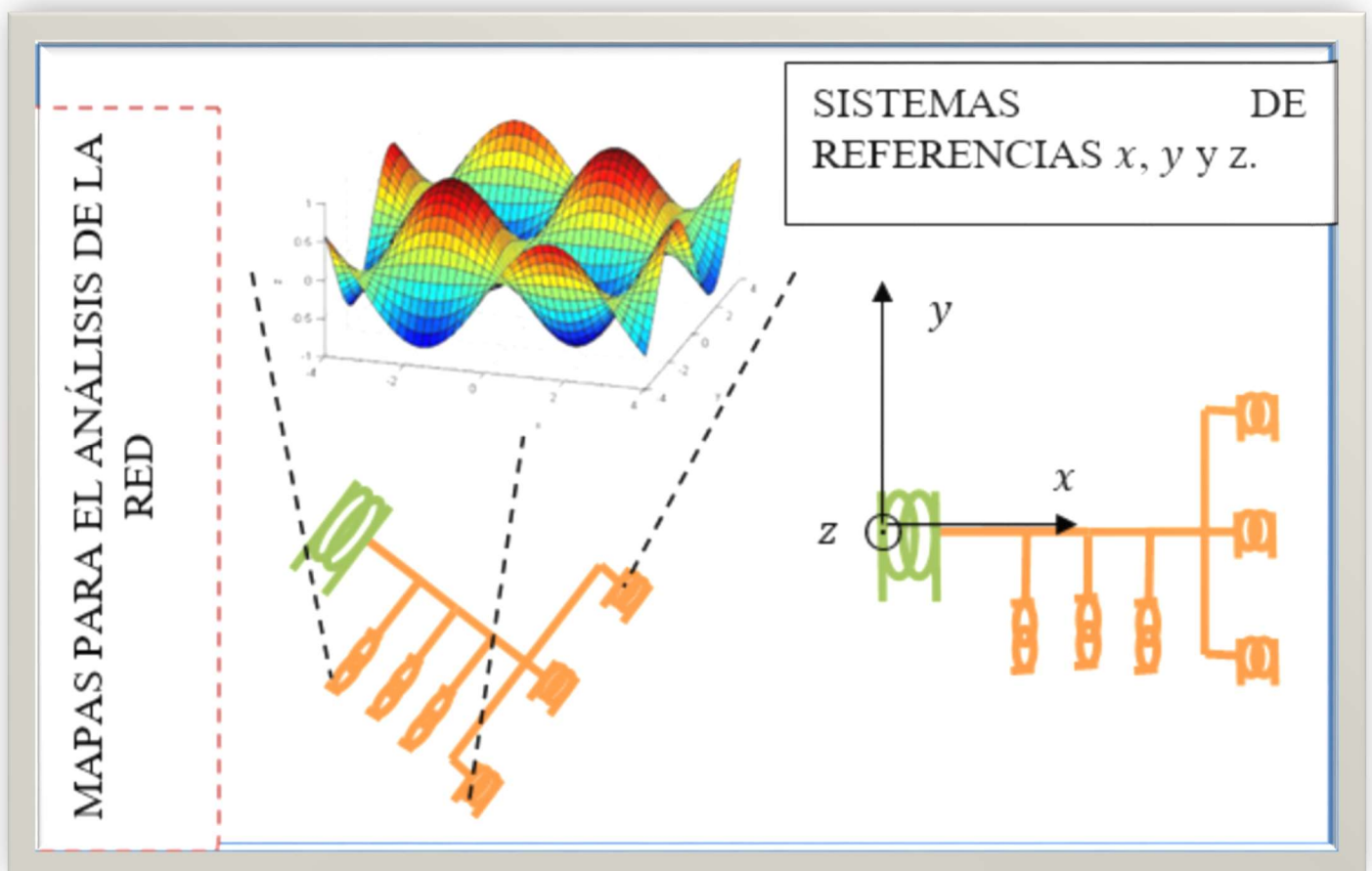


**METODOLOGÍA REGULATORIA PARA
PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
DESDE EL LADO DE LA OFERTA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**



Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo

Fundación SUYAY
La Rioja



Camargo, Federico Gabriel

Metodología regulatoria para propiciar la eficiencia energética desde el lado de la oferta en sistemas de distribución de energía eléctrica / Federico Gabriel Camargo. - 1a ed revisada. - La Rioja : Suyay, 2022.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga

ISBN 978-987-48010-8-1

1. Redes Eléctricas. I. Título.

CDD 363.13

ISBN 978-987-48010-8-1



Fundación SUYAY
La Rioja



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL SANTA FE

Comisión de Posgrado

*Se presenta esta Tesis en cumplimiento de los requisitos exigidos por la
Universidad Tecnológica Nacional para la obtención del grado
académico de Doctor en Ingeniería, mención Industrial.*

**"METODOLOGÍA REGULATORIA PARA PROPICIAR LA
EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA"**

por

Ing. Federico Gabriel Camargo

Director: Dr. Gustavo Schweickardt

Jurados

Dr. Omar Faure

Dr. Reineri Claudio Ariel

Dr. Gabriel Darío Puccini



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
FACULTAD REGIONAL SANTA FE

Doctorado en Ingeniería

Mención Industrial

Tesis Doctoral

**" METODOLOGÍA REGULATORIA PARA PROPICIAR LA
EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA"**

Ing. Federico Gabriel Camargo

Director: Dr. Gustavo Schweickardt

Agradecimientos

Deseo agradecer en primer lugar al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) por el apoyo económico con la beca doctoral y respaldo institucional otorgado. También correspondo a la Facultad Regional de Concepción del Uruguay (FRCU) que me dieron la posibilidad de tener un lugar de trabajo. Asimismo, a la Facultad Regional de Santa Fe (FRSF) por los cursos de posgrado ofrecidos.

Agradezco también a mi director de tesis, Dr. Gustavo Schweickardt, por la guía y apoyo que ha brindado. Gracias a su confianza ofrecida desde que llegué a esta facultad.

Asimismo, agradezco a mis compañeros del *Grupo de Investigación de Economía Computacional y Regulación de Redes y Energías Renovables* (GIECRRER), y a su vez compañeros de doctorado, por su gran apoyo. Al Dr. Ing. Carlos Casanova y al Mg. Ing. Eduardo Pérez. Gracias por el intercambio de consejos, ideas y proyectos. También agradezco a los otros grupos de investigación que alentaron la elaboración del trabajo. Agradezco también al Ing. Giovanni Róttoli por la ayuda y asistencia técnica en el relevamiento y elaboración de la tesis.

Esta tesis no sería posible sin el apoyo familiar y de amigos, sin el cual no tendría la fuerza y energía para crecer como persona y como profesional. Por eso, gracias a mi familia, a mis padres, abuela y hermanos. También, gracias a todos mis amigos, por el gran apoyo ofrecido, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión.

Faltarían páginas para seguir agradeciendo, así que simplemente, gracias.

Resumen

La presente tesis se titula: "Metodología regulatoria para propiciar la eficiencia energética desde el lado de la oferta en sistemas de distribución eléctrica". En este título se observa un alto contenido teórico y, por lo tanto, se desarrollan brevemente los conceptos principales relacionados al mismo sin analizarlos en profundidad.

El aporte teórico y práctico de la presente tesis es de carácter multidisciplinario e involucra ramas de la economía, ingeniería eléctrica, ambiental, software, etc. Por lo que se torna compleja su comprensión y resolución.

En primer lugar, esta complejidad se debe a los vacíos metodológicos y desacuerdo entre dichas disciplinas en criterios de medición, definición y evaluación ya que algunas de ellos son contrarias (por ejemplo, economía vs. reglamentación ambiental). En segundo lugar, para formular estos problemas se requieren de programas caros y complejos, sobre todo en las redes eléctricas.

En consecuencia, se realiza un desarrollo teórico del estado del arte de la problemática estudiada, con el objetivo de comprender los vacíos teóricos y metodológicos existentes. Con base en esto se busca delimitar el enfoque y enfatizar los aportes realizados, comprendiendo como se vinculan estas disciplinas, que herramientas del estado del arte son utilizadas y mejoradas.

En este contexto, uno de los pilares de ingeniería eléctrica ha sido el suministro de energía a los usuarios, un insumo esencial para mantener la calidad de vida de las personas y la producción de cualquier industria. La energía eléctrica se ha convertido hoy en una forma de energía esencial en los países desarrollados y con muchos usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad. El sector eléctrico tuvo una evolución y un crecimiento exponencial desde sus inicios, desde el uso de la máquina de vapor hasta la energía nuclear y el desarrollo de la generación

renovable. El desarrollo económico continuo y el crecimiento de la población de los países requiere un crecimiento en el suministro de energía, y, por lo tanto, de inversiones para la garantía de suministro.

Es más frecuente la expansión de la red a las áreas vinculadas, que fueron aisladas o que tenían algún tipo de generación basada en combustibles fósiles, paneles solares fotovoltaicos o térmicos. Sin embargo, con respecto a los sistemas de distribución de energía, hay ciertos aspectos a considerar. En primer lugar, existe una necesidad urgente de mitigar el crecimiento sostenido de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, lo que causaría cambios climáticos irreversibles. Del conjunto de metodologías disponibles en el estado del arte, la mejora de la *Eficiencia Energética* es la que tiene el mayor impacto en este contexto. Esto implica mejoras progresivas en las tecnologías de fabricación, el uso eficiente de los recursos para garantizar la vida más larga posible y mejoras en la eficiencia técnica. En este contexto, la eficiencia energética se entiende por el lado de la oferta. La eficiencia energética en el lado de la demanda supone un cambio en los hábitos de consumo de los usuarios, lo cual es difícil en la actualidad. En segundo lugar, los *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica* (SDEE) constituyen un monopolio natural que no es discutible y está sujeto a regulación. En los países donde se llevaron a cabo procesos de privatización, se establecieron marcos regulatorios para obtener un estándar mínimo de calidad y proteger los derechos de los usuarios. En consecuencia, hay serias dificultades que, hasta el momento, no tienen solución. Cuando se realiza una planificación de los SDEE, se busca minimizar los costos económicos. Este concepto se denomina *Adaptación Económica de los SDEE*.

En el mejor de los casos, los planes de inversión están basados en modelos estocásticos o probabilísticos. Es decir, se utilizan en distribuciones de probabilidad

conocidas cuando existe incertidumbre en determinadas variables. Si la incertidumbre es elevada, también lo será las desviaciones respecto a los resultados reales.

