis of 345 kV transmission line. *IEEE Trans Power Deliv* 1994;9(2):894-903.

[5] Yu QQ, Gu XL, Li Y, et al. Collapse-resistant performance of super-large cooling towers subjected to seismic actions. *Eng Struct* 2016; 108:77-89.
measures of anti-typhoon. *Mod Ind Econ Inform* 2015;5(20):67-8.

MODELO AEROELÁSTICO

Barry, O., Oguamanam Donatus, C.D., Lin, D.C., 2013. Aeolian vibration of a single conductor with a Stockbridge damper. *Proc. IMechE Part C J Mech. Eng. Sci.* 227 (5), 935-945. Battista, R.C., Rodrigues, R.S., Pfeil, M.S., 2003. Dynamic behavior and stability of transmission line towers under wind forces. *J. Wind. Eng. Ind. Aerod.* 91 (8), 1051-1067. Huang, M.F., Lou, W.J., Yang, L., et al., 2012. Experimental and computational simulation for wind effects on the Zhoushan transmission towers. *Struct. Infrastruct. E.* 8 (8), 781-799. Klinger, C., Mehdiانpour, M., Klingbeil, D., et al., 2011. Failure analysis on collapsed towers of overhead electrical lines in the region Münsterland (Germany) 2005. *Eng. Fail. Anal.* 18 (7), 1873-1883. Liang, S.G., Zou, L.H., Wang, D.H., et al., 2015. Investigation on wind tunnel tests of a full aeroelastic model of electrical transmission tower-line system. *Eng. Struct.* 85, 63-72. Rao, N.P., Knight, G.M.S., Lakshmanan, N., et al., 2010. Investigation of transmission line tower failures. *Eng. Fail. Anal.* 17 (5), 1127-1141. Yan, Z.M., Yan, Z.T., Li, Z.L., et al., 2012. Nonlinear galloping of internally resonant iced transmission lines considering eccentricity. *J. Sound. Vib.* 331 (15), 3599-3616. Yasui, H., Marukawa, H., Mommura, Y., et al., 1999. Analytical study on wind-induced

vibration of power transmission towers.
J. Wind. Eng. Ind. Aerod. 83 (1–3), 431–
441.

Protección contra rayos en granjas fotovoltaicas: una revisión de las prácticas actuales y recomendadas

Germán R. Zamanillo, Leonardo D. Sanchez, Edgardo F. Florena, Gabriel N. Campetelli , Juan C. Gómez y Hernán Rovere

IPSEP, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta 36, Km. 603, Río Cuarto, Córdoba, Tel. +54-0358-4676251; gzamanillo@ing.unrc.edu.ar

Resumen – La implementación de granjas fotovoltaicas de gran superficie en zonas rurales, en nuestro país es una realidad. No obstante, el estudio de la necesidad de la instalación de protección contra rayos y sobretensiones de las mismas es precoz. El objetivo de este trabajo es el de evaluar mediante la aplicación de estándares internacionales, la necesidad de la protección externa y seleccionar la protección interna. En general estas plantas vienen como paquetes cerrados y con protecciones internas por sobretensión, definidas para plantas sin protección externa contra rayos. El alcance de la protección necesaria depende en gran medida del nivel de actividad de los rayos en el sitio del proyecto. El riesgo de descargas de rayo debe evaluarse durante la fase de diseño de forma detallada. Para las densidades cerámicas de gran parte de nuestro país, la protección externa contra rayos debería ser instaladas en plantas fotovoltaicas de gran superficie, pero esto no se observa y en las que se pueden observar no son adecuadas. Los métodos y modelos que se presentan en este trabajo pueden guiar a los ingenieros diseñadores a discernir si corresponde proteger ante impactos directos y si es así, entre un sistema de protección aislado y no aislado, a los elementos a proteger y la correspondiente selección de protección interna contra sobretensiones de los distintos elementos del sistema.

Palabras claves – Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS); Evaluación de riesgo para un sistema fotovoltaico; Generación fotovoltaica; Protección externa e interna contra sobretensiones; Sistema de protección contra rayos (SPCR).

V. INTRODUCCIÓN

En general es común que las plantas fotovoltaicas tomen medidas modestas para proteger los equipos de los rayos [1]. La protección con un sistema contra rayos adecuado para grandes granjas fotovoltaicas, se debe realizar en función a la evaluación del riesgo de impacto de rayo, con determinación del mismo, que indique la mejor solución técnica económica para cada caso, no solo para minimizar el riesgo de choque eléctrico al personal de la planta, sino también prevenir y controlar los daños del sistema ante impacto del rayo directo o indirecto. En razón a la gran superficie que cubren estas granjas fotovoltaicas se ven especialmente amenazadas por descargas durante las tormentas eléctricas. Esto es significativo, ya que, para grandes granjas fotovoltaicas, las inversiones de capital son importantes. Esto hace que se deba adoptar un sistema de protección adecuado no solo para que disminuyan las primas de los seguros, sino también para minimizar las pérdidas de ingresos debidas a fallas por impacto directo o inducido de rayos. En general el costo de una protección adecuada interna y externa es un porcentaje bajo del costo total de la obra y también en comparación con las pérdidas de ingresos por la pérdida de generación.

Para la evaluación de riesgo se debe utilizar la referencia [2], con la que se pueden determinar las pérdidas de vidas humanas, de servicios públicos y económicas.

Las normas que se deben tener en cuenta para una protección contra rayos y sobretensiones en plantas fotovoltaicas de forma global son la serie IEC 62305 (partes 1 a 4). La parte 1[3] enumera términos, daños debidos a rayos por impacto directo e indirecto, necesidades y medidas de protección, parámetros de corriente del rayo y criterios básicos para la protección de estructuras y servicios. La Parte 2 [2] proporciona el método de evaluación de riesgos para seleccionar la combinación

óptima de medidas de protección. La parte 3 [4] se refiere al sistema de protección contra rayos (SPCR) y trata de la protección, dentro y alrededor de una estructura, contra daños físicos y lesiones a los seres vivos debido a tensiones de contacto y paso en las proximidades del sistema de protección. Define también el tipo y la ubicación de un SPCR externo, aislado o no de la estructura a proteger (sistema de captación de aire). La Parte 4 [5] considera la protección contra el impulso electromagnético del rayo (LEMP) para los sistemas eléctricos / electrónicos. Junto a éstas también se debe usar la IEC 60364-7-712 [6], que se aplica a la instalación eléctrica de sistemas fotovoltaicos, sobre los equipos de la instalación fotovoltaica y trata solo en lo que respecta a su selección y aplicación en la instalación. Éstas proporcionan un criterio cuando los datos relevantes están disponibles, para llevar a cabo una evaluación de riesgos y valorar si se requiere protección contra sobretensiones transitorias, medidas a tomar contra influencias electromagnéticas, sean éstas por descargas atmosféricas o debidas a maniobras, la selección de los niveles de tensión de protección U_p de los descargadores de sobretensión y la tensión soportada al impulso para los módulos y los equipos de conversión cuando no hay información disponible. La normativa IEC 61643-32 [7] que describe los principios para la selección, instalación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) destinados a su uso en sistemas fotovoltaicos de hasta 1500 V CC y para el lado de corriente alterna (CA) del sistema fotovoltaico con capacidad nominal de hasta 1000 V 50 / 60 Hz, cubre la instalación fotovoltaica, que se extiende desde un campo fotovoltaico o un conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados para incluir el cableado asociado y los dispositivos de protección y el inversor o conjunto de inversores hasta el punto de conexión en el cuadro de distribución o el punto de suministro de la red pública. Esta norma se complementa con la IEC 61643-12 [8], que describe los

principios para la selección, operación, ubicación y coordinación de los DPS que se conectarán a circuitos de alimentación de CA de 50/60 Hz y equipos con capacidad nominal de hasta 1000 V. Estos dispositivos contienen al menos un componente no lineal y están destinados a limitar las sobretensiones y desviar las sobrecorrientes a tierra.

Todas las normas mencionadas anteriormente se deben tener en cuenta, para realizar correctamente la instalación de los equipos de generación, conversión y protección de los sistemas fotovoltaicos, brindando protección contra rayos y sobretensiones, apropiadas para cada caso. Este conocimiento de las normativas integra la determinación de la necesidad de protección con la selección de las medidas de protección adecuadas para reducir el riesgo a un nivel tolerable mediante la Evaluación de riesgos.

VI. EVALUACIÓN DE RIESGOS

Cuando se realiza una protección contra rayos, el primer paso es calcular los riesgos probables en base a distintas cuestiones inherentes a la misma estructura a proteger. El riesgo se define como el valor de las pérdidas anuales medias probables (seres humanos y bienes) debido a los rayos, en relación con el valor total (seres humanos y bienes) del objeto a proteger [2]. Esto significa que No es posible lograr una protección 100% eficiente contra descargas directas de rayos y sobretensiones, pero es posible lograr valores de riesgo bajo aceptables de tales escenarios. En [1] se indica que la valoración del riesgo de impacto de rayo se debe evaluar durante la fase de detalle de diseño, utilizando [2].

El procedimiento para evaluar la necesidad de protección contra rayos de una estructura o servicio se muestra en Figura 1 [2].

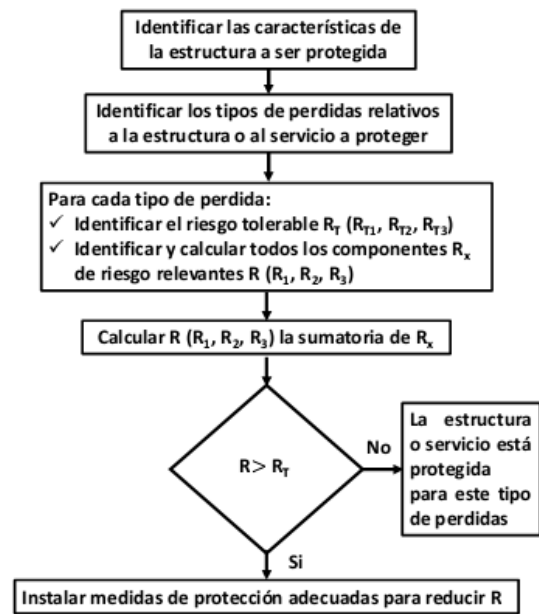


Figura N°1 – Procedimiento para evaluar la necesidad de protección contra rayos de la estructura.

En [3] se desarrolla la necesidad y conveniencia económica de protección contra rayos de la estructura u objeto a evaluar, en base a la clasificación de cada tipo de daño, solo o en combinación con otros, que puede producir una pérdida consecuente diferente en el objeto o estructura a proteger. El tipo de pérdida que puede aparecer depende de las características del propio objeto o estructura. Se consideran los siguientes tipos de pérdidas:

- L1: pérdida de vidas humanas;
- L2: pérdida de servicio al público;
- L3: pérdida de patrimonio cultural;
- L4: pérdida de valor económico (estructura y su contenido, servicio y pérdida de actividad).

Las pérdidas del tipo L1, L2 y L3 son pérdidas de valores sociales, mientras que la pérdida tipo L4 es una pérdida puramente económica, para nuestro caso de granja fotovoltaica, L3 no se evalúa por la característica del sistema.

Las pérdidas están relacionadas a las fuentes de daños por impactos de rayos que pueden ser directos o indirectos a las estructuras y/o servicios, en [3] se reconocen cuatro fuentes diferentes de daños:

- S1: impactos de rayos a la estructura;
- S2: impactos de rayos cerca de la estructura;
- S3: impactos de rayos a un servicio;
- S4: impactos de rayos cerca de un servicio.

Se puede ver en figura N°2, las fuentes de daños sobre el sistema de paneles fotovoltaicos de una granja solar. Se distinguen tres tipos básicos de daños que pueden aparecer como consecuencia de los rayos:

- D1: daño a seres vivos;
- D2: daño físico;
- D3: falla de sistemas eléctricos y electrónicos.

En donde cada tipo de daño, solo o en combinación con otros, puede producir los tipos de pérdidas descritos anteriormente. Conociendo las pérdidas correspondientes a las estructuras y a los servicios, se evalúa si es necesaria o no la protección externa contra rayos de la estructura, y con ello se puede concretar la protección interna, esto se hace utilizando [2]. Para ello se debe tener en cuenta los riesgos relevantes (donde el riesgo, es el valor de la pérdida anual promedio probable), correspondientes a los tipos de pérdida informados anteriormente de las estructuras y/o servicios R1 a R4 (similar a L1 a L4).

VII. PROCEDIMIENTO BÁSICO PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

Se debe seguir el siguiente procedimiento de evaluación de riesgos:

- identificación de la estructura a proteger y sus características;
- identificación de todos los tipos de pérdida en la estructura y el riesgo correspondiente R;
- evaluación del riesgo R para cada tipo de pérdida R1 a R4;
- evaluación de la necesidad de protección, comparando el riesgo R1, R2 y R3 para la estructura con el riesgo tolerable RT representativo, definidos en [2] o acordados entre el propietario y el diseñador;
- evaluación de la rentabilidad de la protección mediante la comparación de los costos de la pérdida total con y sin medidas de protección.

En este caso, se realizará la evaluación de los componentes de riesgo R4 con el fin de evaluar dichos costos, en [2] se dan los procedimientos para su cálculo y en [9] un ejemplo en una instalación fotovoltaica sobre un edificio. Otra orientación es comparar el riesgo R4 con un riesgo tolerable definido por el propietario del sistema fotovoltaico, que estará relacionado con el desembolso que debe realizar el propietario a la compañía aseguradora.

VIII. COMPONENTES DE RIESGO

Componentes de riesgo para una estructura debido a descargas de rayos en la propia estructura:

- RA - componente relacionado con lesiones a seres vivos por tensiones paso y contacto;
- RB - componente relacionado con daño por salto de arcos o chispas peligrosas dentro de la estructura por incendio o explosión;
- RC - componente relacionado con la falla de los sistemas internos causada por el pulso electromagnético del rayo;

Componente de riesgo para una estructura debido a descargas de rayos cerca de la estructura:

- RM: componente relacionado con la falla de los sistemas internos causada por el pulso electromagnético del rayo;

Componentes de riesgo para una estructura debido a descargas de rayos a un servicio conectado a la estructura:

- RU - componente relacionado con lesiones a seres vivos por tensiones de contacto dentro de la estructura, debido a la corriente del rayo inyectada en una línea que entra en la estructura;
- RV - componente relacionado con daño físico (incendio o explosión) debido a la corriente del rayo transmitida a través o a lo largo de los servicios entrantes;
- RW - componente relacionado con fallas de los sistemas internos causadas por sobretensiones inducidas en las líneas entrantes y transmitidas a la estructura.