Finalmente, no hay acuerdo sobre el mecanismo de regulación más apropiado para aplicar y las sanciones requeridas para garantizar los criterios de calidad mínimos requeridos. Esto se debe a que estos atributos no están sujetos a las leyes convencionales de equilibrio de mercado y, en consecuencia, no son monetizables directa y objetivamente.

Los métodos utilizados en la actualidad se fundan en suposiciones simplificadoras como la linealización de la función y las restricciones, el uso de modelos estocásticos, etc. En consecuencia, los planes de inversión teóricamente óptimos resultantes podrían no serlo en absoluto. La presencia de incertidumbre respecto a la solución más satisfactoria a seleccionar favorece la introducción de la 'Toma de Decisiones Difusa - *Fuzzy Decision Making*' (FDM).

Se estudió el sistema de distribución de Concepción del Uruguay mediante otros sistemas de distribución reales semejantes. En este sentido, se dividió el trabajo en tres etapas: el estudio del problema a resolver, modelado de optimización y herramientas de solución de optimización.

El problema: se analizó desde el punto de vista de la confiabilidad e incentivo a la generación distribuida con energías renovables. Respecto a la confiabilidad, se consideró la colocación de dispositivos de seccionamiento / protección (SP). Estos equipos son: interruptores, seccionadores y fusibles que tienen diferentes características técnicas y costos. La combinación de estos dispositivos tiene un efecto diferente en la red y un costo asociado. Este efecto está relacionado con las maniobras de reparación y restablecimiento del servicio.

En el problema de la 'Generación Distribuida' (GD), se estudió el impacto que tiene la transición hacia las renovables en el sistema energético argentino, con el fin de obtener indicadores de referencia para estudiar el problema en un sistema de distribución real. Entre estos índices se destaca la Tasa de Retorno Energético, las emisiones de CO₂ y el costo de inversión. El primero está relacionado con la sustentabilidad energética de las fuentes de generación distribuida utilizadas, calculando la relación entre la energía obtenida y la energía invertida total. El segundo está vinculado a las emisiones netas de CO₂ y el tercero al costo de inversión amortizado en un año.

Modelación multiobjetivo: de acuerdo con la 'Teoría de la decisión difusa' de Bellman y Zadeh, se hizo un cambio de dominio de las funciones objetivos planteadas en el apartado anterior. Los modelos difusos se basan en el razonamiento y la percepción del ser humano y permiten el cambio de dominio a las variables o funciones estudiadas. Dentro de la 'Teoría de la Toma de Decisiones', la incertidumbre total asociada con el resultado deseado obtenido se denomina 'Incertidumbre Fundamental'. De esta forma, hay grados de aceptación de una cierta variable para un conjunto dado. Esto significa que es posible modelar la certeza o el riesgo de aceptar una alternativa dada utilizando conjuntos difusos. Este procedimiento se denomina modelación posibilística o difusa. De esta manera se extendió el modelo al dominio difuso, mediante la confluencia o relación difusa de los diferentes criterios de optimización por la t-norma llamada producto de Einstein. Con base en esto, se propone un índice llamado Índice de Costos Intrínsecos, que modela el costo de la multa por incumplimiento de los estándares de calidad.

Optimización: el concepto de metaheurística está ampliamente estudiado y desarrollado en el estado del arte, basado en la idea original de Glover. Se acepta como la más descriptiva la definición de J. P. Kelly (Muñoz & Fernández, 2007):

"Las metaheurísticas son una clase de métodos aproximados que están diseñados para resolver problemas difíciles de optimización combinatoria en los que los heurísticos clásicos no son efectivos. Las metaheurísticas proporcionan un marco general para crear nuevos algoritmos híbridos combinando diferentes conceptos derivados de la inteligencia artificial, la evolución biológica y los mecanismos estadísticos".

El uso de Metaheurísticas permite obtener algoritmos para resolver una amplia gama de problemas. Además de su versatilidad, ofrecen soluciones generalmente satisfactorias y con relativa facilidad de implementación. Sin embargo, entre sus limitaciones se encuentran en que son algoritmos aproximados, altamente no determinísticos (probabilísticos) y presentan poca base teórica. Dentro del conjunto de metaheurísticas disponibles en el estado del arte se utiliza la metaheurística PSO (Optimización por Enjambre de Partículas), además de las características mencionadas, por su robustez y buena performance.

Metodología en conjunto: En este aspecto, se aplicaron diversas variantes, llamadas X, de la metaheurística PSO. Luego, estos tres aspectos definen la metodología denominada 'X PSO con extensión al dominio multiobjetivo difuso o X-FPSO'. Este procedimiento permitió resolver con relativa facilidad una gran cantidad de problemas de la economía computacional, obteniendo resultados prometedores. Se presentan en la presente tesis los modelos relacionados a la problemática planteada, y se busca extender esta metodología a otras problemáticas prioritarias para la sociedad.

Índice

Índice de tablas	XV
Índice de figuras	XVII
Acrónimos	XXI
Variables y parámetros utilizados	XXI
V	
CAPÍTULO 1	1
PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA	1
1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	1
2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	1
2.1 Temática propuesta	1
2.1.1 Propósito de la ingeniería	2
2.1.2 Eficiencia económica y equidad	3
2.1.3 Costo marginal y costo social de oportunidad	4
2.1.4 Sustentabilidad energética, ambiental.	4
2.2 Vinculación de los conceptos	5
2.3 Resumen de interrogantes generales	7
2.3.1 Modelación matemática	7
2.3.2 Modelos de optimización	8
2.3.3 Métodos de resolución	9
2.4 Interrogantes relacionados a la Economía Computacional de Regulación de Redes Eléctricas (ECRRE)	9
3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	10
3.1 Teoría de la decisión	10
3.2 Sectores Analizados y Costo Propio de Distribución	10
3.3 Costos e índices de calidad técnica y ambiental	11
4 ALCANCE DEL PROBLEMA	13
4.1 Objetivo general	13
4.2 Objetivos específicos	14
4.3 Hipótesis metodológicas	14
CAPÍTULO 2	19
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS PROBLEMAS	19

1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	19
2	ECONOMIA	19
	2.1 Mercado	19
	2.1.1 Tipos de competencia	22
	2.2 Teoría del valor y marginalista	23
	2.2.1 Valor intrínseco	24
	2.2.2 Paradoja y teoría del valor	24
	2.2.3 Utilidad marginal	25
	2.2.4 Excedente del productor y excedente del consumidor	27
	2.2.5 Costo social de oportunidad y marginal	28
	2.3 Modelos económicos	29
	2.4 Sistemas económicos	30
	2.4.1 Economía centralizada o planificada	30
	2.4.2 Economía de libre mercado	31
	2.4.3 Economía mixta	31
	2.5 Mecanismos de valoración de impacto ambiental	32
3	RESUMEN DEL CAPÍTULO	34
	CAPÍTULO 3	35
	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	35
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	35
2	SISTEMAS ENERGÉTICOS	35
	2.1 Definición de sistema	35
	2.2 Energía primaria y vector energético	36
	2.3 Energías renovables y no renovables	36
3	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	38
	3.1 Componentes básicos de un circuito	38
	3.2 Dispositivos de maniobra y protección	40
	3.3 Clasificación de las redes según el tipo de corriente	41
	3.4 Clasificación según el número de fases	42
	3.5 Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico	46
	3.6 Clasificación según la topología de la red	47
	3.7 Sector de generación según los planteamientos actuales	49
	3.7.1 Generación centralizada	49
	3.7.2 Generación distribuida	49
	3.7.3 Redes eléctricas inteligentes o smart grid	51

3.8	Tipos de fuentes de generación	53
3.8.1	Eólica	53
3.8.2	Solar Fotovoltaica	56
3.8.3	Hidráulica	57
3.8.4	Fosil	58
3.8.5	Biomasa y biogás	59
3.8.6	Nuclear	62
4	RESUMEN DEL CAPÍTULO	63
	CAPÍTULO 4	65
	OPERACIÓN Y MARCO REGULATORIO	65
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	65
2	OPERACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS	65
2.1	Clasificación de la operación del sistema	65
2.2	Clasificación según los instrumentos de competencia	66
2.3	Clasificación según la perspectiva	66
2.3.1	Perspectiva del productor	66
2.3.2	Perspectiva del comercializador	67
2.3.3	Perspectiva del consumidor	68
2.4	Operación del sistema de transporte/distribución	68
2.4.1	Confiabilidad	68
2.4.2	Flujo de carga	68
3	MONOPOLIO Y MERCADOS REGULADOS	69
3.1	Mecanismos de regulación de precios	69
3.2	Regulación del mercado eléctrico argentino	71
3.2.1	Sector eléctrico antes de la reforma	72
3.2.2	Reforma del sector eléctrico	73
3.2.3	Sector eléctrico después de la reforma	76
3.2.4	Sector eléctrico actual	77
4	SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL	79
4.1	Sustentabilidad Energética	79
4.2	Sustentabilidad Ambiental	79
4.3	Efecto invernadero y calentamiento global	80
4.4	Eficiencia energética	82
4.4.1	Indicadores Energéticos	82
4.5	Perspectivas de la Eficiencia Energética	84

4.6	Análisis de Ciclo de Vida (ACV)	84
4.7	Tasa de Retorno Energético (TRE)	85
5	TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y MERCADO DE CARBONO	86
5.1	Transición Energética	86
5.2	Mecanismos de Mercado de Carbono	88
5.3	Evolución de la matriz energética y eléctrica argentina	90
5.4	Escenarios: Business Usual y Responsabilidad Colectiva	92
5.5	Grado de penetración renovable en GD y maduración tecnológica	93
6	RESUMEN DEL CAPÍTULO	101
	CAPÍTULO 5	103
	MODELADO DE OPTIMIZACIÓN	103
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	103
2	MODELACIÓN Y OPTIMIZACIÓN	104
2.1	Definición de optimización y clasificación	105
2.1.1	Planificación de largo y corto plazo	107
2.1.2	Horizonte de planificación	108
2.1.3	Programación dinámica	109
2.1.4	Maldición de la dimensionalidad	110
2.2	Problemas de decisión multiobjetivo	110
2.2.1	Frontera de Pareto	110
2.2.2	Teoría de la decisión	112
2.2.3	Axiomas para la evaluación de alternativas	114
2.2.4	Proceso analítico jerárquico (AHP)	116
2.2.5	Conjuntos difusos	118
2.2.6	Confluencia de conjuntos difusos	121
2.2.7	Ponderaciones	123
3	RESUMEN DEL CAPÍTULO	124
	CAPÍTULO 6	125
	SOLUCIÓN POR METAHEURÍSTICAS	125
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	125
2	ESTADO DEL ARTE	126
2.1	Heurísticas	126
2.2	Definición básica de metaheurística	127
2.3	Tipos de metaheurística en el estado del arte	128

2.4	Algoritmos genéticos	129
2.5	Metaheurística optimización por enjambre de partículas	131
2.5.1	Optimización por enjambre de partículas (PSO)	131
2.5.2	Espacio de búsqueda	134
2.5.3	Inicialización	134
2.5.4	Confinamiento	134
2.6	Optimización por Enjambre de Partículas (FC-PSO)	136
2.7	Optimización por Enjambre de Partículas (FC-PSO VN)	136
2.8	Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo (EPSO)	137
3	RESUMEN DEL CAPÍTULO	139
	CAPÍTULO 7	141
	METODOLOGÍA Y MODELO UTILIZADO	141
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	141
2	MODELOS DE OPTIMIZACIÓN	141
2.1	Metodología aplicada	141
2.2	Hipótesis simplificativas	141
2.3	Confiabilidad de los sistemas de distribución	142
2.3.1	Dispositivo de seccionamiento y protección	142
2.3.2	Definición del problema	143
2.4	Evaluación potencial de la generación distribuida	146
2.5	Modelo de emplazamiento óptimo de GD	148
2.6	Valoración económica de los atributos no monetizables	149
2.6.1	Costo de peaje	151
3	PROCEDIMIENTO	152
3.1	Escenario más satisfactorio para la transición energética	153
3.2	Sistemas de distribución en Media Tensión	155
4	RESUMEN DEL CAPÍTULO	162
	CAPÍTULO 8	163
	RELEVAMIENTO DE LA INFORMACION	163
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	163
2	RELEVAMIENTO DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS	163
3	RELEVAMIENTO ENERGÉTICO	165
3.1	Relevamiento de la generación por biomasa y biogás	165

3.1.1	<i>Relevamiento de la generación por biomasa</i>	165
3.1.2	<i>Relevamiento de la generación por biogás</i>	166
3.2	Relevamiento de datos de potencial eólico	168
3.2.1	Potencial en Entre Ríos	169
3.3	Gráfica de radiación solar directa	171
4	RELEVAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	173
4.1	Relevamiento de equipos SP	180
4.2	Relevamiento de equipos de generación	181
5	RESUMEN DEL CAPÍTULO	182
CAPÍTULO 9		183
	RESUMEN, ANÁLISIS Y CONCLUSION	183
1	PRÓLOGO DEL CAPÍTULO	183
2	ESCENARIOS DE GENERACIÓN RENOVABLE	184
2.1	Optimización	184
2.2	Escenarios de transición energética	186
2.3	Atributos del modelo	189
2.4	Funciones de aptitud difusas, asociadas a los atributos del modelo	192
2.5	Costos intrínsecos	194
3	MODELO DE CONFIABILIDAD	195
3.1	Mapas bidimensionales	201
4	EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO DE GD	205
4.1	Modelo de Emplazamiento óptimo de Generación Distribuida	209
4.2	Escenario de mínimas emisiones de CO₂ .	213
4.3	Emplazamiento de los equipos según la solución más satisfactoria	217
4.4	Análisis del costo intrínseco y los costos de peaje	219
5	CONCLUSIONES	223
5.1	Líneas a futuro	225
	REFERENCIAS	229
	ANEXO	255
1	DEFINICIONES BÁSICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA	255
1.1	Energía y potencia	255
1.2	Ley de Ohm	255
1.3	Variables de estado de los sistemas de potencia de CC	257

1.4	Potencia Reactiva e inductiva	258
1.4.1	Tensión, corriente e impedancia de fase y de línea	261
1.4.2	Teorema de Boucherot	261
1.4.3	Generación distribuida	263
2	CONCEPTOS ADICIONALES DE LOGICA DIFUSA	264
2.1	Axiomas	264
2.2	Unión e intersección entre conjuntos difusos	265
2.3	Complemento de un conjunto difuso	266
2.4	Alfa-corte	266
2.5	Normas triangulares	267
3	PRINCIPALES DESARROLLOS MATEMÁTICOS	268
3.1	Tasa de Retorno Energético	268
3.2	Modelación por Análisis de Ciclo de Vida (ACV)	268
3.3	Modelo incremental	270
3.4	Vector de búsqueda	271
3.5	Actualización de parámetros	272
3.5.1	Cálculo Del Crecimiento de Potencias Instaladas	272
3.5.2	Funciones auxiliares	273
3.5.3	Ajuste por mínimo cuadrados	274
3.5.4	Ecuaciones finales:	274
3.5.5	Ajuste por mínimos cuadrados:	274
3.5.6	Potencia instalada total:	275
4	FUNCIONES OBJETIVOS	275
4.1	Función objetivo Tasa de Retorno Energético	275
4.2	Emisiones de dióxido de carbono CO ₂	276
4.3	Costo de Inversión	277
5	TABLAS COMPLEMENTARIAS	279
5.1	Sistemas de potencia	279
5.2	Algoritmos principales y complementarios	280
5.2.1	Procedimiento de resolución aplicado a la tesis	280
5.2.2	Algoritmos de modelación	283
5.2.3	Otros algoritmos	289
5.2.4	Algoritmos de optimización	290
6	FIGURAS COMPLEMENTARIAS	293
6.1	Cálculo de generación eólica	293

Índice de tablas

TABLA I. Resumen del estado del arte de la tesis.	16
TABLA II. Resumen del planteamiento del problema.	18
TABLA III. Clasificación de mercados.	23
TABLA IV. Comparación de criterios de planificación en los SDEE.	99
TABLA V. Clasificación de la teoría de la decisión según la cantidad de actores.	107
TABLA VI. Clasificación de la teoría de la decisión según la cantidad de actores.	113
TABLA VII. Axiomas de la teoría de la decisión.	114
TABLA VIII. Axiomas de la teoría de decisión social.	116
TABLA IX. Ejemplos de conjuntos difusos.	122
TABLA X. Dimensiones de los vectores correspondientes a la ecuación de movimiento de la Optimización por Enjambre de Partículas.	133
TABLA XI. Tiempos sin suministro y cantidad de cortes por caso	145
TABLA XII. Penalización a partir del costo intrínseco (IC).	151
TABLA XIII. Resumen de características de funciones difusas.	159
TABLA XIV. Datos de Composición de Materiales según Generación. ¡Error! Marcador no definido.	
TABLA XV. Resumen de los principales datos de los sistemas de distribución analizados.	174
TABLA XVI. Parámetros del modelo de confiabilidad.	180
TABLA XVII. Parámetros del modelo de emplazamiento de Generación Distribuida.	181
TABLA XVIII. Matriz de prioridades y Vector de ponderadores exponenciales (EW) para el modelo de escenarios de transición energética.	185
TABLA XIX. Proporción de la matriz eléctrica [%], obtenida para los escenarios energéticos y el Escenario Más Satisfactorio (EMS).	186
TABLA XX. Matriz de prioridades y Vector de ponderadores exponenciales (EW) para el modelo de Confiabilidad.	195
TABLA XXI. Resultados del modelo de confiabilidad. Se presentan los valores máximos vMax , mínimos vInf , funciones de preferencia difusa μ_j y funciones de aptitud difusa μ_t .	196
TABLA XXII. Costo intrínseco medio (en USD/Unidad del atributo analizado) y costo de peaje	197
TABLA XXIII. Costos de peaje según el modelo de confiabilidad, según el escenario de emplazamiento de equipos SP y sin Emplazamiento.	198
TABLA XXIV. Datos de interés de los sistemas de distribución y de la metaheurística empleada para resolverlos.	205
TABLA XXV. Matriz de preferencia basada en los ponderadores exponenciales obtenidos.	206
TABLA XXVI. Resultados del modelo de emplazamiento óptimo de Generación Distribuida GD. Se presentan los valores máximos vMax , mínimos vInf , funciones de preferencia difusa μ_j y funciones de aptitud difusa final μ_t .	207

<i>TABLA XXVII. Costo Intrínseco Medio (en USD/Unidad del atributo analizado) y costo de peaje.</i>	219
<i>TABLA XXVIII. Costos de peaje en [USD] según los modelos de Generación Distribuida (GD) y colocación de equipos de Seccionamiento y Protección (SP).</i>	220
<i>TABLA XXIX. Costos de peaje en según el modelo de generación distribuida [% Inversión Máxima]</i>	221
<i>TABLA XXX. Relaciones matemáticas a partir de la ley de Ohm.</i>	256
<i>TABLA XXXI. Potencia activa, reactiva y aparente.</i>	260
<i>TABLA XXXII. Distribuciones de probabilidad para el cálculo de las curvas de viento.</i>	279
<i>TABLA XXXIII. Procedimiento Principal.</i>	280
<i>TABLA XXXIV. Optimización Multiobjetivo Difusa.</i>	281
<i>TABLA XXXV. Determinación del costo intrínseco.</i>	282
<i>TABLA XXXVI. Algoritmo para la determinación del costo de peaje.</i>	282
<i>TABLA XXXVII. Análisis de Ciclo de Vida - Life Cycle Analysis.</i>	283
<i>TABLA XXXVIII. Modelo iterativo de corrección de matriz eléctrica.</i>	284
<i>TABLA XXXIX. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de escenarios energéticos.</i>	285
<i>TABLA XL. Algoritmo de flujo de potencia trifásico.</i>	286
<i>TABLA XLI. Algoritmo de ubicación de generadores en forma distribuida.</i>	287
<i>TABLA XLII. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de Modelo de Emplazamiento óptimo.</i>	287
<i>TABLA XLIII. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de Modelo de Confiabilidad.</i>	288
<i>TABLA XLIV. Programación Dinámica.</i>	289
<i>TABLA XLV. Algoritmo de búsqueda en anchura (Breadth-First-Search).</i>	289
<i>TABLA XLVI. Pseudocódigo de los Algoritmos Genéticos</i>	290
<i>TABLA XLVII. Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción.</i>	290
<i>TABLA XLVIII. Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción y Topología de VonNeumann (FC PSO VN).</i>	291
<i>TABLA XLIX. Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo.</i>	292