Componente de riesgo para una estructura debido a descargas de rayos cerca de un servicio conectado a la estructura:

➤ RZ - componente relacionado con la falla de los sistemas internos causada por sobretensiones inducidas en las líneas entrantes y transmitidas a la estructura.

En el caso en donde el riesgo de pérdida evaluado, sea menor al riesgo tolerable correspondiente ($R_x \leq RT_x$), no es necesaria realizar la protección contra el rayo, pero en el caso de ser mayor, se deben aplicar medidas de protección para satisfacer la condición de $R \leq RT$ para todos los riesgos que correspondan. Estas medidas adicionales se realizarán de acuerdo con la participación de cada componente de riesgo que afectará en el riesgo total R evaluado.

La estructura a considerar para la evaluación de riesgos debe incluir:

- la propia estructura;
- instalaciones en la estructura;
- contenido de la estructura;
- personas en la estructura o en las zonas hasta 3 m desde el exterior de la estructura;
- ambiente afectado por daños a la estructura.

Se puede evaluar cada uno de los componentes de riesgo de interés, mediante una expresión similar a la siguiente:

$$R_x = N_x \cdot P_x \cdot L_x \quad (1)$$

dónde:

N_x es el número de eventos peligrosos por año;

P_x es la probabilidad de daño a la estructura;

L_x es la pérdida consiguiente.

Para caracterizar las medidas de protección, en [3] se definen distintos niveles de protección contra rayos (NPR) y es un número relacionado con un conjunto de valores de parámetros de corriente del rayo relevantes para la probabilidad de que los valores de diseño máximos y mínimos asociados no se excedan en las descargas de rayos naturales. El nivel de protección contra rayos se utiliza para

diseñar las medidas de protección externas e internas de acuerdo con el conjunto relevante de parámetros de corriente del rayo. Se dividen en cuatro los niveles de protección contra rayos (I a IV). El NPR I es el más severo (la probabilidad de ocurrencia de un rayo con parámetros de corriente mínima o máxima fuera del rango de valores definidos por [3] para NPR I es menor al 2%), obteniendo un nivel de protección alto, siendo el IV el menos severo, obteniendo un nivel de protección bajo.

IX. RIESGO TOLERABLE RT

Si bien en [2] se dan valores representativos de RT de riesgo tolerable de pérdida de vidas humanas y pérdida de valores culturales (ver Tabla N° 1), es responsabilidad de la autoridad competente identificar el valor del riesgo tolerable para cada caso, no siempre está disponible o definido por la misma, con lo que, de no disponer de estos valores, se deben tomar los aportados por [2].

Tabla N°1 – Valores representativos de R_T

Tipos de pérdidas		R_T (años ⁻¹)
L_1	Perdidas de vida humanas o lesiones permanentes	10^{-5}
L_2	Perdidas de servicios públicos	10^{-3}
L_3	Perdidas de patrimonio cultural	10^{-4}

En lo que respecta a la pérdida de valor económico (L_4), la ruta a seguir es la comparación costo-beneficio que indica [2]. Se puede usar si los datos para este análisis no están disponibles, un valor representativo del riesgo tolerable $RT = 10^{-3}$.

X. EVALUACIÓN DE RIESGO PARA UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

El procedimiento descrito anteriormente se debe adaptar al caso de un sistema fotovoltaico.

El riesgo de pérdida de vidas humanas (Riesgo R1) no es relevante generalmente para las

granjas fotovoltaicas de gran superficie o sistemas fotovoltaicos a nivel. En estas plantas de energía solar (PES) no hay presencia de personas, pues existe un cerco perimetral o vallado, y generalmente están situadas en zonas rurales, solo puede haber personal calificado de mantenimiento dentro del predio que tienen los elementos de seguridad básicos, además, éstos permanecen muy poco tiempo [9] en las zonas de los paneles, inversores y estaciones elevadoras de BT/MT. Se deberá tener en cuenta en la sala de control o monitoreo y en el sector de mantenimiento y deposito si los hay. En algunos casos las PES pueden tener sistemas de advertencia de tormentas [10], dando avisos para el resguardo al personal, por lo que, los componentes de riesgo RA y RU no tendrían relevancia en general en la mayoría de los componentes de la granja. El riesgo de incendio es insignificante y el de explosión es nulo (la estructura fotovoltaica es sustancialmente incombustible) y con un conveniente diseño en caso de colocación de protección externa, con un sistema de bajada o conexiones a tierra adecuada y con un sistema de tierra apropiado al NPR seleccionado, se puede evitar el salto de arcos o chispas en los componentes de los paneles fotovoltaicos [4], por lo que los componentes de riesgo RB y RV tampoco tienen relevancia. En caso de no tener protección externa (considerando la correcta equipotencialización de las instalaciones según [1]), se los debería analizar, si bien seguirían siendo bajos, éstos serían mayores a si se colocan protecciones externas.

El riesgo de pérdida de servicio público (Riesgo R2) no se considera por lo general, porque el quedar fuera de servicio una PES, no influye en el servicio público [9], si bien el quedar fuera de servicio, puede generar pérdidas económicas y será valorado con el riesgo R4.

Por tanto, el único riesgo a considerar es la pérdida de valor económico (Riesgo R4) con sus componentes de riesgo RB y RC, para impactos directos sobre los paneles, RM para impactos cercanos a los paneles, RV y RW para impactos directos a los servicios (líneas de

potencia, auxiliares y comunicación) y RZ para impactos cercanos a los servicios anteriores.

Los componentes de riesgo, por ejemplo, para los módulos fotovoltaicos en una planta de energía solar por impactos directos y cercanos a una estructura se resumen en figura N°2.

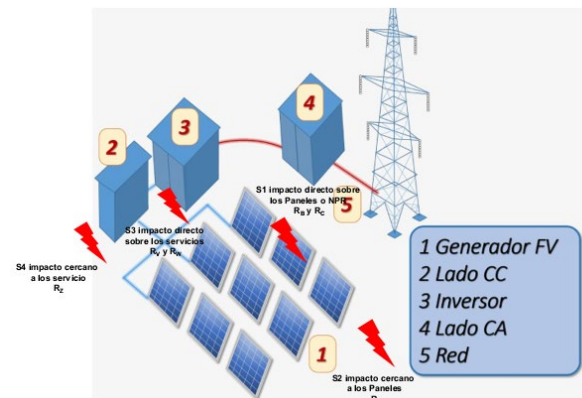


Figura N°2 - Componentes de riesgo en una planta de energía solar por impactos directos y cercanos a una estructura.

En este caso, los componentes de riesgo más notables de los nombrados son RC, RM, RW y RZ. Inicialmente, para reducir el riesgo R4 a un nivel tolerable sin realizar una protección externa con algún nivel de NPR, se debe cumplir con la protección interna con DPS (si no se logra reducir este valor con esta, se debe determinar entonces el nivel de la protección externa NPR apropiado y adecuar a los parámetros de corriente del rayo para el NPR seleccionado, a las protecciones internas por DPS), entonces para valorar esta protección interna, sin la externa, inicialmente, se comienza a proteger internamente los sistemas contra las acciones del rayo, para lo cual se debe adoptar las medidas siguientes:

Para reducir el componente RC por impacto directo sobre los paneles fotovoltaicos; Como se indicó anteriormente, este se relaciona con la falla de los sistemas internos causada por el pulso electromagnético del rayo, al no haber protección externa su valor será máximo. Queda claro que cuando se utiliza un SPCR externo de un determinado

NPR, destinado a interceptar un rayo que impactaría sobre la estructura con un sistema de captación de aire y conducir la corriente del rayo de forma segura hacia la tierra utilizando un sistema de bajada, (la corriente conducida es la que provoca el pulso de forma controlada), en donde si es separado de la estructura (aislado) o está soportada sobre la misma (parte de la corriente circula por la estructura), cambiarán las tensiones inducidas sobre el sistema estudiado (serán menores las tensiones inducidas cuando sea aislado a la estructura, si existe esta protección), si no existe protección externa, el impacto generalmente será en el marco de los paneles. La colocación de DPS coordinados con la aislación de los paneles y resto de la instalación, junto a una adecuada instalación del cableado, realizada con las reglas del arte, minimizando los bucles o áreas de los cableados de los paneles [6], de la alimentación en CC, disminuye su valor. Si existiera protección externa su valor sería mínimo.

Para reducir el componente RM por impacto cercano a los paneles fotovoltaicos se debe tener:

- Un sistema con DPS coordinado en la línea de CC de la instalación fotovoltaica, según la configuración adoptada.
- Un sistema con DPS coordinado en la línea comunicación y control si los paneles son móviles y/o se tiene medida de los bloques de paneles solares cuando sea galvánica la misma, que ingresa a la instalación fotovoltaica (estructura).
- Un sistema con DPS coordinado en la línea de BT de servicios auxiliares que ingresa a la instalación fotovoltaica (estructura).

Para reducir los componentes RW por impacto directo y RZ por impacto cercano a los servicios;

- Deben ser protegidos todos los conductores que ingresen o egresen de los módulos fotovoltaicos además de los de energía en CC de salida o CA de entradas de servicios. Por ejemplo, en caso de poseer algún

servicio eléctrico para los movimientos de los paneles solares, o algún vínculo galvánico de señal de posicionamiento y control de los paneles. La alimentación subterránea ayuda mucho a minimizar los efectos para descargas directas o cercanas respectivamente sobre los servicios. Pero se pueden anular si se los puede canalizar en cañerías metálicas o con cables blindados, ya sea para los cables de potencia, servicios, control y comunicaciones, sobre todo para distancias mayores a 50 m [11].

Si el riesgo tolerable no disminuye lo suficiente entonces, se deberá adoptar un sistema de protección contra rayos externo para disminuirlo y su eficacia será de mayor a menor según el nivel de protección contra rayos elegida sea de I a IV.

Más adelante se verá que para el caso de los paneles solares fijos, solo se debe seleccionar una correcta coordinación en la línea de corriente continua (CC) pues la línea de alimentación de alterna se encontrará en otra estructura que es el inversor, que es alimentado por esos paneles solares y en otro lugar (salvo que los inversores sean modulares y se coloque debajo de los paneles) que para este caso los mismos estarán protegidos por los paneles contra los impactos directos y se consideraran como componentes internos a la estructura, que en ese caso sería de los paneles o conjunto fotovoltaico, lo mismo ocurre con las cajas de combinación de CC según las configuraciones que se adopten.

En plantas fotovoltaicas se tienen distintas configuraciones eléctricas de módulos fotovoltaicos interconectados que funcionan como una unidad generadora de electricidad. En donde se emplean múltiples bloques de módulos fotovoltaicos y de equipos de conversión de energía de variados arreglos [1] [11].

Por lo tanto, en una granja fotovoltaica de gran envergadura, se deberán analizar e identificar las estructuras y servicios del parque fotovoltaico y calcular para cada uno de ellos

el riesgo tolerable para poder evaluar los mismos y con estos definir las distintas protecciones a conseguir. Básicamente se tendrá como estructuras a analizar:

- Los paneles fotovoltaicos o unidad generadora de electricidad;
- Las cajas o cuadros de combinación de CC;
- Las cajas o cuadros de servicios eléctricos para movimiento de los paneles, control y comunicaciones;
- Los inversores o unidad de conversión de energía que son alimentados por varios grupos de los conjuntos fotovoltaicos anteriores y generalmente incluye la estación transformadora de BT a MT;
- Salas de control, mantenimiento y almacenes;
- Estación transformadora de MT a AT, generalmente esta última ya está protegida por la distribuidora.

Para cada una de las estructuras se deberá evaluar las condiciones y determinar el riesgo tolerable correspondiente, en algunos casos según la configuración adoptada, puede considerarse bloques como el conjunto de paneles, las cajas de combinación en corriente directa y cuadros de servicios eléctricos y comunicación otro bloque los inversores y la estación elevadora de BT/MT y un tercer bloque la sala de control.

XI. ASPECTOS SOBRE LAS DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A ANALIZAR

Al analizar los paneles fotovoltaicos, el tamaño de estas estructuras a considerar no es la superficie total del campo solar, esta dependerá de las distintas configuraciones eléctricas de los conjuntos de módulos fotovoltaicos interconectados, que tienen una conexión galvánica de soporte mecánico y eléctrico en serie y/o en paralelo, que alimenta a un equipo de conversión de energía, esta alimentación es un servicio para la estructura (como lo es también para el convertidor). También estos conjuntos pueden tener distintas configuraciones dependiendo si son de paneles

fotovoltaicos de inclinación fija, de inclinación ajustable, de seguimiento de un solo eje o de seguimiento de dos ejes, en donde para su movimiento y control tienen conducciones galvánicas que también son servicios adicionales de la estructura. Luego de definida la estructura a evaluar, puede calcularse el área colectora que dependerá del ancho y largo del conjunto definido anteriormente y la altura de los paneles para la peor posición. Luego hay que evaluar entre otros:

Aspectos sobre las características de la estructura analizar

- El riesgo de incendio y daños físicos, que es muy bajo como se dijo anteriormente;
- La eficacia de apantallamiento del entorno, de la granja fotovoltaica, que generalmente está en zonas rurales, con bajo apantallamiento debido a árboles y estructuras edilicias, lo que hace que sea más propensa a recibir impactos directos;
- El tipo de cableado entre los paneles y las cajas de conexión de las cadenas, generalmente sin apantallar, en donde si recibe impacto directo o cercano es más problemático debido al pulso electromagnético de la corriente del rayo.
- Si se analiza el cableado interno de los módulos de los inversores, que generalmente se encuentra con el transformador de BT/MT, dependerá de si el contenedor de toda la estructura es metálico o de mampostería y a su vez si se encuentra en el mismo ambiente que el conjunto de módulos de los inversores que alimentan la estación elevadora.