Índice de figuras

Figura 1. Temática Propuesta. _____	2
Figura 2. Aspectos principales de la tesis. _____	7
Figura 3. Problemas resueltos en la presente tesis: Confiabilidad de un sistema de Media tensión, Emplazamiento de Generación Distribuida, y Escenarios más satisfactorio de transición energética. Cada uno se formula y resolvió por separado. _____	12
Figura 4. Ley de la oferta y demanda: (a) efecto del desplazamiento de la curva de la demanda y (b) Efecto del desplazamiento de la curva de la oferta. _____	21
Figura 5. Excedente del productor y consumidor. _____	28
Figura 6. Proyección del cenit de la producción mundial de petróleo. _____	37
Figura 7. Componentes de un circuito eléctrico, para un sistema monofásico. _____	39
Figura 8. Sistema monofásico. (a) Función sinusoidal (v) en función del ángulo en radianes. (b) Fasor y proyección en el eje real e imaginario. _____	43
Figura 9. Terna de magnitudes de una línea trifásica R, S, T. (a) Representación periódica. (b) Representación fasorial. _____	44
Figura 10. Representación de un sistema trifásico _____	45
Figura 11. Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico. _____	46
Figura 12. Red radial, de bucle abierto y mallada o bucle cerrado. _____	48
Figura 13. Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico. _____	74
Figura 14. Emisiones globales promedio de CO ₂ , en partes por millón (eje de ordenadas) vs año (eje de abscisa). _____	81
Figura 15. Temperatura media global (eje de ordenadas) vs año (eje de abscisa). _____	82
Figura 16. Balance de Oferta y Demanda Primaria, entre 1992 y 2015. _____	90
Figura 17. (a) Evolución de la matriz energética en argentina entre 1992 y 2015: energía hidráulica, derivados del petróleo, gas natural y otros (b) Energía total y Energía demandada entre 1992 y 2015. _____	91
Figura 18. (a) Matriz eléctrica, para el escenario Business as usual (BAU), en % de cada Fuente. (b) Escenario de Responsabilidad colectiva. _____	92
Figura 19. Grado de Penetración en Generación Distribuida _____	98
Figura 20. (a) Dominancia; (b) Soluciones no dominadas y Frontera de Pareto. _____	111
Figura 21. Contracción y dilatación de conjuntos difusos. (a) Conjunto difuso (b) Conjunto contraído ($\rho = 4$) (c) Conjunto dilatado ($\rho = 0.25$) _____	124
Figura 22. Casos principales obtenidos con las combinaciones de los tres equipos. _____	143
Figura 23. Descripción esquemática de la metodología propuesta, basado en los algoritmos del ANEXO, sección 5.2.2, 0 y 0. _____	152

Figura 24. Modelo de escenario más satisfactorio, basado en la asignación de inversiones en potencia instalada, por fuente de generación .	153
Figura 25. Modelo de escenario más satisfactorio, donde la TABLA XXXIII se refiere al Procedimiento Principal.	154
Figura 26. Obtención de los valores de referencia del modelo de emplazamiento de Generación Distribuida en Media Tensión.	156
Figura 27. Obtención de los límites operativos.	156
Figura 28. a) Modelo de confiabilidad. b) Modelo de emplazamiento de generadores.	157
Figura 29. Descripción gráfica de la representación de los mapas relacionados a los atributos de los sistemas de distribución.	160
Figura 30. Descripción gráfica de la metodología utilizada para obtener los costos de peaje en el sistema de distribución, y el índice de eficiencia para la comparación de escenarios de transición energética.	161
Figura 31. Gráfica de curva semanal de viento.	169
Figura 32. Gráfica de distribución de probabilidad asociada a la velocidad de viento.	170
Figura 33. Gráfica de distribución de probabilidad acumulada asociada a la velocidad de viento.	170
Figura 34. Gráfica de factor de carga a partir de la velocidad media de régimen de viento.	171
Figura 35. Gráfica de radiación solar directa.	172
Figura 36. Sistema de Distribución.	173
Figura 37. Nodos con Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 1.	175
Figura 38. Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 2.	176
Figura 39. Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 3.	177
Figura 40. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 1.	178
Figura 41. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 2.	178
Figura 42. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 3.	179
Figura 43. Función de aptitud con la Metaheurística Optimización con Enjambre de Partículas Evolutivo con extensión al dominio difuso (FEPSO).	185
Figura 44. Proyección más satisfactoria de la potencia instalada argentina.	187
Figura 45. Proyección más satisfactoria de la matriz eléctrica argentina.	187
Figura 46. Potencia Invertida total [MW] por mes.	188
Figura 47. Potencia Instalada total [MW] por mes.	188
Figura 48. Función de aptitud difusa obtenida por la confluencia de los atributos analizados, para cada escenario estudiado.	190
Figura 49. Tasa de retorno energético asociado a cada escenario de matriz energética.	190
Figura 50. Emisiones de dióxido de carbono (CO ₂) mensuales en Toneladas por [MW].	191
Figura 51. Costo de inversión en Dólares [USD] por [MW].	192

<i>Figura 52. Funciones de aptitud asociados a cada uno de los atributos del modelo de escenario de transición energética, para el Escenario Más Satisfactorio (EMS).</i>	193
<i>Figura 53. Índice de eficiencia asociado a la valoración económica de los escenarios obtenidos.</i>	193
<i>Figura 54. Costo Intrínseco (CI) de las emisiones de CO₂, asociado a cada escenario de matriz energética.</i>	194
<i>Figura 55. Costo Intrínseco de la Tasa de Retorno Energético (TRE) - Energy Returned on Investment (EROI) - asociado a cada escenario de matriz energética.</i>	194
<i>Figura 56. Ubicación de SP óptima para el Sistema de Distribución en Media Tensión 1.</i>	199
<i>Figura 57. Ubicación de SP óptima para el Sistema de Distribución en Media Tensión 2.</i>	199
<i>Figura 58. Ubicación de SP óptima para el Sistema de Distribución en Media Tensión 3.</i>	200
<i>Figura 59. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 1.</i>	202
<i>Figura 60. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 2.</i>	202
<i>Figura 61. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 3.</i>	202
<i>Figura 62. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 1.</i>	203
<i>Figura 63. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 2.</i>	203
<i>Figura 64. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 3.</i>	203
<i>Figura 65. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 1.</i>	204
<i>Figura 66. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 2.</i>	204
<i>Figura 67. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 3.</i>	204
<i>Figura 68. Mapa de costo total de los equipos por nodo del sistema de distribución 1.</i>	210
<i>Figura 69. Mapa de costo total de los equipos por nodo del sistema de distribución 2.</i>	210
<i>Figura 70. Mapa de costo total de los equipos por nodo del sistema de distribución 3.</i>	210
<i>Figura 71. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 1.</i>	211
<i>Figura 72. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 2.</i>	211
<i>Figura 73. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 3.</i>	211
<i>Figura 74. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 1.</i>	212
<i>Figura 75. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 2.</i>	212
<i>Figura 76. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 3.</i>	212
<i>Figura 77. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 1.</i>	213
<i>Figura 78. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 2.</i>	214
<i>Figura 79. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 3.</i>	215

<i>Figura 80. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 1, para el escenario de CO2 mínimo.</i>	216
<i>Figura 81. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 2, para el escenario de CO2 mínimo.</i>	216
<i>Figura 82. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 3, para el escenario de CO2 mínimo.</i>	216
<i>Figura 83. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 1.</i>	217
<i>Figura 84. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 2.</i>	217
<i>Figura 85. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 3.</i>	218
<i>Figura 86. Variables de estado de un circuito eléctrico: tensión, corriente y caída de tensión.</i>	257
<i>Figura 87. Triángulo de potencia: potencia Aparente, Activa y Reactiva (inductiva).</i>	259
<i>Figura 88. Gráfico de potencias aparentes, reactivas y activa en una red</i>	262
<i>Figura 89. Generación distribuida en la red eléctrica</i>	263
<i>Figura 90. Obtención de la Tasa de Retorno Energético (TRE) mediante el Análisis de Ciclo de Vida.</i>	269
<i>Figura 91 a) Curvas de distribución de Velocidades del viento, b) Distribución de Weibull y c) Distribución Acumulada con $c=9.8$ y $k=1,6; 2; 2.4$.</i>	293
<i>Figura 92 Curvas de distribución probabilística de Velocidades del viento: se presenta como varían las curvas al variar los parámetros. (a) Distribución de Weibull y (b) su acumulada con factores de forma $k=1.6; 2; 2.4$ y con factor de escala $c=9.8$.</i>	294
<i>Figura 93 Curvas de distribución de Velocidades del viento: (a) Distribución de Weibull y (b) acumulada con factores de escala $c=6; 10; 16$ y factor de forma $k=2.4$.</i>	295

Acrónimos

SIGLAS

AAUs	<i>Assigned Amount Units</i> - Permisos Transables de Emisiones.
ACO	<i>Ant Colony Optimization</i> - Optimización por Colonia de Hormigas.
ADMS	<i>Advanced Distribution Management System</i> - Sistema Avanzado de Gestión de Distribución.
AG	Algoritmos Genéticos.
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i> - Proceso Analítico Jerárquico.
BAU	<i>Business As Usual</i> - Negocios como de Costumbre.
BFS	<i>Breadth First Search</i> - Búsqueda en Anchura.
CA	Corriente Alterna.
CADER	Cámara Argentina De Energías Renovables.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
CAREM	Central Argentina de Elementos Modulares.
CI	Valor intrínseco asociado al atributo estudiado o Costo Intrínseco.
CC	Corriente Continua.
CERs	Certificado de Emisiones Reducidas.
DPCA	<i>Distribution Power Coalition of America</i> .
DERMS	<i>Distributed Energy Resource Management System</i> .
ECRRE	Economía Computacional De Regulación De Redes Eléctricas.
EDENOR	Empresa Distribuidora de Energía Norte Sociedad Anónima.
EDESUR	Empresa Distribuidora de Energía Sur Sociedad Anónima.
EMS	Escenario Más Satisfactorio.
ENS	Energía No Suministrada.
EPRE	Ente Provincial Regulador de la Energía.
EPSO	Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo.
EROI	Energy Returned on Energy Investment.
ERUs	Emission Reduction Units - Unidad de reducción de emisiones.
ETP	Equivalent Tons of Petroleum - Toneladas Equivalentes de Petróleo.
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme - Esquema de Transacción de Emisiones de la Unión Europea.
F	Fusibles.
FC PSO	Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción.
FC PSO VN	Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción y topología de Von Neumann.
FiTs	<i>Feed-in Tariffs</i> .
GC	Generación Centralizada.
GD	Generación Distribuida.
GDP	Grado de Penetración Distribuida.
GB	Generación Biomasa.
GE	Generación Eólica.
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GF	Generación Fósil.
GH	Generación Hidráulica.
GLS	Guided Local Search - Búsqueda Local Guiada.
GN	Generación Nuclear.
GS	Generación Solar.
HIDRONOR	Hidroeléctrica Norpatagónica.
I	Interruptores.
IAWT	<i>Vertical-Axis Wind Turbines</i> - Turbina eólica de Eje Vertical.
IEA	<i>International Energy Agency</i> - Agencia Internacional de Energía.

IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> - Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
ILS	<i>Iterative Local Search</i> - Búsqueda Local Iterativa.
LCA	<i>Life Cycle Analysis</i> - Análisis de Ciclo de Vida.
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> - Costo Nivelado de la Energía.
MCE	Mecanismo de Comercio de Emisiones.
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio.
MIC	Mecanismo de Implementación Conjunta.
MPUC	<i>Maine Public Utilities Commission</i> - Comisión de Servicios Públicos de Maine.
NEM	<i>Net Energy Metering</i> - Medición de Energía de la Red.
PD	Programación Dinámica.
PU	Pequeños Usuarios.
PBI	Producto Bruto Interno.
PSO	Optimización por Enjambre de Partículas.
RC	Responsabilidad Colectiva.
REI	Redes Eléctricas Inteligentes.
RSU	Residuos Sólidos Urbanos.
SDEE	Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica.
S	Seccionadores.
SA	Simulated Annealing.
SAIDI	Índice de duración promedio de interrupción - System Average Interruption Duration Index [<i>hs</i>].
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción - <i>System Average Interruption Frequency Index</i> [<i>Interrupciones</i>].
SET - SETA	Subestación Transformadora.
SP	Seccionamiento y Protección.
TRE	Tasa de Retorno Energético.
TVL	Teoría del Valor Trabajo.
TS	Tabú Search.
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change - Convención Mundial de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.
VAWT	<i>Vertical-Axis Wind Turbines</i> - Turbina eólica de Eje Vertical.
WISDOM	<i>Woodfuel Integrated Supply/Demand Overview</i> .
X-FPSO	X forma o topología de la Optimización por Enjambre de Partículas con extensión al dominio multiobjetivo difuso.
X PSO	X forma o topología de la Optimización por Enjambre de Partículas.

UNIDADES

A	Amper de corriente.
gr	Gramos.
H	Henry, unidad de medición de la inductancia L que es equivalente a $Volt \cdot Segundo/Amper$.
Hz	Herzt, o siclos por segundo.
k	Kilo o 1000 de veces la unidad básica.
M	Mega o 1000000 de veces la unidad básica.
mts	Metros
Ohm	$Volt/Amper$, es la unidad de medición de resistencia.
H	Henry, unidad de medición de la inductancia L que es equivalente a $Volt \cdot Segundo/Amper$.

Ppm	Partes Por Millón.
Seg	Segundos.
Ton	Toneladas o 1000 kilogramos.
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo.
USD	<i>United State Dolar</i> - Dólares de Estados Unidos.
V	Volt de tensión.
VA	Volt - Amper de potencia.
VAh	Volt - Amper - hora de energía.
W	Watt de potencia.
Wh	Watt - hora de energía.

VARIABLES Y PARÁMETROS UTILIZADOS

FLUJO DE POTENCIA

F	Fase de la terna de conductores: R, S, T.
L	Es todo nodo conectado a i , es decir, todos los nodos sucesores inmediatos.
$I_i^{[F]}$	Corriente inyectada en i (corriente nodal) en la fase F [Amper]..
$I_{ij}^{[F]}$	Flujo de corriente que fluye entre los nodos i - j , en la fase F [Amper].
$I_{iL}^{[F]}$	Flujo de corriente por las líneas i - L en la fase F [Amper].
$I_{ki}^{[F]}$	Flujo de corriente por la línea k - i (corriente de rama) en la fase F [Amper].
k	es todo nodo que conecta a i , siendo k el nodo predecesor inmediato de i .
R_{ij}	resistencia entre los nodos i - j [Ohm].
$V_j^{[F]}$	Voltaje del nodo de recibo en la fase F [Volt].
$V_i^{[F]}$	Voltaje del nodo de envío en la fase F [Volt].
Z_{ij}	Impedancia entre los nodos i - j [Ohm].

CONFIABILIDAD

C_i	Costo del equipo i [USD].
$CA_{EqSP}(x)$	Es el Costo de Adquisición de los equipos necesarios para poner en marcha la configuración x [USD/año].
C_{SP}	Precio del equipo SP (Interruptor, Seccionador y Fusible). Para el caso de los fusibles, el costo asociado a cada uno es el de adquirirlo y ubicarlo, más el de reemplazarlo por cada falla que lo afecte.
$ENS(x)$	Energía No Suministrada [MWh/año] del SDEE por fallas en los distintos tramos para la configuración de equipos de Seccionamiento y Protección x .
FRC_{SP}	Factor de recuperación del capital.
l_{ij}	Longitudes de los tramos entre los nodos i y j [km].
P_i	Potencias demandadas [kVA]
$SAIFI(x)$	Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del SDEE para la configuración x [Fallas/año].
$SAIDI(x)$	Mide el Índice de Duración de Interrupción Promedio del SDEE para la configuración x [hs/año].
Top	Topología de la red.
td	Tasa de descuento: 10% anual.
Tc	Tiempo para el conocimiento de la falla: es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella [hs].
TCD	Tiempo de enfriamiento del aceite dieléctrico del interruptor, debido al arco extinguido durante el proceso de corte [hs].
Tl	Tiempo de localización de la falla [hs]: demora para el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de

	localizar en forma precisa el punto de falla [<i>hs</i>].
T_p	Tiempo de preparación requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios, con el fin de dar inicio a los trabajos de localización de la falla [<i>hs</i>].
T_r	Tiempo de reparación: demora para la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados [<i>hs</i>].
UL_i	Vida útil del equipo <i>i</i> [Año].
US_i	Cantidad de usuarios en el nodo <i>i</i> .
λ_j	Tasa de falla por año por kilómetro del tramo <i>j</i> [<i>falla/km · Año</i>].

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

APE	Proporción de materiales requeridos para la fabricación de los generadores [%].
As	Composición del sistema de transporte (tren, camión, barco).
cr	Tipo de combustible utilizado (fósil o nuclear).
FC_{gi}	Es el factor de carga del Generador <i>gi</i> .
Gep_{gi}	Equivalente energético del combustible del Generador <i>gi</i> en Toneladas Equivalentes de Petróleo [TEP/kWh].
$Gep_{mj \times sp}^{tr}$	Gasto específico para el transporte de los materiales requeridos [<i>Tonelada de combustible/Tonelada de material</i>].
$Gep_{cr \times sp}^{tr}$	Gasto específico para el transporte del combustible requerido [<i>Tonelada de combustible/Tonelada de combustible</i>].
gi	Fuente de generador (Eólico, Solar, Hidráulico, Biomasa, Fósil y Nuclear).
mj	Tipo de material requerido para el ciclo de vida.
PE	Peso Específico de los materiales requeridos por potencia instalada.
P_{gi}	Es la potencia instalada del Generador <i>gi</i> [MVA].
P_{gi}	Es la potencia invertida en el ciclo de vida del Generador <i>gi</i> [MVA].
$Tinv_{gi}^{[k]}$	Tiempo de inversión [Años].
tr	Tipo de transporte utilizado en el ciclo de vida
VU_{gi}	Es vida útil del Generador <i>gi</i> [Años].
η_{gi}	Es el rendimiento del Generador <i>gi</i> .
$\eta_{cr \times sp}$	Rendimiento de las etapas para el ciclo de vida del combustible.
$\eta_{mj \times sp}$	Rendimiento de las etapas para el ciclo de vida de los materiales.

MODELO DE CRECIMIENTO EXPONENCIAL

k	Etapas correspondientes del modelo de planificación (mes del año).
$Cr_{gi}^{[k]}$	Es la tasa de crecimiento de la generación <i>gi</i> .
$Cr^{[k]}$	Es la tasa de crecimiento de la generación total.
$TN_{gi}^{[k]}$	Es la tasa de crecimiento de los operarios para la fabricación de cada generador <i>gi</i> .
$TN^{[k]}$	Es la tasa de crecimiento de la población.

CURVAS DE VIENTO

c	Factor de escala.
f_i	Registros de frecuencias de las velocidades de viento horarias medidas.
i	Nº de registro de velocidades de viento horarias.
k	Factor de forma.

N_{med}	Conjunto de N_{med} mediciones de viento, cada intervalo Δt .
U_a	Velocidad mínima de arranque o velocidad de cut-in [m/s o km/hr].
U_b	Velocidad máxima de operación o velocidad de cut-out [m/s o km/hr].
U_i	Registros de velocidades de viento horarias.
ρ	Es la densidad del aire [kg/m^3].

TEORÍA DE DECISIÓN DIFUSA - FUZZY DECISION MAKING

A, B, C	Conjuntos difusos.
CI_{ij}	Valor intrínseco del costo respecto al atributo asociado
t	Operador de confluencia difusa t-norma entre n conjuntos difusos.
U_i	Valor del índice asociado al atributo i .
U_i^{inf}	Cota inferior del intervalo del conjunto difuso asociado al atributo i .
U_i^{sup}	Cota superior del intervalo del conjunto difuso asociado al atributo i .
α	Valor llamado alfa-corte que perteneciente al intervalo $[0,1]$.
μ	Grado de pertenencia o grado de verdad.
μ_i	Grado de pertenencia o grado de verdad del índice asociado al atributo i .

METAHEURÍSTICAS X-PSO

X_i	Partícula i del enjambre.
V_i	Velocidad de la partícula i del enjambre.
b_i	Mejor aptitud individual visto por la partícula i del enjambre.
b_G	Mejor aptitud global visto por todo el enjambre.
$f(b_i)$	Función de aptitud calculada a partir de la mejor aptitud individual vista por la partícula i del enjambre.
$f(b_G)$	Función de aptitud calculada a partir de la mejor aptitud global vista por todo el enjambre.
k	Iteración del algoritmo.
m y n	Dimensiones de la grilla correspondiente a la topología von Neumann.
mod	División entera entre dos valores a y b , es decir: a/b o $a \text{ mod } b$.
nD	Número de dimensiones de la partícula.
nP	Número de partículas del enjambre.
$r_1^{[k]}$ y $r_2^{[k]}$	Vectores aleatorios uniformemente distribuidos.
w_c	Constante cognitiva del enjambre.
w_s	Constante social del enjambre.
X_i^{max}	Cota superior del vector de espacio de búsqueda.
X_i^{min}	Cota inferior del vector de espacio de búsqueda.
χ	Factor de constricción.
$\varphi_M, \varphi_C, \varphi$ y κ	Parámetros para calcular el factor de constricción.