Aspectos sobre las influencias ambientales de la estructura analizar

- Situación respecto a los alrededores, no todas las cadenas de paneles se comportan de la misma forma, si existen desniveles en el terreno, las cadenas de paneles que estén en las lomas tendrán mayores posibilidades de recibir una descarga que las que estén en los valles. De esta misma manera sucede con los inversores. Si la estructura es aislada o no.

- El factor ambiental, urbano o rural;
- El N° de días de tormenta de la zona (días tormenta/año o la densidad anual equivalente de rayos por km²).

Aspectos sobre las líneas de alimentación eléctrica y otros servicios de la estructura analizar

- Sobre los paneles fotovoltaicos, la alimentación en CC y si corresponde otras para servicios en CA, generalmente sin apantallar y alimentación subterránea, si no existe vínculo en las cajas de conexión de la alimentación de CC con la de servicios de CA y comunicaciones también se deben evaluar y configurar en lo respecta a las protecciones.
- Los inversores con las distintas entradas de CC de las cadenas de paneles que lo alimentan, los servicios auxiliares de alimentación que ingresan y egresan, los de control de los paneles y comunicaciones, como así también, la de ingreso de las condiciones atmosféricas. Todos generalmente subterráneos y sin apantallar. Generalmente un inversor es alimentado por distintas cadenas de paneles fotovoltaicos y junto a él está el transformador de BT/MT en un mismo contenedor o estructura metálica y se puede considerar como un único conjunto, en donde mejora las características debido a la aislación galvánica de MT a BT y el apantallado a la salida del inversor en CA de BT que alimenta al mismo. Generalmente el transformador de BT/MT es alimentado por varios inversores formando una unidad de conversión de energía, estos inversores están alimentados por varios grupos de los paneles solares, cada inversor en sí mismo, debiera de estar en una caja “estanca” o compartimiento “estanco” o jaula de Faraday y suministrar energía a una barra de BT común que alimenta a un único transformador de BT a MT.

Aspectos sobre las medidas de protección de las estructuras a analizar

Puede inicialmente evaluarse, no protegerlas externamente y ver si el riesgo de pérdida económica R4 evaluado para ese caso (sobre el sector que se analiza) y con la colocación solamente de protecciones internas (DPS en el lado de CC, CA, comunicación y control), se logra un valor menor al de riesgo tolerable RT, si por el contrario resulta un valor mayor, se debe seleccionar un NPR externo, de I a IV.

Es importante destacar que independiente a si se realiza la protección externa, se deben colocar los DPS a todos los inversores y servicios [11] y el mantenimiento de la “estanqueidad” de los inversores es muy importante.

El tipo de protección contra incendios, manual o automático; se evalúa en instalaciones industriales de gran envergadura en donde el conjunto fotovoltaico esta sobre el techo de la estructura del edificio y corresponde sobre todo al sistema del propio edificio, en lo que respecta al tipo de protección contra incendio. Donde para el caso de granjas fotovoltaicos no se aplica [12], si bien existen diversas causas que lo pueden producir, para las granjas solares, solo se debe controlar el crecimiento de malezas, generalmente dos veces al año, realizando un desmalezado para cuidar los paneles y conexiones eléctricas. Esta actividad se realiza previo al período donde las lluvias y clima favorece el crecimiento de la flora y en la época de sequía, bajar la carga de fuego. Es claro, que los defectos de aislamiento en el circuito de CC es una situación de riesgo de incendio por sobrecarga en los descargadores de sobretensión, dependiendo si el sistema de CC esta flotante o referido a tierra. Cuando aparecen fallos de la aislación serie o paralelo [12], que pueden impactar en estos dispositivos de protección por sobretensiones, producidos por defectos de aislamiento en el circuito de alimentación de los paneles y en donde se pueden ver en esa condición, superados los valores de la tensión U_c de estos, entrando en la zona de avalancha térmica e incendio de los mismos. Se logra minimizar el riesgo de incendio por sobrecarga en un descargador y lo pone a este en un estado eléctrico seguro, si se

utilizan los descargadores adecuados para paneles solares.

Otros elementos a evaluar, son las estructuras de los módulos de celdas que son alimentados por los distintos grupos de paneles fotovoltaicos, estos son los equipos de conversión de energía que comprenden generalmente los inversores, los transformadores elevadores de tensión de BT a MT, comunicación y control, con entrada de una o varias líneas de CC, una salida de CA por cada inversor, salidas de comunicación galvánicas, control de posición de los paneles, comunicación con las estaciones meteorológicas, alimentación de servicios auxiliares, etc.. Estos equipos de conversión de energía tienen una menor área que las cadenas de módulos de paneles fotovoltaicos y generalmente comparados con estos tienen una mayor elevación sobre el terreno. Pueden estar ubicadas totalmente en un contenedor metálico (jaula de Faraday) o de mampostería, pueden contener los inversores y el transformador elevador o estar separados. El mejor comportamiento se da, cuando los inversores y el transformador se ubican como una sola unidad y en un contenedor metálico, cada uno de los componentes tiene su propio cuadro o tablero. Como generalmente hay un único PLC que maneja el conjunto de inversores que alimenta a ese transformador elevador, la mejor condición de compatibilidad se da cuando la comunicación de los inversores se realiza con fibra óptica. Si la misma es cableada de forma galvánica, cuando pasa de un contenedor a otro contiguo, debería colocarse DPS en la frontera del cambio y realizar el cableado interno con cañerías metálicas entre los tableros. Si no se realiza esto, todas las ventajas de los cuadros eléctricos de exterior individuales para cada inversor y uno para el controlador principal se pueden ver afectadas y entonces se podrían colocar en un mismo ambiente, dentro de la estructura de mampostería con sus cuadros individuales y junto al transformador estándar. Por supuesto que en este último caso existiría una mayor superficie utilizada.

Aspectos sobre las medidas de protección de los servicios a analizar

Con respecto al cableado en general de BT, puede decirse que el que corresponde a CC es el de mayor longitud, le sigue el de CA para los servicios auxiliares [1], para movimiento de los paneles, refrigeración de los inversores, los de control y comunicación, estos últimos en menor medida pues se utiliza fibra óptica para la comunicación entre los inversores y la sala de control del parque solar. Si bien se debe aplicar el concepto para todo tipo de cableado en general, para reducir la influencia debida al pulso electromagnético de la corriente del rayo, por impacto directo o cercano, a las estructuras o servicios, por ejemplo, con respecto a los paneles fotovoltaicos, todos los cables de CC deben instalarse de manera que los cables positivo y negativo de la misma cadena y el cable de la matriz principal se agrupen para disminuir el área [6], evitando la creación de bucles en el sistema, esta medida junto a la ubicación de la protección interna contra sobretensiones, en las cajas de conexiones de los conjuntos de paneles fotovoltaicos, lo más cerca posible de estos; logra disminuir la influencia del pulso. Si bien a diferencia del anterior el área captadora al impacto del rayo, es muy inferior a la de un inversor, en el convergen la alimentación de CC de varios conjuntos de paneles fotovoltaicos (además de otros servicios ya nombrados). Este es muy sensible al pulso electromagnético de la corriente del rayo (por la electrónica interna), debido generalmente al impacto directo de rayo, pero también (en menor medida) al cercano; por lo que se deben proteger todos los sistemas eléctricos en CC entrantes, como el de CA de BT salientes, dependiendo de las distintas configuraciones. También al inversor le ingresan servicios a los sistemas electrónicos del inversor y a los PLCs que controlan los sistemas de monitorización, condiciones medioambientales, etc.. Estas protecciones se deben hacer con descargadores de sobretensión de distintos niveles de tensión de alimentación y tipo de corrientes: I_N , I_{Max} , I_{Imp} , I_T (según corresponda) y se deberá seleccionar los DPS de la granja solar de

corrientes adecuadas contra rayo. Un problema que muchas veces no se tiene en cuenta. Lo que define los niveles de corriente del rayo y tipo de corriente y características del descargador dependerá si el parque tiene o no protección externa contra el rayo, si la tiene, cual es el NPR que se haya seleccionado para el mismo, lo que condiciona las características de los DPS.

Aspectos sobre los dispositivos de protección por sobretensión (DPS)

En general lo que caracteriza a un DPS, es su tensión de operación permanente U_c (que nunca debe ser superada en el lugar de colocación) y es común a todos los DPS, su nivel de protección resultante U_p (que debe ser menor al Nivel Básico de Aislación de los equipos a proteger, para obtener un buen margen de protección) en donde se debe comparar el U_p resultante de los descargadores con lo que soportan los equipos a ser protegidos y al menos debería ser mayor o igual al 20%, el margen de protección [7], esta última referencia también informa los valores mínimos de nivel básico de aislación que deberían tener los distintos componentes del sistema fotovoltaico, en función de la tensión nominal si no se tiene la información disponible. El Tipo o Clase de DPS que puede ser 1,2,3 o I, II, III respectivamente, la I_{imp} y la I_T para los Tipo 1, con forma de onda de corriente 10/350 μs , I_N y una I_{Max} para los tipos 2, con forma de onda de corriente 8/20 μs y para los Tipo 3, con I_N con forma de onda combinada, de tensión 1,2/50 μs y de corriente 8/20 μs , estos últimos se los utiliza internamente para la protección de los equipos internos y deben estar colocados siempre aguas debajo de un DPS tipo 2 y a bornes del equipo a proteger.

En [7] se dan los distintos criterios y requerimientos en instalaciones fotovoltaicas, por ejemplo, cuando no se realiza una protección externa a las estructuras analizadas, o sea no se coloca ningún NPR externo, estos criterios deben ser adaptados (a las configuraciones que se tengan) a los conjuntos de paneles fotovoltaicos, Inversores y

transformador elevador, sala de control, etc., según la disposición adoptada para cada caso. Los DPS que se pueden utilizar cuando no hay NPR, son todos los de Tipo 2 o Clase II, con una I_N y una I_{Max} , que se refiere a corrientes con forma de onda 8/20 μs entre sus características. O sea que se pueden colocar todos los DPS de Clase II. En cambio, si se le realiza una protección externa con algún NPR, que cumpla con las distancias de separación, para considerarlo aislado al elemento a proteger (lo cual siempre que se pueda es mejor, pues entonces la corriente del rayo, no circula por la aparamenta metálica de la estructura a proteger, en caso contrario si no es aislado, siempre una parte de la corriente del rayo circula por la estructura), pero la diferencia ahora, es que se los debe seleccionar por una I_{imp} y una I_T que se refiere a corrientes con forma de onda 10/350 μs que manejan más energía, por lo que tiene que ser Clase I [7]. Estos se colocan en el borde o frontera, cuando salen de la estructura considerada, el resto pueden ser de Clase II. Existen distintas combinaciones según como este compuesta la salida del inversor y la alimentación de BT a la SET, y si comparten la estructura contenedora o no, por lo que se debe analizar cada caso particular. Las corrientes mínimas de los DPS para colocar en el lado de CC según [6] y [7] son:

- La mínima corriente nominal I_N para Tipo 2 es de 5 kA con forma de onda 8/20 μs por modo de protección;
- El mínimo impulso de corriente I_{IMP} para Tipo 1 es de 12,5 kA para NPR III y IV por modo de protección. Si bien en estas últimas referencias aconsejan seleccionar la I_{IMP} por medio de un cálculo por simulación, para determinar correctamente el valor.

Se deberá tener en cuenta para el lado de CA y CC, que las corrientes seleccionadas de los DPS dependerán de la cantidad de conductores que conduzcan o evacuen una parte de la corriente de la descarga de rayo considerada y esta dependerá del NPR seleccionado (ver tabla N°2). El 50% de la corriente de rayo para un impacto directo a una estructura se considera que drena a tierra y el 50% restante

se conduce por los servicios y a mayor cantidad de conductores menor necesidad de corriente de los DPS. Para la selección de los DPS para comunicaciones y señales se debe ver [3], [4] y [7].

Tabla N°2-Valores de corriente de impulso que deben manejar los DPS por impacto de rayos.

Valores de corriente de impulso que deben manejar los DPS por impacto de rayos							
NPR	Directo a la estructura		Directo a la estructura	Cerca de la estructura	Directo al servicio		Cerca del servicio
	S1 (10/350 µs)		S1 (8/20 µs)	S2 (8/20 µs)	S3 (10/350 µs)		S4 (8/20 µs)
	Bipolar por conductor	Tetrapolar por conductor	Acoplamiento inductivo	Corriente inducida	Bipolar por conductor	Tetrapolar por conductor	Acoplamiento inductivo
I	50 kA	25 kA	10 KA	0,2 kA	20 kA	10 kA	5 kA
II	35 kA	17,5 kA	7,5 kA	0,15 kA	15 kA	7,5 kA	3,75 kA
III/IV	25 kA	12,5 kA	5 kA	0,1 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA

Otros aspectos a tener en cuenta

Con respecto a la instalación de los DPS, las distancias de separación, método de conexión según esquema de neutro, sección de conexionado, etc., se deben ver las referencias [4], [5], [6], [7], [8] y [11]. Para realizar correctamente la equipotencialización de los equipos ver referencias [6] y [11], para los arreglos de los conductores de protección se debe ver [6], para las secciones de estos conductores de igualación de potencial entre los equipamientos, se debe ver la IEC 60364-5-54, [8] y [4]. Lleve o no protección externa los paneles fotovoltaicos y los inversores es recomendable la colocación alrededor de los mismos de un conductor de tierra que rodee cada bloque o conjunto de paneles e inversores y realizar la interconexión entre ellos (para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados). De esta misma manera la equipotencialización de la ET principal con las distintas SET se debe realizar con un conductor de tierra adicional, sobre todo si se usan cables de MT unipolares, en donde la malla del cable de tierra, está vinculada en un solo lado del cable.

La sala de control además de los servicios eléctricos, gas, agua y otros, convergen los de comunicación y control y se debe tener en cuenta que existe personal permanente en el mismo, de guardia y control. Por lo que, en este caso, si se debe tener en cuenta en la evaluación el riesgo de pérdida de

vidas humanas (Riesgo R1) las componentes RA y RU, en donde pueden ser relevantes.

En lo que respecta a la implementación de una protección externa de un determinado NPR, lo ideal es que estos sean aislados a la estructura a proteger, para la aplicación a la unidad de conversión de energía, que generalmente está compuesta por varios inversores e incluye la estación transformadora de BT a MT, es fácil lograrlo sin que genere interferencias mediante captadores aéreos autoportantes, colocados cerca de las unidades y a una altura adecuada según el NPR seleccionado para que cubra la unidad y que no interfieran produciendo sombras en los paneles cercanos. En lo que respecta a la protección externa aislada de los paneles, es un poco más complicado, si bien se puede utilizar la misma metodología que lo expuesto anteriormente, pero las distancias disponibles pueden producir sombras sobre algunos paneles cercanos, en los más alejado solo penumbra. Pero muchas veces el problema es que quedan al medio de algunos pasillos interfiriendo el tránsito en los mismos. Una opción a evaluar, es la colocación de hilos de guarda, en la dirección de las filas y con sus anclajes fuera de los pasillos, estos hilos en la dirección de las filas de los paneles, con una altura adecuada, en donde solo produzca penumbra, si bien es más caro que el caso anterior. Por último, la colocación de los captadores aéreos sobre la misma estructura de los paneles, es lo más económico, pero tiene el problema planteado anteriormente, de dejar conducir una parte de la corriente del rayo por la misma estructura, con los problemas que se han comentado anteriormente.

La estación transformadora de MT a AT, si bien se debe proteger, en general la misma ya tiene una protección con hilos de guarda y descargadores de sobretensión en los niveles de MT y AT realizadas bajo las normativas y regulaciones de la distribuidora. En las estaciones transformadoras de BT/MT, en el lado de MT a pesar que generalmente se sale por medio de cables subterráneos y llega a la SET de MT a AT es conveniente la colocación de descargadores de MT de al menos de corriente nominal de 5 kA de distribución

servicio normal, si la MT sale mediante cables subterráneos a una línea aérea troncal recolectora se deberá evaluar en base a la cantidad de SET de BT/MT que existan en las cercanías, si se pueden colocar los mismos que en el caso anterior o si la densidad cerámica es alta y son pocas las SET se recomienda la colocación de descargadores tipo distribución servicio pesado de In 10 kA. En el lado de BT de la SET, dependerá si la misma es compacta (en un mismo ambiente) como se explicó anteriormente o si está separada de los inversores. En el primer caso se pueden colocar Tipo 2, en el segundo Tipo 1, pero se deben analizar cada caso y configuración.

XII. CONCLUSIONES

Se ha mostrado la metodología a seguir para la aplicación de la norma IEC 62305-2 [2] a una planta fotovoltaica de gran envergadura. Se dan los criterios para evaluar la misma, para determinar si se tiene la necesidad de instalación de una protección contra rayos, en base a los distintos componentes involucrados, si bien en [7] se indica que generalmente un NPR III es suficiente para plantas solares a nivel, no es lo que se observa que tengan implementadas en la mayoría de las plantas solares en nuestro país y en las que ya poseen una protección externa, varias han tenido problemas por no tener protección externa, por la mala implementación de las protecciones externas o debido a una inadecuada equipotencialización de los sistemas de servicios que convergen a los inversores. Por otro lado, se da una guía de las normativas a utilizar para el desarrollo, durante la fase de detalle de diseño, de los distintos elementos que componen una planta solar y de las condiciones que se deberían tener en cuenta valorar, para minimizar los efectos del rayo en los servicios que alimentan los paneles, los inversores y el sistema de acometida en CA. Se dan las características mínimas que debieran tener los DPS en el lado de CC y AC, dependiendo de la configuración adoptada.

REFERENCIAS

- [1] Ground-mounted photovoltaic power plants – Design guidelines and recommendations, IEC TS 62738, Edition 1.0 2018-08
- [2] Protection against lightning – Part 2: Risk management, International Standard IEC 62305-2, Edition 2.0, 2010-12
- [3] Protection against lightning – Part 1: General principles, International Standard IEC 62305-1, Edition 2.0, 2010-12
- [4] Protection against lightning –Part 3: Physical damage to structures and life hazard, International Standard IEC 62305-3, Edition 2.0 2010-12
- [5] Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures International Standard IEC 62305-4, Edition 2.0 2010-12
- [6] Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems, International Standard IEC 60364-7-712, Edition 2.0 2017-04
- [7] Low-voltage surge protective devices – Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations – Selection and application principles, International Standard IEC 61643 - 32, Edition 1.0 2017-09
- [8] Low-voltage surge protective devices – Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection and application principles, International Standard IEC 61643 - 12, Edition 3.0 2020-05
- [9] G.L. Amicucci, F. Fiamingo and T. Kisielewicz, “Risk assessment of photovoltaic installations, due to lightning, according to IEC 62305 - 2nd Edition”, International Conference on Lightning Protection (ICLP), IEEE 2012 International Conference on Lightning Protection (ICLP) - Vienna, Austria
- [10] Protection against lightning- Thunderstorm warning systems, IEC 62793- Ed. 1.0 2016-05
- [11] Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements, IEC 62548, Edition 1.0 2016-09
- [12] K. Prume, J. Viehweg, Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und

Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung (Manual: Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos), TÜV Rheinland Energie y Umwelt GmbH

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Alemania, Julio 2015.

Estudio de factibilidad económica del programa de fomento a la generación renovable de baja escala de potencia a nivel residencial

Ulises Manassero, Ignacio Sanseverinatti, Vanina A. Zandoná, Rodrigo Furlani, Irene Steinmann, Juan M. Banegas.

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe, Pcia. Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-6310280, ulisesmanassero@hotmail.com.

Resumen – En los últimos tiempos, ante los cambios en los paradigmas que rigen la generación eléctrica Argentina, ha comenzado a ser fundamental el desarrollo de políticas y estudios enfocados en la ampliación de la matriz energética a partir de fuentes renovables. Una de las políticas recientemente implementada en favor de inserción de energía renovable es el programa ERA de la provincia de Santa Fe, que fomenta la generación a partir de paneles fotovoltaicos de baja y mediana escala de potencia.

En el presente trabajo, se pretende evaluar la factibilidad económica del programa ERA para generación renovable de baja escala. El objetivo es estimar los potenciales ahorros económicos para un usuario residencial según el análisis de los efectos que genera la inserción como usuario prosumidor en el marco del programa ERA. Se plantea la definición de tres zonas geográficas de estudio con diferentes niveles de radiación en la provincia de Santa Fe: Tostado, Santa Fe Ciudad y Firmat. Luego, a partir de consumos anuales de energía típicos de usuarios residenciales, se procede a la construcción del perfil de carga de cada distribuidor en base a datos históricos con el fin de obtener un modelo promedio de demanda por distribuidor. Por otra parte, en función a los índices de confiabilidad global de la red de distribución, se establece el cuadro de indisponibilidad anual, con discriminación horaria y estacional de los eventos que causan corte de suministro en el usuario residencial. Luego, de acuerdo a estudios de optimización basados en el mínimo costo nivelado de la energía, se simulan y cuantifican los niveles medios de generación anual de energía y se obtienen los módulos de dimensionamiento del sistema fotovoltaico para los casos de análisis. A partir de los resultados, se efectúan estudios de sensibilidad de los costos nivelados de energía en base al precio de la energía, a cambios en las variables económicas y cambios en los costos de adquisición del sistema fotovoltaico. El análisis demuestra que el programa ERA es factible para escenarios en los que varía el precio de la energía o disminuye el costo de inversión.

Palabras claves – Confiabilidad; Costo nivelado de la energía; Fotovoltaico; Generación distribuida; Prosumidores.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha observado a nivel mundial un aumento paulatino en la inserción de energías renovables en redes de distribución, impulsado por políticas de acceso universal a la energía y descarbonización planteadas para el año 2030 (World Energy Council, 2022).

En particular, gracias a avances tecnológicos y estudios de aplicación en energía fotovoltaica, la inserción de generación solar a nivel residencial se encuentra creciendo a grandes pasos (Subsecretaría de Servicios y País Digital, 2022).

Existen diferentes metodologías de aplicación de estos sistemas en redes de distribución. Es posible implementarlas como generación distribuida para cada usuario residencial, trabajando en conexión con la red (on-grid) o con posibilidad de hacerlo de manera aislada (off-grid) (Tabora, J.M.; et al, 2021).

En este contexto, diferentes estrategias han sido implementadas en nuestro país con el fin de aumentar los porcentajes de generación basada en energías renovables. Un claro ejemplo de estas políticas es el programa ERA en la provincia de Santa Fe, que promueve la generación distribuida de energía producida a partir de fuentes renovables para su conexión en paralelo con la red de la distribuidora eléctrica (Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, 2020).

Es por eso que, en este trabajo, se propone estudiar técnica y económicamente el diseño, instalación y operación de un sistema fotovoltaico (SFV) de baja escala de potencia a nivel residencial, con alternativa de trabajo

tanto en conexión on-grid, como off-grid. Posteriormente, se evalúa la factibilidad económica de aplicación del programa ERA. El análisis se realiza para las zonas norte, centro y sur de la provincia de Santa Fe, Argentina. El procedimiento se ejecuta mediante el software especializado HOMER Pro, a raíz del análisis de múltiples indicadores técnicos y económicos, computados para diversas alternativas evaluadas en cuanto a las situaciones previstas para el diseño, precio de la energía y costo del SFV.

DESARROLLO

Caso de estudio

Con el fin de evaluar la factibilidad económica del programa ERA, en principio, se definen como casos de estudio circuitos de distribución en 13,2 [kV], de tipo urbano, que abastecen mayormente usuarios residenciales de tres localidades de la provincia de Santa Fe. Estas se sitúan en el norte, centro y sur de la provincia, particularmente en las localidades de Tostado, Santa Fe Capital y Firmat.

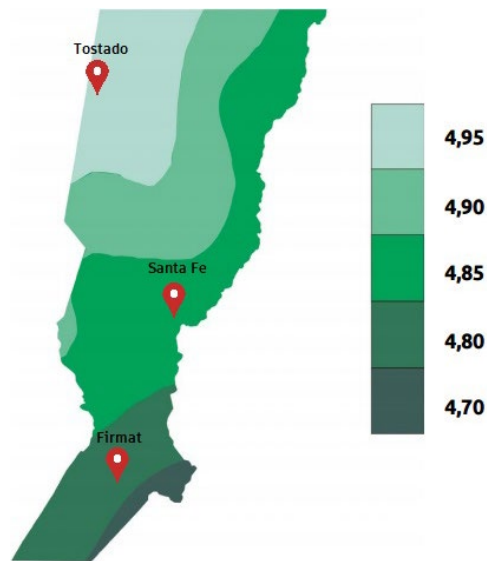


Fig. 19: Mapa de irradiación solar de la provincia de Santa Fe con referencia de la

estudio como del sistema FV, con el fin de simular los casos y obtener diferentes indicadores de la implementación del programa ERA.

Es por ello que, en primer lugar, se construyen los perfiles típicos de carga de cada distribuidor. A partir de datos históricos de consumos anuales de energía típicos de usuarios residenciales, se modela el perfil de carga de cada uno, y se establece el cuadro de indisponibilidad de energía en base a los índices de confiabilidad global de la red de cada distribuidor (frecuencia anual y duración promedio de fallas forzadas).

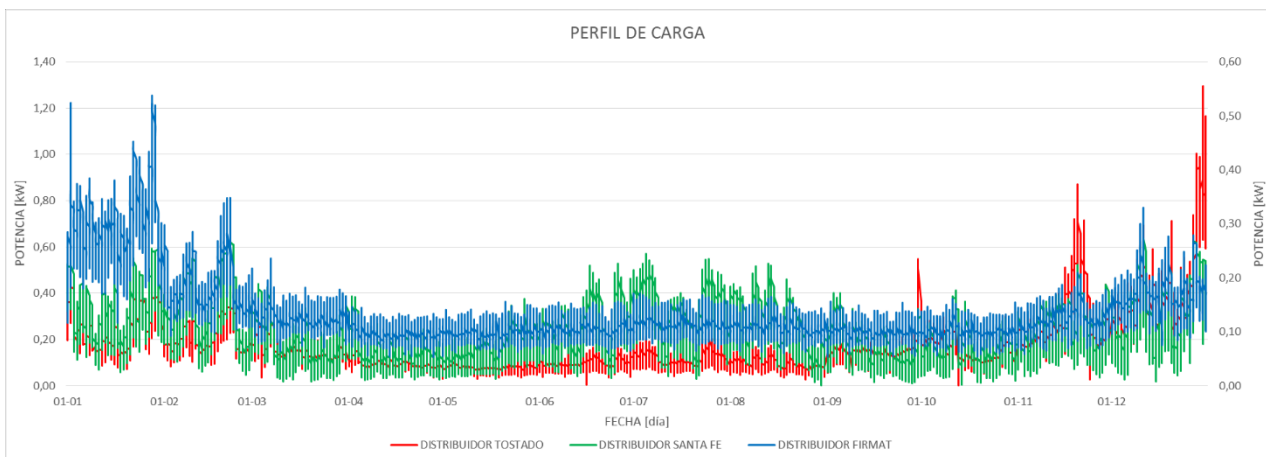


Fig. 2: Perfil de carga de un usuario residencial de las localidades Tostato, Santa Fe y Firmat.

capacidad de producción en kWh/m² por día.

La red de distribución de Tostado abastece de energía a 5.055 usuarios residenciales y los mayores consumos se registran en los meses de verano; lo mismo sucede en Firmat, donde son 8.400 los usuarios residenciales, mientras que, en Santa Fe Capital son 119.267 y los mayores consumos se presentan en los meses de verano e invierno.

Metodología

Para realizar el análisis, es necesario construir un modelo tanto de las redes en

En la Figura 2 se presentan los perfiles de los usuarios residenciales de cada localidad. Para Tostado y Santa Fe, los perfiles son graficados a partir del eje principal, mientras que, para Firmat se toma de referencia el eje secundario.

Para el estudio del diseño y operación del SFV, se efectúa su modelado y simulación en el software Homer Pro, considerando todos los costos de inversión del sistema, los precios de compra y venta de la energía y los volúmenes de energía anual de producción admitidas por el programa ERA. Además, se procede a realizar un

análisis de sensibilidad frente a diferentes variables económicas.