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En la presente propuesta se desarrolla un modelo que puede ser extendido también para otros problemas de la economía computacional. Se presentan los aspectos que no han sido resueltos completamente o en forma satisfactoria por los marcos regulatorios y modelos de resolución disponibles en el estado del arte, entre los que se incluyen la existencia de múltiples criterios de optimización, valoración económica de los criterios que son no monetizables en forma directa, la influencia de la incertidumbre fundamental, etc. Se buscaron discutir los problemas y aspectos a considerar para obtener una metodología estandarizada y flexible, la cual resulte factible para realizar comparaciones y toma de decisiones, con el fin de minimizar el impacto ambiental. De esta manera, se definieron algunos conceptos y criterios, con la intención de incorporarlos en ámbitos de discusión y enseñanza pertinentes, propiciando su difusión y críticas.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

2.1 *Temática propuesta*

Se resumen y relacionan a continuación los principales aspectos mencionados en el marco teórico. Las principales disciplinas estudiadas son:

- Economía.
- Ingeniería.
- Ambiental.
- Computacional.

Se presenta en la *Figura 1* un esquema básico de estas disciplinas y los ítems que se desarrollan en la presente sección.

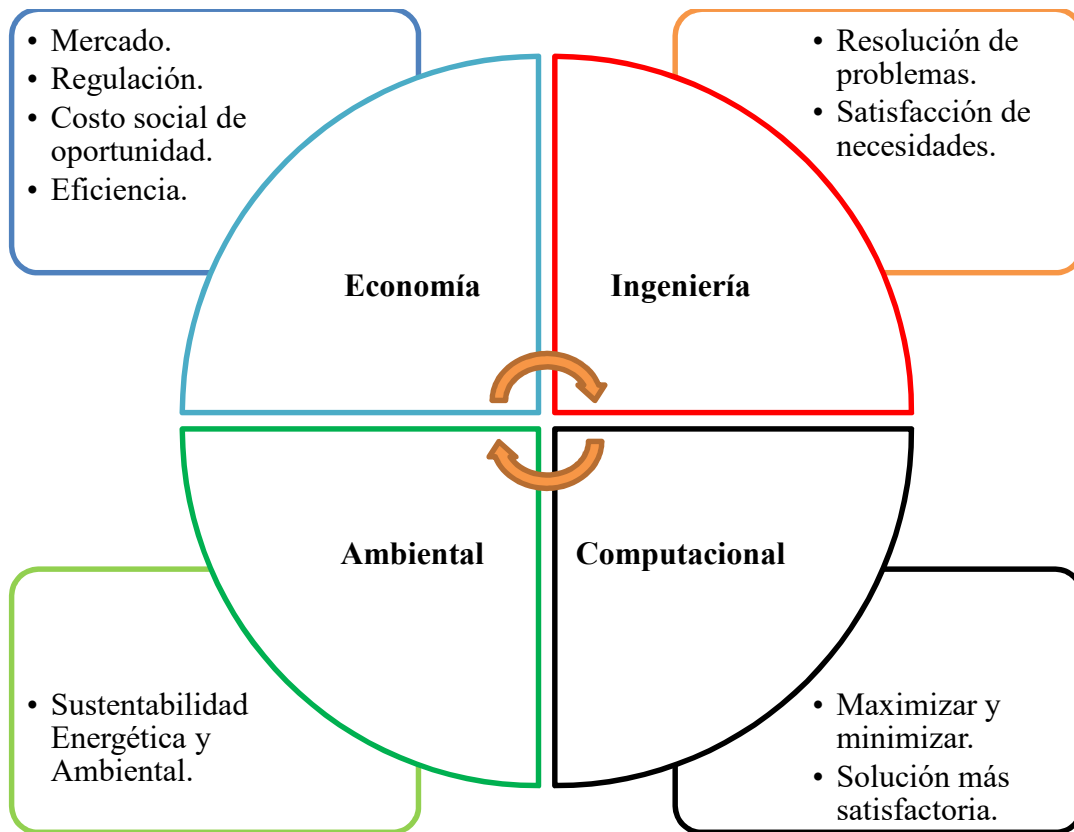


Figura 1. Temática Propuesta.
Fuente: Elaboración propia.

2.1.1 Propósito de la ingeniería

La *adaptación* es la cualidad de un agente de acomodarse a una situación determinada. El hombre, por ejemplo, puede adaptarse a cualquier tipo de alimentación; en relación con el clima, puede vivir en zonas con un calor extremo o bien con un frío intenso. Las condiciones generales de la vida son igualmente muy variables. La forma de administrar los recursos disponibles para satisfacer las necesidades humanas, se llama *economía*.

Por otro lado, como los recursos del planeta son escasos y no son suficientes para todos, se busca administrar esos bienes de la mejor forma posible. La ciencia económica envuelve la toma de decisiones de los individuos, las organizaciones y los Estados para asignar esos recursos escasos. La economía se centra también en el comportamiento de los individuos, su interacción ante determinados sucesos y el efecto que producen en su entorno. Por último, se busca mejorar las condiciones de vida de las personas y de las sociedades. Cuando una persona decide asignar un

recurso a un uso concreto, está descartando su uso para otro fin. A esto se le conoce como *costo de oportunidad*. La herramienta más utilizada en ese sentido se llama *mercado* (Hidalgo et al., 2001; Weber, 2014).

En este sentido, interesa conocer la calidad de la solución obtenida y si se cumplieron los requisitos de calidad, surgiendo conceptos como *eficacia* y *eficiencia*. La *eficacia* se refiere a si se lograron los objetivos. La *eficiencia* se refiere a la capacidad de disponer de algo o de alguien para conseguir un objeto determinado con el mínimo de recursos posible viable, es decir, es la relación entre los recursos utilizados y los logros obtenidos. La pregunta que surge en consecuencia es cómo medir la eficiencia, qué criterios se incluyen y cuáles se dejan afuera. A partir de éste punto se puede extender el término a *eficiencia técnica*, *asignativa*, *productiva*, etc. (Vergés, 2014; Weber, 2014; Díaz, 2015).

Entonces, el propósito principal en la ingeniería es la solución de problemas, buscando la mejor satisfacción de las necesidades. Es decir, el método utilizado debe cumplir ciertos requisitos: satisfacción de los requerimientos respecto a costos, reglamentaciones respecto a impacto ambiental, normas y procedimientos estándares, etc.

2.1.2 Eficiencia económica y equidad

Adicionalmente, dentro de las teorías económicas surge la discusión entre *eficiencia económica* y *equidad*. Una economía es asignativamente eficiente cuando produce una combinación óptima de los productos básicos. Sin embargo, y sin considerar las fallas de mercado, este equilibrio puede ser socialmente no eficiente. Por lo tanto, se debe buscar la maximización del bienestar de los agentes participantes. Este concepto se refiere como *equidad*, que busca incentivar la participación de sectores, que no pueden hacerlo en el caso de eficiencia económica (Samuelson & Nordhaus, 2014; Cortina, 2016; Sautu, 2016). Se habla de *mercado eléctrico* ya que existen un conjunto de transacciones de procesos o intercambio de bienes o servicios entre individuos (energía eléctrica). El costo *económico total* asociado a ese bien puede definirse como el agregado del valor de todos los recursos indispensables para su producción, evaluados en función de su *costo social de oportunidad* (González, 2016; Rincón & Fernando, 2016). Esta definición exhibe dos dificultades básicas para su instrumentación práctica:

- La forma de determinar cuáles son los recursos indispensables para un determinado nivel de producción, resaltando aspectos ligados a la *eficiencia productiva*.
- La posibilidad de establecer el costo social de oportunidad de tales recursos, resaltando aspectos vinculados a la *eficiencia asignativa*.

2.1.3 Costo marginal y costo social de oportunidad

En términos simples, un costo de oportunidad se refiere al “costo de la mejor alternativa no aprovechada”. El *principio de escasez* que rige a la economía, impone que los recursos destinados a cierto tipo de producción no pueden serlo a otro, por lo que se “desaprovecha una oportunidad” al preferir una alternativa sobre otras (Rodríguez, 2018; Dobb, 2015).

En la alternativa de producción elegida el costo de los recursos escasos debe reflejar esta situación, evaluando el valor de los mismos como si se destinasen a la mejor alternativa dejada de lado. Tal cuestión se relaciona estrechamente con el conocimiento de una *función social de bienestar* (función de aptitud u objetivo) y con la dotación del conjunto de recursos requeridos para la producción, supuesta cierta tecnología (Díaz et al., 2016; Monares, 2018).

En la mayoría de los modelos de optimización este concepto se modela mediante los llamados *multiplicadores de Lagrange*. Se habla comúnmente del *costo marginal*, que es el aumento en el costo total que implica incrementar en una unidad la cantidad producida (Londoño & Elkin, 2016; Ángeles et al., 2018).

2.1.4 Sustentabilidad energética y ambiental.

En este sentido surgen dos conceptos de fundamentales: la sustentabilidad energética y ambiental.

- La *sustentabilidad energética* se refiere a garantizar el acceso energético, buscando la equidad o el beneficio de cada sector de la sociedad. Entonces se deben garantizar los derechos de acceso de todos los sectores de la población para los recursos energéticos: combustibles, energía eléctrica, etc. (United Nations. Economic Commission for Latin America, 2003; Lezama & Graizbord, 2010).

- La *sustentabilidad ambiental* se refiere a la responsabilidad del ser humano respecto al cuidado del medio ambiente, al buscar el bienestar de la población. Es decir, se considera al ser humano como un todo y responsable de tomar las decisiones que lo garanticen (Foladori, 1999; Leff; 1994a, 2002b).

La vinculación de estos aspectos no ha sido fácil de responder por la teoría económica clásica (aún en su modelo ideal), debido a que debe buscarse una solución que maximice el beneficio de la población y a su vez el beneficio de cada sector. Adicionalmente se involucra lo que se denomina *fallas de mercado* y *externalidades* (Solanes, 1999).

- Cuando no se cumplen las condiciones ideales del modelo de oferta y demanda ocurren las *fallas de mercado*: monopolios naturales, oligopolios, oligopsonios, etc.
- Cuando algunos miembros de la población (actividad privada) producen algún efecto sobre otros miembros de la población o sobre el ambiente, ocurre una *externalidad*.

Por lo tanto, en la presente investigación cuando se habla de *solución óptima*, en realidad se refiere a *solución más satisfactoria*. Para garantizar la sustentabilidad energética y ambiental se introduce el concepto de *eficiencia energética* (CAPÍTULO 4). El cumplimiento simultáneo de estos objetivos es difícil y surge de aplicar soluciones de compromiso entre ellos (*optimización*) y según las necesidades (*jerarquía*). Deben organizarse a través de categorías que presentan diversa importancia, atribuyéndose a los criterios jerarquizados diferente relevancia. Surgen entonces los términos *optimización* y *jerarquización* (CAPÍTULO 5).