La Figura 3 esquematiza el flujo de actividades llevadas adelante en el análisis.

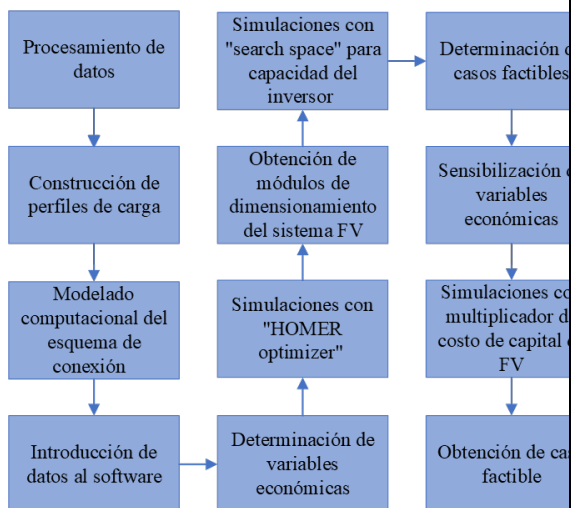


Fig. 3: Flujo de actividades del estudio.

Consideraciones para el estudio

1. Hipótesis

Es necesario considerar ciertas hipótesis que demuestren el potencial del programa ERA. Estas se resumen en:

- Una tasa de inflación anual en USD de 6% y tasa de descuento anual en USD de 12%;
- Tiempo de vida útil del proyecto de 20 años;
- Máxima escasez anual de capacidad admitida de 10%;
- Potencia de generación renovable máxima a instalar por todo usuario generador delimitada por el consumo

energético anual, debiendo ser menor o igual al mismo.

Los dos últimos ítems se definen tomando en consideración que el SFV residencial no está orientado a cubrir la demanda máxima de la carga sino que los módulos de dimensionamiento se deben determinar de modo que cumplan con lo establecido en el programa ERA (Ministerio de Ambiente y Cambio Climático, 2020).

2. Costos y vida útil

Los costos de los elementos (de capacidad: 1 [kW]) del sistema de generación renovable se determinan a partir del precio del kW pico, 2.200 USD, quedando definidos como sigue:

- 75% del precio del kW pico corresponde al costo del equipo FV y,
- el 25%, al costo del inversor.

La vida útil del equipo FV y del inversor son 25 y 15 años respectivamente.

3. Indisponibilidad

El cuadro de indisponibilidad para cada localidad se define a partir de estadísticas calculadas con los datos históricos de confiabilidad global de la red de cada distribuidor (Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, 2017-2020). En la Tabla 1 se detallan los indicadores.

Tabla 17: Cuadro de indisponibilidad para cada red.

	Nº interrup. anuales promedio	Tiempo de reparación prom. [hr]	Variab. del tiempo de reparación
Tostado	4	0.67	66%
Santa Fe	13	1.57	146%
Firmat	18	1.13	102%

Modelado

Para realizar el estudio en cada localidad las simulaciones se realizan con el software HOMER Pro. Los componentes utilizados para el diseño de la configuración integral de conexión son: la red de distribución de 13,2 [kV] que abastece a cada localidad, un SFV y un inversor. Las simulaciones correspondientes se realizaron para un sistema de tipo on-grid.

La Figura 4 muestra el esquema de configuración de la conexión, a partir de la cual se realizan las simulaciones para los diferentes casos que se proponen. El objetivo del diseño consiste en lograr optimizar el dimensionamiento de sus componentes de modo de obtener los menores costos de operación y la mayor rentabilidad del proyecto.

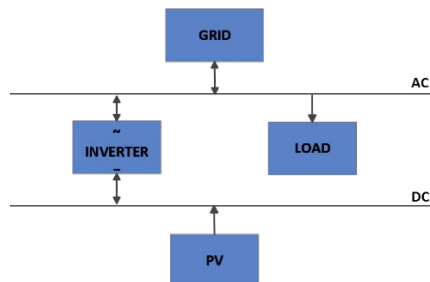


Fig. 4: Esquema de configuración integral del SFV.

Finalmente, el conjunto de datos técnicos, económicos y financieros definidos en la sección anterior son ingresados al software. Se adopta como caso “base” la configuración integral con el esquema actual de subsidios a la energía.

Así, en esta primera instancia, quedan definidas tres situaciones de estudio para optimizar el tamaño de los componentes que integran el SFV, las cuales son:

- S1: 70% (situación actual) (CMMESA, 2022)
- S2: 30%
- S3: 0% (eliminación de subsidios).

Utilizando para las simulaciones la opción “HOMER optimizer” se hallan los resultados y configuraciones óptimas globales, con el fin de lograr una estimación preliminar de los módulos de dimensionamiento del SFV.

En la siguiente instancia, se ejecutaron simulaciones con la opción “search space” para la capacidad del inversor y para las situaciones S2 y S3. Esta opción hace referencia a una búsqueda de grilla, encontrando el óptimo en función de probar todas las combinaciones posibles del sistema. Para este caso, se estudia la variación de los indicadores técnicos y económicos respecto a los resultados del anterior. Luego, para las configuraciones que resultan factibles en cada localidad, se realiza un análisis de sensibilidad de las variables económicas.

Por último, se examina para el caso “base” la reducción del costo de capital inicial de los paneles FV a fin de precisar el caso en que se vuelve factible la implementación del programa ERA para un sistema on-grid.

Estas simulaciones se realizaron con un paso de cálculo amplio (1 [hr]) con el propósito de evitar grandes tiempos de procesamiento en las búsquedas de las configuraciones y valores de diseño del SFV.

Con el objetivo de definir la factibilidad económica de la implementación del programa ERA, se procedió a estudiar cada uno de los casos detallados anteriormente. En la Tabla 2, se listan los

casos en el orden de ejecución de las simulaciones con las respectivas opciones seleccionadas para el algoritmo de cálculo (*Capacity Optimization*) y las variables económicas o financieras que se sensibilizan en cada caso.

Tabla 18: Casos de simulación evaluados en HOMER Pro para cada localidad.

Caso	Capacity optimization	Precio energía	Tasa de inflación y dto.	Costo FV
1	HOMER optimizer	V ¹⁰	NV ¹¹	NV
2	HOMER optimizer FV + search space inversor	V	NV	NV
3	HOMER optimizer FV + cap. fija inversor	NV	V	NV
4	HOMER optimizer FV + search space inversor	NV	NV	V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos para los casos propuestos, en cuanto a las diferentes opciones de configuración de simulación y la sensibilidad de las variables, se compararon frente al caso “base”, conformado por la red de distribución actual de 13,2 [kV] de cada localidad y con esquema actual de precios de compra/venta de energía.

Los indicadores económicos y técnicos seleccionados para comparar los diferentes casos de estudio son:

- COE (“Cost of Energy”): costo nivelado de la energía;

- Payback descontado: años para el recupero de la inversión;
- Producción SFV (PSFV): porcentaje del total de energía operada por el sistema integral que es producida por los paneles fotovoltaicos;
- Consumo de energía renovable (CER): porcentaje de la energía generada, medida a la salida del inversor, consumida por la carga;
- Excedente producido (EPFV): energía excedente producida por los paneles fotovoltaicos, expresada en porcentaje del total operado por el sistema;
- Carga insatisfecha: porcentaje no satisfecho del consumo anual de la carga;
- Multiplicador del costo de capital de FV: es un porcentaje del actual costo de capital inicial necesario para los paneles fotovoltaicos.

A continuación, se exponen las principales características de cada caso de simulación y los resultados obtenidos con su respectivo análisis.

¹⁰ V: variable.

¹¹ NV: no variable.

A. Análisis del caso 1

Los resultados que arrojan las simulaciones de los modelos de cada localidad para la situación actual (S1) presentan como solución óptima aquella que solo integra la red de distribución (caso base). Los valores respectivos de los COE se muestran en la Tabla 3.

Para las situaciones S2 y S3 la configuración óptima integra la red de distribución y el SFV, denominada "RED+SFV". Los resultados de los indicadores se detallan en la Tabla 3 y los

Además, se observa que la carga insatisfecha disminuye para cada localidad.

Por otro lado, de S2 y S3 se puede observar que:

- Los módulos de dimensionamiento para S2 determinan una potencia de generación renovable a instalar que se condice con lo establecido por el programa ERA, en tanto que, para S3 esta se excedería un 1,5% para

Tabla 3: Caso 1 y 2. Resultados de indicadores para cada localidad.

Indicador técnico/económico								
Loc.	Caso	Sit.	COE [USD/kWh]	Payback descontado [año]	PSFV [%]	CER [%]	EGFV [%]	Carga insatisfecha [%]
Tostado	1	S1	0.0690	-	-	-	-	0.054
		S2	0.0696	16.2	64.6	40.7	2.5	0.018
		S3	0.0686	8.5	64.7	40.0	1.5	0.018
	2	S2	0.0694	10.8	64.0	40.3	0.9	0.018
		S3	0.0676	7.5	65.5	39.1	1.5	0.017
		S1	0.0722	-	-	-	-	0.308
Santa Fe	1	S2	0.0670	13.4	62.6	34.9	2.0	0.200
		S3	0.0669	8.0	62.6	34.8	1.7	0.205
		S2	0.0683	12.9	63.3	35.4	4.1	0.204
	2	S3	0.0618	9.7	66.2	30.7	1.4	0.203
		S1	0.0642	-	-	-	-	0.363
		S2	0.0703	18.7	65.5	42.3	2.3	0.167
Firmat	1	S3	0.0702	9.4	65.5	42.1	2.1	0.167
		S2	0.0732	11.5	64.9	41.6	0.2	0.168
		S3	0.0614	10.0	71.1	34.5	1.7	0.161

módulos de dimensionamiento en la Tabla 4.

Analizando comparativamente los COE de las primeras dos situaciones, en S2 frente a S1 se observa:

- Tostado: incrementa un 0,9%;
- Santa Fe: disminuye 7,2%;
- Firmat: incrementa 9,6%.

Tostado y menos del 0,5% para Santa Fe y Firmat, lo cual resulta insignificante.

- La diferencia de precios de la energía repercute principalmente en la disminución del payback de S3 frente a S2.

Tabla 4: Caso 1 y 2. Resultados de dimensionamiento para cada localidad.

Dimensionamiento

Loc.	Caso	Sit.	Paneles FV [kW]	Inversor [kW]
Tostado	1	S2	2.08	1.36
		S3	2.09	1.45
	2	S2	2.04	1.5
		S3	2.16	1.5
Santa Fe	1	S2	2.44	1.65
		S3	2.43	1.67
	2	S2	2.5	1.5
		S3	2.8	2.0
Firmat	1	S2	1.68	1.13
		S3	1.68	1.14
	2	S2	1.65	1.5
		S3	2.11	1.5

B. Análisis del caso 2

En función a los resultados del caso anterior y teniendo en cuenta la preponderancia de las potencias nominales del inversor instaladas por los usuarios generadores en la provincia de Santa Fe (EPE-SF, 2022), se establecieron para el “search space” en las simulaciones del caso 2 los módulos detallados en la Tabla 5. Al tratarse de módulos comerciales, los resultados para los indicadores técnicos y económicos resultan más representativos ante la implementación de la configuración RED+SFV.

Analizando los resultados de las simulaciones se observa que, el COE de S3, respecto de S2 para todas las localidades, presenta una disminución más marcada que en el caso 1. Esto se debe al incremento de los módulos óptimos de dimensionamiento y, por lo tanto, de la generación. Es menester destacar que, dichos módulos de dimensionamiento determinan potencias a instalar que exceden la reglamentación

del programa ERA en 4,7; 16,6 y 27,7% para Tostado, Santa Fe y Firmat respectivamente, de manera que deja de ser factible la implementación del programa.

Así mismo, se puede analizar comparativamente los indicadores de cada situación frente a su equivalente del caso 1 e inferir que:

- En S3 para todas las localidades el proyecto se vuelve más rentable pero no se enmarca en el programa ERA. El COE aumenta significativamente a raíz de la mayor energía generada por el SFV y el consecuente mayor consumo por la carga de esta fuente.
- En S2 para Tostado, el COE presenta una disminución poco significativa, pero el aumento de la energía generada por los mayores módulos de potencia repercute positivamente en una reducción del payback. (ver Fig. 5)
- En S2 para Santa Fe el COE aumenta debido a que los módulos de potencia óptimos a instalar son menores y, por lo tanto, disminuye un 1% la energía generada. (ver Fig. 5)
- Para Firmat en S2 también se observa un aumento del COE a raíz de los mayores costos de inversión. (ver Fig. 5)

En conclusión, para todas las localidades, S2 vuelve más rentable el proyecto, lo que se ve reflejado en la disminución de los payback, y el cumplimiento con las disposiciones del

programa ERA. En la Figura 6 se muestran los flujos de caja descontado de esta situación para cada localidad.

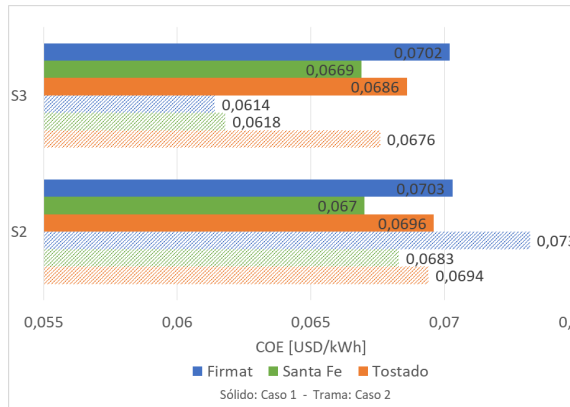


Fig. 5: Comparación del COE para caso 1 y 2.

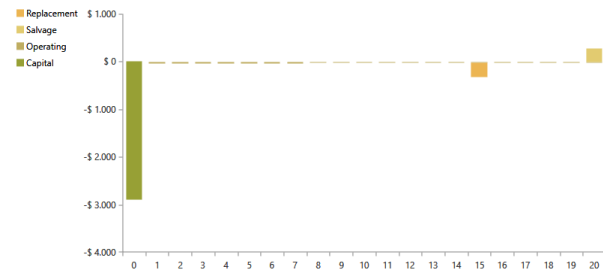
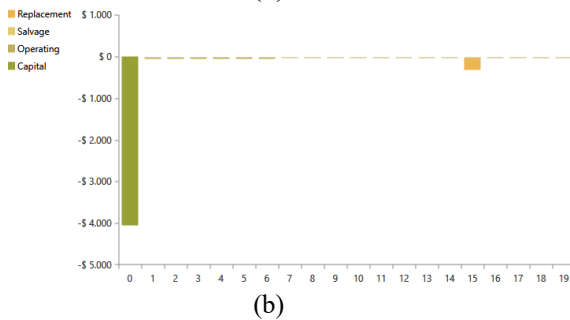
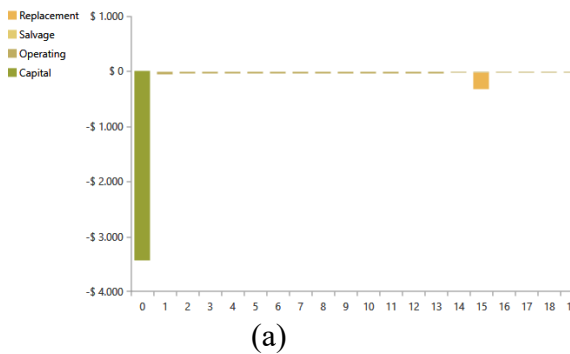


Fig. 20: Caso 2. Flujo de caja descontado de S2. a) Tostado. b) Santa Fe. c) Firmat.

Tabla 519: Descripción de las variables introducidas para el search space y los análisis de sensibilidad.

Caso	Search space Inversor [kW]	Tasa de dto. [%]	Tasa de inflación [%]	Multip. costo FV
2	1.5 - 2 - 2.5	12	6	1
3	1.5	6 - 8 - 10 - 12	2 - 4 - 6	1
4	1.5 - 2 - 2.5	12	6	0.45 - 0.65 - 0.85 - 1

C. Análisis del caso 3

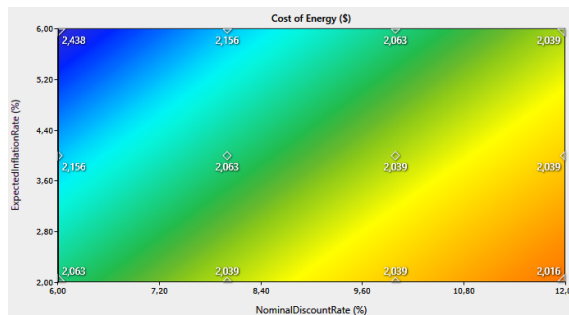
En esta instancia, para analizar cómo afecta la sensibilidad de las variables económicas, se toma de referencia el módulo del inversor obtenido en las simulaciones para S2 del caso 2. Al tratarse de la configuración en que se verifica la viabilidad y factibilidad de la implementación del programa ERA, se adopta la situación de precios de la energía con 30% de subsidio y se fija la capacidad del inversor en 1,5 [kW].

En las Figuras 7 a-c, se muestran mapas de contorno del COE que relacionan la sensibilidad de las dos variables económicas propuestas, detalladas en la Tabla 5. De estas, en comparación con el sistema actual de abastecimiento de cada localidad (RED), se deriva que:

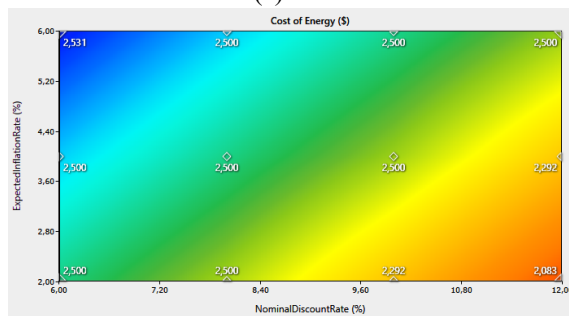
- Para Tostado el COE mejora para todo el rango de la tasa de descuento (TD) con la tasa de inflación (TI) máxima (6%) y con la mínima (2%) para TD menor a 7,8%.
- El COE de Santa Fe es menor para todo el rango de la TD con TI de 6% y para 2% con TD inferiores a 8,4%.
- Para Firmat con una TI de 6% mejora a partir de valores menores a 10,7% de TD, mientras que, para el 2% de TI con TD inferiores a 6,8%.

Las diferencias que se observan entre localidades se deben a los distintos consumos de energía promedio.

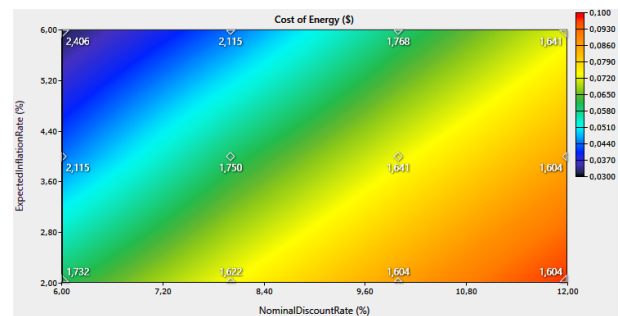
En conclusión, estas situaciones son las que mejorarían la rentabilidad del sistema RED+SFV en comparación al actual.



(a)



(b)



(c)

Fig. 7: Mapa de contorno del COE en función de variables económicas y capacidad óptima del SFV superpuesta. a) Tostado. b) Santa Fe. c) Firmat.

D. Análisis del caso 4

En última instancia, las simulaciones con reducción del costo de capital del SFV, para la situación actual de precios de la energía, arrojan los resultados que se muestran en la Tabla 6 para la situación en que se vuelve factible la implementación del sistema RED+SFV. Para Tostado y Firmat esto sucede ante una reducción del 35% del costo y, para el caso de Santa Fe, del 15%.

De los indicadores económicos se observa:

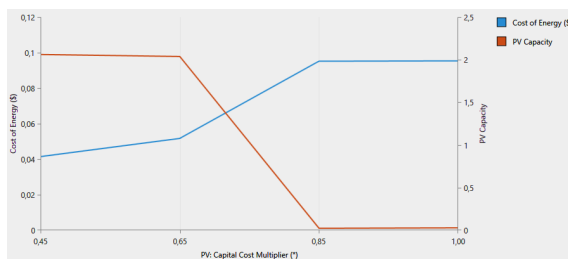
- Respecto al caso “base”, el COE disminuye 25,1; 6,1 y 12,8% para Tostado, Santa Fe y Firmat respectivamente.
- Los payback solo son 2,8; 0,1 y 1,8 años menores al tiempo de vida del proyecto.

Lo anterior indica que la reducción del costo del SFV incide positivamente sobre el COE, mientras que, los valores del payback son elevados debido a la situación de precios de la energía.

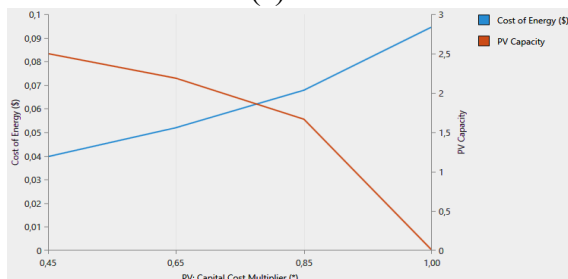
En las Figuras 8 a-c, se aprecia cómo la reducción del costo influye sobre el COE y los módulos óptimos del SFV a instalar.

Tabla 6: Caso 4. Resultados de los indicadores para las situaciones factibles.

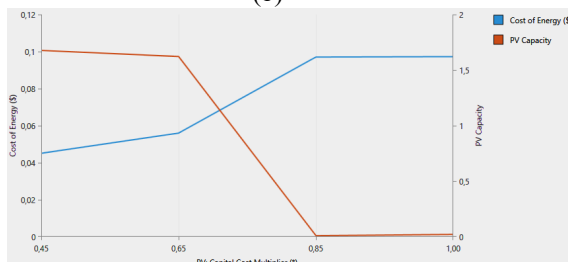
Indicador técnico/económico	Localidades		
	Tostado	Santa Fe	Firmat
Multiplicador de costo FV	0.65	0.85	0.65
COE [USD/kWh]	0.0517	0.0678	0.0560
Payback descontado [año]	17.2	19.9	18.2
Producción FV [%]	64.0	52.2	64.6
Consumo energía renovable [%]	40.3	45.1	42.0
Excedente producido [%]	0.90	0.06	0.16
Carga insatisfecha [%]	0.018	0.214	0.168



(a)



(b)



(c)

Fig. 8: Variación del COE y la capacidad de los SFV en función del costo. a) Tostado. b) Santa Fe. c) Firmat.

CONCLUSIONES

El análisis de los resultados anteriormente expuestos permite destacar que, en primera instancia, para

las hipótesis consideradas y la situación actual de precios de la energía, no resulta factible la implementación del sistema “RED+SFV” en el marco del programa ERA.

En contraste, el análisis de los casos hipotéticos estudiados con reducción del porcentaje de subsidio a la energía y del costo de inversión de FV, presenta escenarios con resultados que justifican el diseño e instalación del sistema on-grid sin banco de baterías.

Ante la reducción entre 15 y 35% del nivel de precios generales de los equipos fotovoltaicos se vuelve viable la implementación del sistema, no obstante, los plazos de recuperación de la inversión son muy extensos.

Por su parte, el escenario con 30% de subsidio a la energía y SFV con inversor de 1,5 [kW] reduce los plazos de recuperación de la inversión para todas las localidades y representa una situación económica factible para la implementación del programa ERA.

En síntesis, se concluye que, en un primer análisis técnico-económico, no resulta factible la inserción en el programa por parte de los usuarios residenciales de la provincia de Santa Fe. Sin embargo, en vista a los cambios profundos que atraviesa el país, existen escenarios en los que se obtendrían resultados prometedores.

REFERENCIAS

- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2022). Síntesis mensual. Informe período jun/22. Recuperado de

- <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>.
- Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2017-2020). Calidad de servicio.
 - Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe. (2022). ERA, lista única.
 - Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de Santa Fe. (2020) Programa ERA, Decreto 1098.
 - Subsecretaría de Servicios y País Digital. (2022). Argentina.gob.ar. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/noticias/generacion-distribuida-se-triplico-la-potencia-instalada-y-se-duplicaron-los-usuarios>.
 - Tabora, J.M.; Paixão Júnior, U.C.; Rodrigues, C.E.M.; Bezerra, U.H.; Tostes, M.E.d.L.; Albuquerque, B.S.d.; Matos, E.O.d.; Nascimento, A.A.d. (2021). Hybrid System Assessment in On-Grid and Off-Grid Conditions: A Technical and Economical Approach. *Energies* 2021, 14, 5284.
<https://doi.org/10.3390/en14175284>.
 - World Energy Council. (2022). Issues monitor 2020: decoding new signals of change. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/publications/entry/issues-monitor-2020-signals-change>.

Energía y su Uso Eficiente

Análisis técnico-económico aplicado a la eficiencia energética en Pandemia y el cambio de paradigma laboral en iluminación

Dario E. Franchini¹, Mi Ra Kim², Pablo Adrián D'Angona, Jorge R. López, H. Marcelo Guanes, M. Cecilia D Andrea, Sebastián Gortari, Dario Romano, Roberto D. Wulf, Pablo Mardirossian, Darío E. Franchini, Martín Caivano, Germán A. Baldo, Lucas N. Martinez Sandoval³

¹ Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires – Departamento de Ingeniería Eléctrica

Mozart 2300 C1407IVT, C. A. de Bs. As., Argentina, +54-11-4638-8838

darioefranchini@hotmail.com

² Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires – Escuela de posgrado

³ Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires – Departamento de Ingeniería Industrial

El presente trabajo expone un análisis comparativo para determinar los beneficios y limitaciones técnico-económicos aplicados a la eficiencia energética. El punto de partida de cualquier inversión, ya sea para la compra de un equipo nuevo, como en el reemplazo de uno preexistente por uno de mayor eficiencia, deben considerarse y evaluarse todas las variables, para determinar así el grado de conveniencia técnico-económica que proporcionará dicho cambio.

Este análisis busca profundizar el concepto de eficiencia, haciendo hincapié en el ahorro, plazo de amortización y beneficios adyacentes a la elección de un equipo de mayor eficiencia energética.

Adicionalmente, se evalúa el impacto en la modificación de parámetros de consumo en hogares producto del mayor tiempo de permanencia en los mismos y cambios de hábitos durante la pandemia.

En la actualidad la mayoría de los hogares, desde el comienzo de la pandemia, ha visto cambiada su cotidianeidad, muchos se convirtieron en oficinas y espacios ocupados las 24 hs en lugar de una vivienda únicamente. Este echo devino en un mayor consumo energético y en la necesidad de profundizar el concepto de eficiencia.

Palabras clave: eficiencia energética, calidad, ISO 50001, calificación energética, económico-financiero, pandemia, hábitos.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio es parte del Proyecto de Investigación y Desarrollo radicado en el Departamento de Ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional F.R. Buenos Aires y se encuentra vigente desde el año 2014 ^[1]. Se encuentra orientado sobre la base de la Norma Internacional -IRAM-ISO 50001:2011 Sistemas de Gestión de la Energía “Requisitos con orientación para su uso” persigue definir los procedimientos técnicos y establecer las herramientas requeridas por las Organizaciones para la implementación de un Sistema de Gestión Energética eficiente fijando los estándares de consumos que permitan realizar además una calificación y comparación entre Organizaciones.

Se parte de dos pilares, el primero de ellos consta en lograr el nivel de iluminación necesario y acorde a la actividad a desarrollar. El segundo es cumplir con dicha condición con el mayor grado de eficiencia posible.

Dos factores son de preponderancia para el análisis, el primero el técnico, los equipos seleccionados deben cumplir los criterios y características técnicas necesarias. Además, se deberá realizar un estudio financiero, que permita conocer los plazos de amortización en las condiciones normales de uso del equipo, y determinar así la relación entre costos de adquisición y operación de los diferentes equipamientos en base a su grado de eficiencia energética. El objetivo del trabajo es exponer en forma cuantitativa y mensurable el ahorro energético, su valor representativo en dinero y además, concientizar sobre el correcto aprovechamiento de los recursos.