2.2 Vinculación de los conceptos

En el marco regulatorio se contempla la segmentación vertical del mercado eléctrico en cuatro segmentos: generación, transmisión, distribución y grandes usuarios. En primer objetivo de la ley N° 24065 es separar claramente los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.

Se concibieron segmentos funcionalmente independientes (generación, transmisión y distribución - comercialización), vinculados a entornos de negocios en

los que intentan establecerse condiciones de mercado. En segundo lugar, en aquellos segmentos donde puede tener lugar, se plantea un marco de competencia mediante la participación de múltiples agentes oferentes de servicios. En los que no, se aplica regulación, soportada en diferentes mecanismos. Se busca alentar inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo. En tercer lugar, se busca garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución. Adicionalmente, se busca proteger los derechos de los usuarios, regulando las actividades del transporte y distribución. Se busca asegurar que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas (Repetto Belloni, 2001; Leandro, 2006).

Los segmentos de generación y distribución, que son los segmentos de interés, poseen normativas distintas. El segmento de generación se considera un mercado disputable o contestable, donde cualquier dueño del generador puede ingresar y salir del mercado cuando quiera, es decir se plantea un marco de competencia. Esto es siempre y cuando se respete la segmentación horizontal.

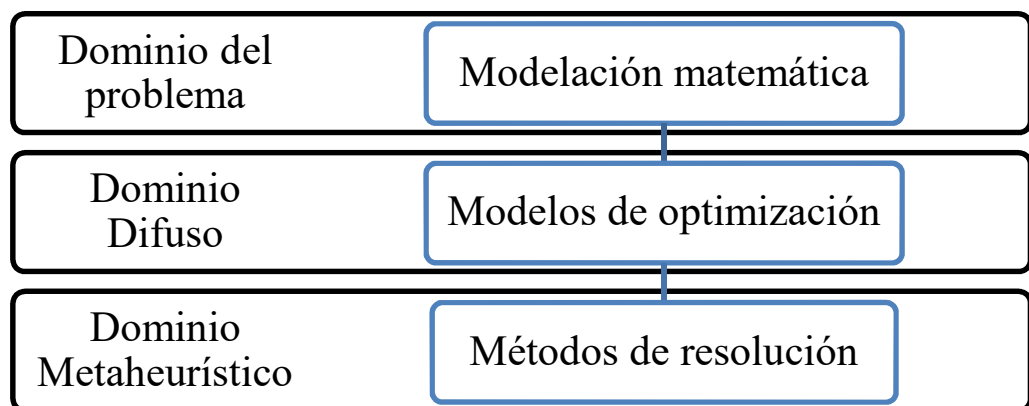
El segmento de distribución es por razones técnicas un monopolio natural y por lo tanto debe estar sujeto a regulación. Existe entonces un único propietario del sistema de redes que ofertará tal servicio y por lo tanto todo generador que quiera aportar a la red debe abonar el cargo de acceso. En este aspecto, existe una separación entre el servicio de redes y el de comercialización de energía eléctrica.

Uno de los conceptos que se encuentra en discusión en la presente línea de investigación es el de *Adaptación Económica de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. Generalmente, en los modelos de planificación de inversión y operación este concepto es asociado a la minimización de las inversiones y costos de operación y mantenimiento. Tomando por caso América Latina, conforme lo indican la mayoría de los Marcos Regulatorios Eléctricos (CREG, 1999; ENRE, 1999; CNE, 1997), se recurre al cálculo del *Valor Agregado de Distribución* (VAD). El término VAD refiere a los costos que deben ser recuperados por las distribuidoras. A partir de estas planificaciones se utilizan los conceptos de costo marginal y costo social de oportunidad, con el fin de evaluar económicamente cualquier alternativa. El costo marginal se refiere al costo diferencial por producir

una unidad adicional. En cambio, el costo de oportunidad se refiere al costo que asume el decisor por no haber elegido una mejor alternativa (Schweickardt & Pistonesi, 2007). Sin embargo, existe dificultad en la incorporación a estos modelos de los índices de calidad de servicio, técnicos y ambientales. Estos aspectos son contemplados mediante mecanismos de penalización, planteados según cada marco regulatorio.

2.3 Resumen de interrogantes generales

Se observa que, aunque las teorías y herramientas disponibles son amplias, existen discrepancias y vacíos metodológicos a aplicar. Se contemplan tres aspectos principales en la presente tesis: modelación matemática, modelos de optimización y de resolución (ver *Figura 2*).



*Figura 2. Aspectos principales de la tesis.
Fuente: Elaboración propia.*

2.3.1 Modelación matemática y algorítmica

La primera pregunta que surge es cómo modelar, ya sea matemáticamente o mediante un algoritmo, el problema de interés. Es decir, se busca definir el dominio del problema, precisando qué variables se tienen o no en cuenta y de qué forma modelar la incertidumbre. La *modelación del problema* es un ítem clave ya que la cantidad de variables e hipótesis que contemple definirá lo cercano o no que este se encuentre de la realidad. Sin embargo, mientras más variables se contemplan, más complejo será resolverlo y más tiempo se requerirá en obtener una solución óptima.

2.3.2 Modelos de optimización

Respecto a los *modelos de optimización*, las múltiples metodologías que existen contemplan la posibilidad de obtener el costo de oportunidad, por ejemplo, en los llamados multiplicadores de Lagrange. Estos representan un costo de penalización por no respetar las restricciones del modelo. Estos modelos son generalmente formulados en condiciones de certidumbre (*modelos determinísticos*). Esto, según el estado del arte de la teoría de decisión significa que se conoce con certidumbre el resultado a obtener, para una decisión dada. Una segunda propuesta, es contemplar distribuciones de probabilidad. Por ejemplo, para el cálculo del emplazamiento eólico, se recurren a los registros estadísticos de las curvas de viento. Posteriormente se obtienen las curvas de distribución según la frecuencia relativa de los datos y las distribuciones de probabilidad teóricas más utilizadas. Entonces, se asume que el comportamiento estadístico es conocido y que con cierta probabilidad se obtendrá una determinada cantidad de energía (*modelos probabilísticos*).

El caso más desfavorable es cuando se desconoce completamente alguna variable o parámetro de importancia (*modelos posibilísticos*). No es posible obtener un registro histórico que permita obtener distribuciones de probabilidad. Tal es el caso de cuando se tienen múltiples objetivos que se buscan optimizar. Si se tienen dos objetivos tales como el costo y algún atributo de calidad (CO_2), durante la optimización se puede llegar a un conjunto de soluciones donde ninguna es "mejor" que la otra, llamado frente de Pareto. Generalmente, el decisor solo puede optar por una alternativa (*principio de escases*) y por lo tanto debe renunciar a las otras alternativas que pueden ser igualmente buenas. Por lo tanto, se habla de solución más satisfactoria. Esta decisión depende de la valoración que el decisor provea a cada objetivo y por lo tanto es subjetiva. En caso de que existan múltiples evaluadores (*teoría de juegos y teoría social de la decisión*), existe incertidumbre sobre la mejor forma de hacer esta evaluación (Hillier & Lieberman, 2002; Martínez et al., 2014; Verdegay & Corona, 2018).

2.3.3 Métodos de resolución

En el estado del arte se observa que existen múltiples modelos basados en la programación matemática, como por ejemplo el despacho económico. Otros, están basados en métodos iterativos guiados por gradiente, tales como la operación del mercado y algunos los mecanismos regulatorios. En el despacho económico, a medida que se incorporan más restricciones al modelo de optimización, es más difícil resolverlo. El contemplar las restricciones de capacidad de las líneas solo pudo ser resuelto eficientemente mediante el uso de computadoras, al permitir el desarrollo de técnicas modernas de resolución de problemas tales como las metaheurísticas. Su comportamiento bioinspirado permitió obtener buenas soluciones en tiempos razonables, robustez, versatilidad y baja probabilidad de obtener óptimos locales.

Adicionalmente, se busca poder incorporar herramientas de inteligencia artificial. Sin embargo, mientras más compleja sea la formulación del problema, más tiempo se requerirá en obtener una solución. Incluso, y aún con las mejores técnicas de programación, la solución óptima puede obtenerse en tiempos desproporcionadamente grandes (semanas o años).

2.4 Interrogantes relacionados a la Economía Computacional de Regulación de Redes Eléctricas (ECRRE)

Se busca formular los problemas con la suficiente complejidad, contemplando la mayor cantidad de herramientas posibles y que minimice el tiempo de resolución. Acorde al contexto analizado en el estado del arte: economía, regulación y sistemas de potencia, se observa un problema altamente multidisciplinario y complejo de resolver. Entonces, y según la Economía Computacional de Regulación de Redes Eléctricas (ECRRE), se tienen dos problemas de interés.

- En primer lugar, la confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctricas.
- En segundo lugar, se tiene el emplazamiento óptimo de generadores, según la generación distribuida.

3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1 *Teoría de la decisión*

Por lo tanto, la pregunta principal que surge es ¿cuántos actores participaran y que teoría de decisión se opta? Debido a que cada ciudad posee marcos regulatorios acordes a las normativas provinciales, y pueden ser distintas unas de otras, se abstrae de la discusión público-privado. En vez de esta perspectiva, se considera un único evaluador, el cual busca la minimización de los costos y maximizar los índices de calidad.

Se plantea un entorno de incertidumbre respecto a la elección de la alternativa más satisfactoria y por lo tanto se recurre a la teoría de la decisión difusa de Bellman Zadeh. En ella se establecen ponderadores acordes a los criterios de preferencias de cada atributo analizado.

3.2 *Sectores Analizados y Costo Propio de Distribución*

Para la determinación del costo se tienen dos problemas, uno asociado a las inversiones para el sistema de distribución en tema de confiabilidad y otro asociado al emplazamiento óptimo de la generación distribuida.

Distribuidor: En un primer problema, el distribuidor debe garantizar la confiabilidad del sistema de distribución mediante la inversión de equipos de seccionamiento y protección. La empresa distribuidora será la encargada de mantener la confiabilidad del sistema de distribución, acorde a la planificación realizada (hipotética). Posteriormente se obtienen los cargos de acceso correspondiente al peaje.

Generador: En segundo lugar, se plantea un modelo de emplazamiento óptimo de Generación Distribuida en Media tensión (13.2 kV). Para ello, se busca el escenario óptimo de generación renovable. Además, se busca obtener la mejor ubicación de los generadores deseados. Más allá de que el marco regulatorio planea un entorno de competencia, se plantean los modelos buscando minimizar los costos totales y considerando un solo evaluador. Esta simplificación se utiliza para evitar recurrir a las *Teorías de Multi-agentes*. Se supone que no existe conflicto de intereses

ni con la segmentación *horizontal* (mismo segmento de mercado) y *vertical* (cadena de suministro).