Adicionalmente, y debido al contexto actual de pandemia, se realiza una especial mención y análisis debido al cambio en el patrón de consumo energético dentro de los hogares, haciendo un mayor énfasis en la importancia de la eficiencia energética aplicada en la iluminación de los ambientes.

DESARROLLO

El consumo sustentable y eficiente de energía es fundamental. Dentro del ámbito académico es de medular importancia consumir en forma eficiente, siendo de esta forma el ejemplo y garantizando la sustentabilidad. En la vida actual la energía es elemental para el desarrollo de la sociedad y por ser un recurso limitado, debe consumirse en forma eficiente.

Nos centraremos en utilizar el costo vigente a la fecha del mes de junio de 2022 de los electrodomésticos a evaluar y de las tarifas de suministro eléctrico de la distribuidora Edesur.

Tarifa kWh/mes	Concepto	UNIDAD	VALOR (\$)	Equivalente en US\$ T.C.: 129
T1 R1 0-150	Cargo fijo	\$/mes	61,44	0,48
	Cargo vari	\$/kWh	4,476	0,03
T1 R2 151-325	Cargo fijo	\$/mes	118,74	0,92
	Cargo vari	\$/kWh	4,492	0,03
T1 R3 326-400	Cargo fijo	\$/mes	192,29	1,49
	Cargo vari	\$/kWh	4,575	0,04
T1 R4 401-450	Cargo fijo	\$/mes	218,51	1,69
	Cargo vari	\$/kWh	4,72	0,04
T1 R5 451-500	Cargo fijo	\$/mes	318,11	2,47
	Cargo vari	\$/kWh	4,836	0,04
T1 R6 501-600	Cargo fijo	\$/mes	597,55	4,63
	Cargo vari	\$/kWh	4,879	0,04
T1 R7 601-700	Cargo fijo	\$/mes	1583,2	12,27
	Cargo vari	\$/kWh	5,572	0,04
T1 R8 701-1400	Cargo fijo	\$/mes	2044,3	15,85
	Cargo vari	\$/kWh	5,563	0,04
T1 R9 +1400	Cargo fijo	\$/mes	2782,6	21,57
	Cargo vari	\$/kWh	5,758	0,04

Imagen 1 – Cuadro tarifario R1 Edesur-

Con el advenimiento de la tecnología LED, la reducción de los costos de producción debido a su masificación, se crea una oportunidad para aplicar artefactos y luminarias de alta eficiencia y un valor acorde a dichas prestaciones.

No obstante, debemos demostrar que es posible la conjunción de un nivel de iluminación acorde con un bajo costo operativo.

En la actualidad, la mayoría de los hogares se han convertido en lugares de trabajo además de viviendas, por tanto, garantizar los niveles mínimos de iluminación en los planos de trabajo es de especial interés para desarrollar correctamente las actividades cotidianas.

Se hace una mención especial en el aprovechamiento de la fuente de iluminación natural, complementando con la artificial cuando la misma no es suficiente. Para ello, es de gran ayuda contar con espacios con ventanas que permitan el ingreso de la luz solar, el cambio de hábitos para realizar, dentro de lo posible, las actividades durante las horas de luz natural.

Iluminación

La iluminación es un punto fundamental, cuya relevancia es destacada por cuestiones de salud (cuidado de la visión) y legales, que a través de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo, establece umbrales mínimos de iluminación de acuerdo a las diferentes tareas y en los diferentes ámbitos. Por ello, consumir en forma eficiente es de carácter esencial.

En este caso dividiremos el análisis en dos partes, considerando dos fuentes típicas de utilización para la iluminación de espacios cerrados, las lámparas y los tubos fluorescentes. Se comparará el rendimiento de cada tipo y destacarán los aspectos positivos y negativos.

Eficiencia energética en iluminación

Lámparas

Son consideradas dos lámparas, una de tipo halógeno, que si bien por ley en el territorio argentino no deberían ser comercializadas a partir del 1ro de enero de 2020 debido a que la evolución de la ley 26473, con la sanción de la ley 27492, se debe cesar su comercialización. No obstante, siguen comercializándose y por tal motivo son parte de esta comparativa. Otro punto

fundamental, es avalar el reemplazo por lámparas LED de las halógenas preexistentes.

En los siguientes cuadros tomamos dos lámparas con similares flujos luminosos para analizar su desempeño:

Marca	Philips
Modelo	30A55
Potencia (W)	53
Flujo luminoso (lm)	850
Relación (lm/W)	16,04
Temperatura color (K)	2800
Vida útil (hs)	2000
Clase Eficiencia energética	D
Valor mercado (\$)	65

Cuadro 2 –Lámpara halógena -

Marca	BAW
Modelo	A60DS10C
Potencia (W)	10
Flujo luminoso (lm)	806
Relación (lm/W)	80.6
Vida útil (hs)	15000
Temperatura color (K)	3000
Clase Eficiencia energética	A
Valor mercado (\$)	110

Cuadro 3-Lámpara LED-

En los cuadros anteriores, se observa la mayor eficiencia (mayor flujo luminoso / watt de potencia consumida) de las lámparas LED. Por otro lado, la lámpara

LED tiene un precio sensiblemente superior al de la halógena, no obstante, como quedará evidenciado en el siguiente cuadro su amortización es posible:

TC \$/US\$: 129										
Tipo de lámpara	Valor de mercado (US\$)	Potencia (W)	Uso anual (hs)	Precio consumo promedio TR1 A TR9	Consumo anual (kWh)	Consumo anual (US\$)	Costo de inversión (US\$)	Ahorro anual (US\$)	Ahorro porcentual (%)	Recuperación (meses)
Halógena	0,50	53	2190	0,04	77,592	3,00	0,35	2,44	81,13	1,7
LED	0,85	10	2190	0,04	14,64	0,57				

Cuadro 4 –Análisis económico de lámparas-

Considerando el promedio de las tarifas energéticas de la distribuidora Edesur al mes de junio de 202 y el costo de ambas lámparas en dicho mes es que se presenta el cuadro número 4 para evaluar la comprar entre los dos tipos de lámparas. Se valúa la utilización promedio diaria de 6 horas, que pueden corresponder al período de clases nocturnas de un establecimiento educativo, como ser el Campus de la Universidad Tecnológica Nacional en su turno noche o un promedio de uso hogareño para la misma franja horaria.

Tomando los precios y diferencia de consumo de cada una de las lámparas, podemos notar que la inversión correspondiente a la diferencia de precio adicional entre la LED con respecto a la halógena se recupera en un plazo inferior a 2 meses de uso diario. O bien, considerando días hábiles únicamente para el dictado de clases de un establecimiento educativo, por ejemplo, en el plazo de 3 meses. De esta forma queda probada su conveniencia de utilización.

Considerando el relativo bajo costo y su rápida amortización, en caso de evaluar el reemplazo de las luminarias preexistentes por tecnología LED podemos notar que su amortización se recupera (conforme a lo mencionado en el cuadro 5) en un período inferior a 5 meses de uso en uso continuo e inferior a 7 meses considerando días hábiles, es decir plazos muy inferiores a la vida útil del equipo, ya que no se superaría el 10 % de la misma.

TC \$/US\$: 129										
Tipo de lámpara	Valor de mercado (US\$)	Potencia (W)	Uso anual (hs)	Precio consumo promedio TR1 A	Consumo anual (kWh)	Consumo anual (US\$)	Costo de inversión (US\$)	Ahorro anual (US\$)	Ahorro porcentual (%)	Recuperación de la diferencia (meses)
Halógena	0,50	53	2190	0,02	77,59	3,00	0,85	2,44	81,13	4,20
LED	0,85	10	2190	0,02	14,64	0,57				

Cuadro 5 –Evaluación reemplazo lámparas halógenas preexistentes –

Tubos fluorescentes

Análogamente a lo realizado para las lámparas, exponemos a continuación dos modelos de tubos, el fluorescente convencional y el otro de tipo LED.

Marca	Osram
Modelo	T8
Potencia (W)	36
Flujo luminoso (lm)	3250
Relación (lm/W)	90
Temperatura color (K)	6500
Vida útil (hs)	18000
Clase Eficiencia energética	A
Valor mercado (\$)	199

Cuadro 6 –Tubo fluorescente convencional

Marca	Sica
Modelo	914262
Potencia (W)	18
Flujo luminoso (lm)	1800
Relación (lm/W)	100.00
Temperatura color (K)	6400
Vida útil (hs)	30000
Clase Eficiencia energética	A
Valor mercado (\$)	263

Cuadro 7 –Tubo LED

Analizando los cuadros 6 y 7 queda en evidencia el mayor rendimiento del tubo LED en relación al fluorescente, además tiene una vida útil 66% superior.

En el siguiente cuadro, repitiendo el procedimiento, se indica el consumo de cada uno de ellos con las tarifas eléctricas de la distribuidora Edesur y precios de ambos tipo de tubo al mes de junio de 2022.

		TC \$/US\$: 129									
Tipo de tubo	Valor de mercado (US\$)	Potencia (W)	Uso anual (hs)	Precio consumo promedio TBT A Tar.	Consumo anual (KWh)	Consumo anual (US\$)	Costo de inversión (US\$)	Ahorro anual (US\$)	Ahorro porcentual (%)	Recupero la diffe (mes)	
Fluorescente	1,54	36	2190	0,04	78,84	3,05	0,496	1,525	50,00	3,5	
LED	2,04	18	2190	0,04	39,42	1,52					

Cuadro 8 - Análisis económico de tubos –

En el cuadro número 8 observamos que, debido a la mayor eficiencia del tubo LED, la diferencia de costo del mismo en relación al convencional, es amortizada en un plazo inferior a 4 meses considerando utilización diaria de 6 horas y en el caso de considerar días hábiles, como puede ser para el dictado de clases en la Universidad Tecnológica Nacional, se amortizaría en un plazo inferior a 7 meses. La conveniencia de la utilización de iluminación LED debido al ahorro económico es alta, ya que es un reemplazo sencillo y permite una amortización en una fracción equivalente al 10% de la vida útil.

Si considerásemos el análisis económico para el reemplazo de una luminaria preexistente de tipo fluorescente convencional por un tubo LED, los valores se encuentran en el cuadro número 9, donde consta que en un plazo continuo de utilización se amortiza en un plazo de 25,18 meses aproximadamente si evaluamos un uso continuo y de 35 meses si solamente considerásemos días hábiles. Son plazos coherentes considerando que el plazo de amortización de 25,18 meses de uso,

insistiría menos del 16 % de la vida útil del tubo LED.

		TC \$/US\$: 129									
Tipo de tubo	Valor de mercado (US\$)	Potencia (W)	Uso anual (hs)	Precio consumo promedio TBT A Tar.	Consumo anual (KWh)	Consumo anual (US\$)	Costo de inversión (US\$)	Ahorro anual (US\$)	Ahorro porcentual (%)	Recupero de la diferencia (meses)	
Fluorescente	1,54	36,0	2190	0,02	78,84	1,94	2,04	0,97	50	25,18	
LED	2,04	18,0	2190	0,02	39,42	0,97					

Cuadro 9 –Evaluación reemplazo lámparas halógenas preexistentes -

Análisis de impacto ambiental en la eficiencia energética

En otro orden, cabe destacarse que la matriz energética nacional se compone en su mayoría de combustibles fósiles / no renovables, por tal motivo, la reducción y el incremento de eficiencia en el consumo energético tanto hogareño como a niveles comerciales, educativos e industriales, son un aporte a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y gases de efecto invernadero a la atmósfera que son producidos en la generación de energía.

A modo ilustrativo se exponen la matriz energética argentina y la emisión por kWh generado en Argentina:

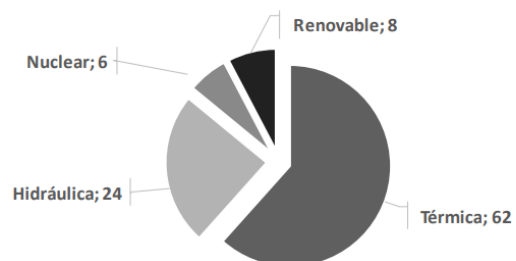


Imagen 5 –Matriz energética argentina -

	Margen de Operación		Promedio	Promedio
	Ex-post	Ex-ante		
Año	tCO2/MWh	tCO2/MWh	tCO2/MWh	kg CO2/kWh
2015	0.528	0.540	0.534	0.534
2016	0.517	0.525	0.521	0.521
2017	0.480	0.508	0.494	0.494

Cuadro 10 –Generación de CO₂ por kWh producido de energía eléctrica -

Como puede verse, evoluciona en forma favorable con el advenimiento de fuentes renovables, pero aun así son elevadas, y con el consumo eficiente se requiere de una menor generación y por consiguiente una menor producción de gases de efecto invernadero.

Efectos de la pandemia en el consumo eléctrico domiciliario

Con el advenimiento de la pandemia han cambiado los patrones de consumo eléctrico. Gran parte del consumo de oficinas, estudios y hasta pequeños talleres se ha trasladado a los hogares. En muchos casos, las casas de hábitat no presentaban equipamiento de consumo eléctrico eficiente y, por tanto, han visto crecer los montos de la factura de energía eléctrica. Muchas veces éste es el factor determinante y el punto de inflexión.

Al cuantificar en forma monetaria el consumo ineficiente de energía eléctrica, en muchos casos se analiza un posible reemplazo de electrodomésticos obsoletos o de menor eficiencia, en tal circunstancia es donde el presente informe es una guía de gran aporte para la correcta selección del equipamiento.

Por otra parte, si bien se encuentra en proceso de transición, muchos hogares continúan con iluminación de tipo halógena e incandescente, algunos también utilizan lámparas de descarga.

Al transcurrir un mayor tiempo dentro del hogar, más aún en períodos invernales donde la iluminación artificial es más utilizada por haber menos horas de luz solar, se evidencia un mayor consumo eléctrico. Por tanto, considerando los cortos plazos de amortización demostrados y explicados anteriormente en el presente informe, se hace un especial hincapié en la recomendación del reemplazo de luminarias de antigua concepción por lámparas de tipo LED, en la mayoría de los casos no es necesario realizar el cambio de equipos ni la utilización de accesorios complejos, y por tanto es un reemplazo de baja dificultad.

Un apartado especial lo tiene el factor de mantenimiento, conservar los equipos con el correcto mantenimiento y limpieza garantizan un óptimo desempeño que conlleva a una adecuada eficiencia. Por ejemplo, la limpieza de plafones, artefactos y lámparas.

Elevar la eficiencia energética en hogares se convirtió en trascendental para optimizar los recursos cotidianos, garantizando un buen desempeño.

CONCLUSIONES

El presente proyecto de investigación y desarrollo colabora con los programas existentes de uso eficiente de la energía, y se ha aplicado como caso testigo y probatorio en el campus de la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Buenos Aires.

A modo de cuantificar en forma monetaria, se partió de la categoría tarifaria 1 de Edesur, la que corresponde a la mayoría de los hogares, para ello se

estableció un promedio de las citadas tarifas. De esta forma, se puede hacer extensiva la comparativa con similares resultados relativos al resto de las categorías tarifarias. Queda demostrado que al incrementar la eficiencia de los equipos se reduce su consumo eléctrico y se obtiene un consiguiente ahorro monetario y se consigue la amortización de la inversión, aún en condiciones donde la tarifa energética no tiene el componente dolarizado como sí lo tienen los artefactos y equipamiento debido a los insumos importados que poseen, esta disparidad se debe a que las tarifas eléctricas contienen un alto nivel de subsidio por parte del estado. Habiendo citado esto, igualmente observamos que la amortización de todos los equipos de mayor eficiencia eléctrica es realizada dentro de la vida útil. A partir del plazo de amortización se consigue un beneficio económico.

Evaluando el costo de oportunidad devenido de adquirir sistemas de iluminación más eficientes, con la consiguiente mayor inversión que acarrea y al aplicar la tasa de descuento correspondiente, se mantiene la conveniencia de la utilización de equipamiento y luminarias de mayor eficiencia energética. Se extienden los plazos de amortización pero igualmente se encuentran dentro de la vida útil de los equipos. Además, se obtienen beneficios adicionales de confort y prestaciones superiores y aspectos más distinguidos.

La utilización de equipos de mayor eficiencia tiene ventajas para la red eléctrica, en el caso de iluminación considerando un correcto filtrado de los armónicos de mayor orden ocasionados por la electrónica, se consigue una menor

potencia instalada y por consiguiente menor corriente circulante y reducción de pérdidas.

Por lo expuesto, se utiliza este informe como punto de partida para la concientización de la sociedad sobre la conveniencia de la elección y utilización de equipamiento de alta eficiencia en relación, a los a priori más económicos, equipos de tecnología antigua de menor eficiencia. Al evaluar en forma financiera el costo de adquisición y el desempeño, es observable una reducción de consumo de energía a igualdad de prestaciones.

Debido a la composición de la matriz energética argentina, podemos afirmar que se consigue un efecto doble, el consumo eficiente de energía eléctrica produce un beneficio ecológico por tener menores emisiones de gases nocivos y además un ahorro económico. Esto plantea un escenario “win-win” para la aplicación de la eficiencia energética.

Por lo expuesto, este proyecto presenta beneficios en diversos aspectos, a nivel social, ya que permite concientizar acerca del beneficio de la optimización energética y sentar las bases de un cambio de paradigma sobre el consumo de energía eléctrica y la escasez de los recursos. A nivel empresarial, reduce el costo del insumo energético, a nivel nacional, permite un mayor aprovechamiento de las redes de distribución de energía y a nivel ambiental contribuye a una menor producción de gases de efecto invernadero generados por la producción de energía a través de centrales termoeléctricas. Por último, a nivel educativo, dentro del ámbito universitario, permite potenciar el

desarrollo y transferencia de conocimientos en el área de eficiencia energética.

Adicionalmente y ante la nueva realidad impuesta por la pandemia aún habiendo pasado dos años desde su inicio, fue un punto de ruptura, donde los hogares pasaron a ser mucho más que viviendas, convirtiéndose en lugar de trabajo y estudio permanentes. Por lo tanto, realizar un consumo eficiente es de vital importancia para reducir costos, contaminar menos y además mejorar el estándar de vida garantizando un mayor confort y niveles óptimos de iluminación en hogares, que anteriormente no se encontraban preparados para desempeñar trabajos intensos de lectura, escritura o actividades educativas, es decir, redundando en un beneficio para la salud y en garantizar correctos niveles de iluminación en los, ahora nuevos, planos de trabajo.

REFERENCIAS

[1] "Procedimientos de Evaluación y Calificación energética en Organizaciones" D'Angona, Pablo A.; D'Andrea, Ma. Cecilia; López, Jorge R. ISSN 2591-3913, C. A. de Bs. As. (2017)

Organización Internacional para la Estandarización (2011). Norma Internacional IRAM-ISO 50001:2011 Sistemas de Gestión de la Energía - Requisitos con orientación para su uso.

AENOR (2007). Norma UNE 216301:2007 Sistemas de Gestión Energética. Requisitos. España

AENOR (2009). Norma UNE 216501:2009 Requisitos de las Auditorías Energéticas. España

Instituto de Prevención, Salud y Medio Ambiente y Asociación de Empresarios de Henares (Enero 2011)

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (Mayo 2010). Norma IRAM 11900 Etiqueta de Eficiencia Energética de calefacción para edificios. Clasificación según la transmitancia térmica de la envolvente.

Instituto Argentino de Normalización y Certificación (2005). Norma IRAM 62404-1 Etiquetado de Eficiencia

Secretaría de Energía (2008). Resolución 07/2008 Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía.

Poder Ejecutivo Nacional (2007). Decreto PEN 140/2007 - PRONUREE Programa Nacional de Uso Racional y eficiente de la Energía. Argentina.

Ministerio de Energía y Minería, <http://www.minem.gob.ar>

Índice

COMISIÓN ORGANIZADORA	3
PRÓLOGO	5
OBJETIVOS	6
EJES DE TRABAJO	7
ORGANIZAN	8
AUSPICIANTES	9
MICRORED DE ENERGÍAS RENOVABLES. MODELIZACIÓN Y ARQUITECTURA DE LA RED PARTE2. MICROTURBINA EÓLICA	11
HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA EXPANSIÓN ÓPTIMA DE REDES DE TRANSMISIÓN	19
GENERACIÓN POR CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR.	26
SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EMPLEANDO FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE	34
RELACIONES ECONÓMICAS ENTRE GENERADORES Y EL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO EN DIFERENTES REGIONES DEL MUNDO	42
APLICACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA A LA CLIMATIZACIÓN DE UN CENTRO MÉDICO	49
LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ANTE UN ESTUDIO DE PROSPECTIVA DEL EMPLEO DE UN VEHÍCULO ELÉCTRICO EN EL CORREDOR VIAL DE LA RUTA N°2	61
ANÁLISIS DEL IMPACTO SOBRE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN DE LA PROVINCIA DE ENTRE RÍOS DE GENERACIÓN RENOVABLE GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE	69
EFFECTO DE LA CARGA CATALÍTICA EN CELDAS DE COMBUSTIBLE DE BAJA TEMPERATURA	79
SIMULACIÓN DE UN CONVERTIDOR MATRICIAL UTILIZANDO EL MÉTODO DE MODULACIÓN ESPACIAL	87

<u>ESTUDIO DE CONSUMOS REMANENTES PARA LA MEJORA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO EN UNA ORGANIZACIÓN</u>	99
<u>IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN APLICADO SOBRE UNA PLATAFORMA INDUSTRIAL DE PLC</u>	106
<u>REVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL TÚNEL DE VIENTO EN SISTEMAS ESCALADOS</u>	116
<u>SISTEMA FOTOVOLTAICO FUNCIONANDO BAJO DISTINTAS ESTRATEGIAS DE SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA CONSIDERANDO LOS EFECTOS DE LOS COMPONENTES PARÁSITOS EN EL BUS DC</u>	124
<u>MÓDULO DE DISEÑO DE FILTRO EMI PARA SISTEMAS ELECTRÓNICOS DE POTENCIA</u>	133
<u>ENSAYO DE EMISIÓN ACÚSTICA EN EXTENSIÓN AISLANTE PARA TRABAJOS CON TENSIÓN</u>	143
<u>METODOLOGÍA MEJORADA EN ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LA AISLACIÓN</u>	151
<u>OPORTUNIDADES DE UN SISTEMA INTERCONECTADO SUDAMERICANO</u>	161
<u>COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANOS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA EMPLEANDO LA ENERGÍA ESPECÍFICA</u>	170
<u>UNA PROPUESTA TECNOLÓGICA DE ENERGÍA DISTRIBUIDA PARA MEJORAR EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD Y CALOR A LAS VIVIENDAS</u>	182
<u>APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LAS CORRIENTES TELÚRICAS</u>	193
<u>SOLUCIONES TECNOLÓGICAS PARA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES A GRAN ESCALA</u>	203
<u>PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN EN UN SISTEMA INTERCONECTADO DE MICRO-REDES</u>	216
<u>UN CAMINO PARA TRANSFORMAR LAS AMENAZAS EN OPORTUNIDADES – TRIÁNGULO DE VINCULACIÓN: COOPERATIVAS ELÉCTRICAS – FACE – UNIVERSIDAD</u>	228
<u>COMPORTAMIENTO DEL MAPA DE CLASIFICACIÓN TIEMPO EQUIVALENTE-FRECUENCIA EQUIVALENTE BAJO DISTINTOS ANCHOS DE BANDA PARA LA SEPARACIÓN DE FUENTES DE DESCARGAS PARCIALES.</u>	234

<u>APLICACIÓN DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS Y DE OPTIMIZACIÓN PARA LA UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN</u>	244
<u>OPTIMIZACIÓN DEL AUTOMATISMO DAG EN EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) MEDIANTE LA OPERACIÓN UN NUEVO VÍNCULO HVDC</u>	254
<u>I. EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN</u>	256
<u>FUNDAMENTOS PARA INCORPORAR EN LA REGLAMENTACIÓN DE ARGENTINA, LÍMITES DIRECTOS DEL DESBALANCE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.</u>	263
<u>DIAGRAMA DE CAPABILIDAD DINÁMICO</u>	270
<u>TECNOLOGÍAS VERDES EN EL PROCESO DE REFINACIÓN CON MICRO REDES DE ENERGÍA RENOVABLES</u>	278
<u>ANÁLISIS E IMPACTO DEL SISTEMA TRIBUTARIO ARGENTINO, EN LOS PROYECTOS Y FUTUROS DESARROLLOS DE ENERGÍAS RENOVABLES DISTRIBUIDAS</u>	283
<u>SELECCIÓN DE MATERIAL PARA “ELECTRODO DE PAT” MEDIANTE TRIZ</u>	295
<u>ABANDONAR LA ENERGÍA ATÓMICA... ¿ES EL CAMINO CORRECTO?</u>	307
<u>CELDA DE COMBUSTIBLE DE AMONÍACO DIRECTO PARA LA OBTENCIÓN DE ELECTRICIDAD Y PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE. ESTUDIO DE NANOMATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO.</u>	317
<u>CARACTERIZACIÓN DEL ESPECTRO ARMÓNICO EN LÁMPARAS LED Y ANÁLISIS DEL EFECTO DE AUTOCOMPENSACIÓN PASIVA</u>	324
<u>DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA ELABORAR EL PLAN DE EXPANSIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE MT</u>	335
<u>DESARROLLO DE UN SISTEMA PARA OBTENER CICLOS DE HISTÉRESIS EN MATERIALES FERROMAGNÉTICOS</u>	346
<u>IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE MEDICIONES SINCRONIZADAS DE FRECUENCIA DE BAJO COSTO PARA EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN</u>	355
<u>CAMBIO DE PARADIGMA DE LA MOVILIDAD EN LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES</u>	367

<u>IMPACTO DEL COSTO DE PENALIZACIÓN POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</u>	<u>378</u>
<u>VALIDACIÓN Y EVENTUAL AJUSTE DEL ESTABILIZADOR DE POTENCIA DE LA CENTRAL PILAR II</u>	<u>392</u>
<u>GENERALIZACIÓN DEL MODELO CIRCUITAL DE LA CORRIENTE DE RETORNO PARA SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (STCC)</u>	<u>404</u>
<u>ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO ESTÁTICO Y DINÁMICO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN: UNA REVISIÓN METODOLÓGICA</u>	<u>414</u>
<u>PROTECCIÓN CONTRA RAYOS EN GRANJAS FOTOVOLTAICAS: UNA REVISIÓN DE LAS PRÁCTICAS ACTUALES Y RECOMENDADAS</u>	<u>426</u>
<u>ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL PROGRAMA DE FOMENTO A LA GENERACIÓN RENOVABLE DE BAJA ESCALA DE POTENCIA A NIVEL RESIDENCIAL</u>	<u>440</u>
<u>ENERGÍA Y SU USO EFICIENTE</u>	<u>452</u>
<u>ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO APLICADO A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PANDEMIA Y EL CAMBIO DE PARADIGMA LABORAL EN ILUMINACIÓN</u>	<u>452</u>
<u>ÍNDICE</u>	<u>460</u>

IV° CITTIE

CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

29 y 30
DE SEPTIEMBRE
DE 2022

El Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Delta, con el apoyo de la Secretaría de Ciencia, Tecnología y Posgrado, organizo el IV° Congreso de Investigación y Transferencia Tecnológica en Ingeniería Eléctrica (IV° CITTIE 2022) en la Sede de nuestra Regional.

El CITTIE promueve el diálogo multisectorial y la participación de instituciones nacionales e internacionales, públicas y privadas, investigadores, docentes, estudiantes, empresas y ONG relacionadas con temas de Ingeniería Eléctrica y avances en materia energética, también tiene por objetivo fundamental brindar un espacio de difusión donde se desarrollarán conferencias, paneles y exposición de desarrollos y/o tecnologías innovadoras en el ámbito Eléctrico, exponer trabajos vinculados con las diferentes áreas temáticas, y realizar conferencias plenarias de expertos invitados del ámbito multisectorial.

El Congreso es una oportunidad para crear lazos, efectivizar acuerdos interinstitucionales, potenciar el rol del ingeniero en la profesión y constituir un espacio de divulgación académico, científico y técnico.