El uso de impuestos o multas económicas tiene cierto prejuicio y costo político, más aún si los montos son diferentes según el contexto. Las empresas pueden oponer resistencia a pagar impuestos o multas económicas, recurriendo incluso a apelaciones legales. Entonces, se cambia el concepto de penalización por el concepto de peaje (*Impuestos Pigubianos*). En vez de penalizar a la empresa, se le cobra un monto con el cual se le da un permiso para tener menor calidad que la planificada. Entonces, desde la perspectiva de la empresa, se tienen tres casos:

- *Externalidad negativa* (multa): la empresa debe pagar un monto, cuyo precio corresponde al costo de oportunidad fijado para esa variable de elección. Esto es según el apartamiento respecto a la alternativa propuesta.
- *Externalidad nula*: la empresa implemento la alternativa propuesta y, por lo tanto, y a modo de incentivo, no deberá pagar montos de peaje.
- *Externalidad positiva* (incentivo): dado que la empresa encontró una alternativa mejor a la propuesta en al menos uno de los objetivos, se la incentiva con un monto dado. Este monto será al precio del costo de oportunidad correspondiente a esa variable de elección y la mejora en el criterio de calidad.

3.3 Costos e índices de calidad técnica y ambiental

En la presente tesis se resolvieron tres modelos (ver *Figura 3*), en forma independiente:

- Modelo y optimización basado en escenarios en el sistema eléctrico nacional. Este modelo es formulado en base a los datos técnicos de CAMESA, escenarios *Bussines As usual* (BUA) y *Responsabilidad Colectiva* (RC). Se busca la mejor matriz energética buscando maximizar la Tasa de Retorno Energético (TRE) o Energy Returned on Investment (EROI), minimizar las emisiones de CO_2 y maximizar las inversiones en generadores renovables posibles.

- Optimización de la confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica de interés. Este sistema se suponen tasas de fallas de las líneas eléctricas y se busca la mejor inversión en equipos de seccionamiento y protección. Los atributos a maximizar corresponden a los costos de inversión y los índices de confiabilidad: ENS, SAIDI, SAIFI.
- Emplazamiento óptimo de la generación renovable bajo forma distribuida. Se busca maximizar la inversión de generadores eólicos en la red de distribución, en forma distribuida. Los generadores son conectados en los nodos correspondientes a las setas. Los atributos a maximizar corresponden a los índices de calidad: costos de inversión, emisiones de CO_2 , Perdidas eléctricas y Potencia instalada.

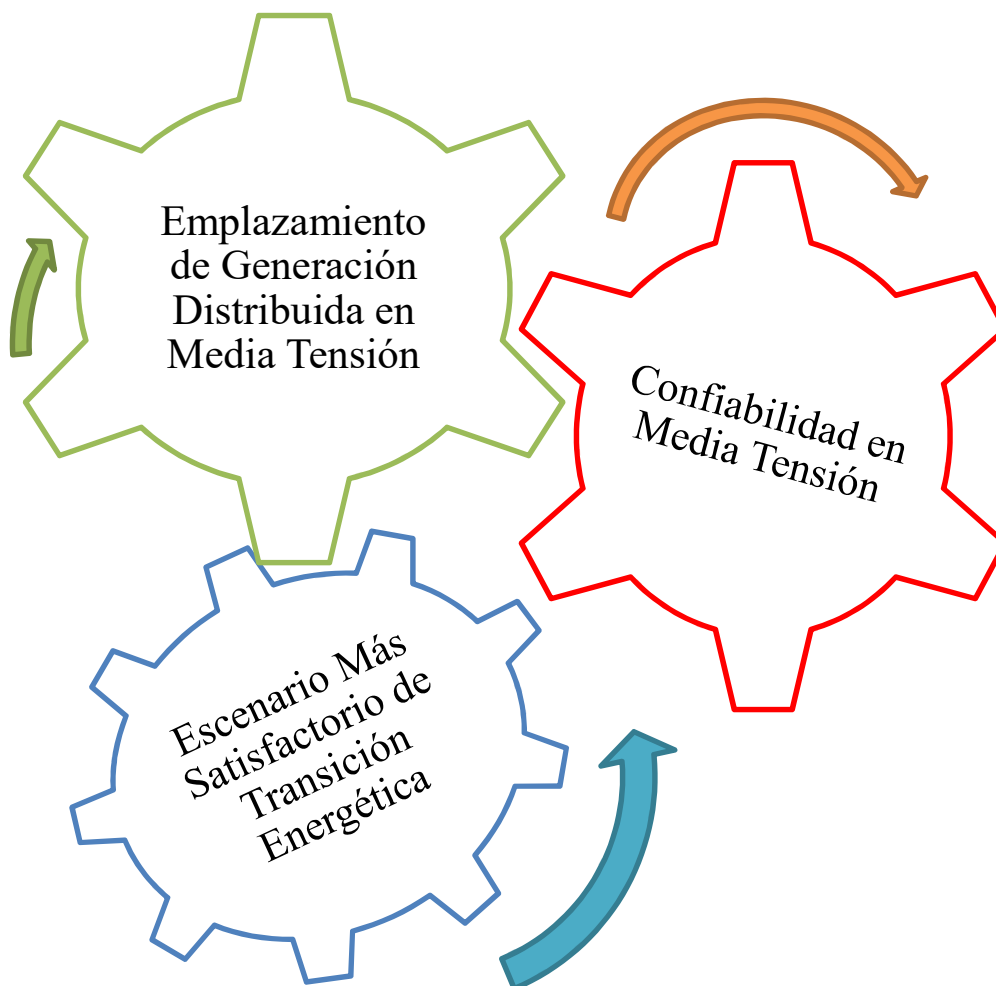


Figura 3. Problemas resueltos en la presente tesis: Confiabilidad de un sistema de Media tensión, Emplazamiento de Generación Distribuida, y Escenarios más satisfactorio de transición energética. Cada uno se formula y resolvió por separado.

Fuente: Elaboración propia.

Se tienen entonces dos actividades analizadas por separado: una el emplazamiento de los generadores y otra el emplazamiento de equipos de protección. Las características técnicas de la red analizada son las siguientes:

- La red es radial y con restricciones operativas satisfechas, esto es, no hay tramos sobrecargados. La red se puede considerar para el análisis como un generador de parámetros iguales a los del sistema energético argentino.
- Los generadores no poseen tasa de falla relacionada a la disponibilidad del recurso. Se considera en el *factor de carga* la indisponibilidad del recurso. Esto se puede calcular en forma estocástica a través de las curvas de Weibull. Se supone que no existe incertidumbre fundamental.
- No se consideran los transitorios ocurridos por entradas o salidas de generadores. Tampoco se considera el funcionamiento simultáneo de los generadores y los equipos de protección, para sacar de servicio todo el tramo afectado y reconectarlo con alguna fuente alternativa.
- Los generadores pueden aportar a la red, aunque el modelo decidirá si es conveniente o no. No se consideran costos logísticos por la instalación o suministro, los costos de expansión de la red en términos de instalación de líneas eléctricas o sistemas de distribución de energía eléctrica.

4 ALCANCE DEL PROBLEMA

4.1 *Objetivo general*

Se busca mejorar los índices de calidad técnicos, económicos y llevar adelante planes de inversión en equipos de seccionamiento/protección (SP) y Generación Distribuida (GD). Ambos modelos se aplican en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en Media Tensión (SDEE-MT). Estas redes trabajan con un nivel de tensión de 13.2 kV. El costo propio de distribución está determinado por: el costo de operación/mantenimiento de la red y costo marginal. No se considera el cálculo de la estructura tarifaria de la empresa de distribución. El costo marginal se entiende como el costo social de oportunidad asociado a cada criterio no monetizable y se lo modela mediante el *Costo Intrínseco*. Esto se realiza para los tres tipos de problemas estudiados en el ECRRE (ver *Figura 3*).

Entonces, hay dos aspectos fundamentales en esquema regulatorio por incentivos:

- a) El análisis de la eficiencia estática del SDEE a partir de un modelo posibilístico, para la obtención del denominado *costo propio de distribución*. A su vez se busca definir los cargos de acceso para la generación renovable.
- b) El análisis de la eficiencia dinámica (en 15 años), mediante un modelo dinámico de escenarios de penetración renovable.

4.2 *Objetivos específicos*

- a) Desarrollar e implementar un modelo para la valoración económica (costo intrínseco), de los atributos de optimización relacionados con la calidad técnica y ambiental. Se entiende como *calidad técnica*, a aquellos objetivos asociados a la tensión de suministro y continuidad del suministro. Como calidad ambiental se refiere a aquellos objetivos que permitan limitar las emisiones expresadas como equivalente en CO_2 .
- b) Desarrollar modelos de optimización que vinculen la modelación multiobjetivo difusa, uso de metaheurísticas y modelos de redes eléctricas de distribución para dar con soluciones satisfactorias.
- c) Desarrollar e implementar un modelo de emplazamiento óptimo de generadores, basados en fuentes primarias renovables, considerando el acople de estos a los puntos de inyección del SDEE.
- d) Desarrollar e implementar un modelo que permita el control de la adaptación estática, tal que permita un seguimiento de los índices de calidad definidos.

4.3 *Hipótesis metodológicas*

Se requiere entonces, mediante el modelo propuesto, demostrar que se obtienen mejores resultados globales con la inversión de equipos de generación y seccionamiento/protección que sin ellos. Esto es mediante el Costo Propio de Distribución de la red, si este costo disminuye, se habrá cumplido con el objetivo. Es decir, se habrá incentivado la inversión en los equipos necesarios para mejorar los índices propuestos. Los indicadores corresponden a los índices de calidad técnicos,

ambiental y costo, y finalmente el costo propio de distribución. Las variables utilizadas para modelo corresponden a la decisión de instalar o no el equipo del modelo correspondiente y el tipo de equipo. Entonces, se define a continuación:

- a) *Problema*: se considera el segmento de generación (distribuida) y distribución. En este aspecto, existe una separación entre el servicio de redes y el de generación de energía eléctrica. El servicio de redes constituye un monopolio natural no disputable y sujeto a regulación. El servicio de energía por Generación Distribuida como un mercado disputable o de libre acceso. Existe entonces un único propietario del sistema de redes que ofertará tal servicio y por lo tanto todo generador que quiera aportar a la red debe abonar el cargo de acceso (o ser subsidiado).
- b) *Optimización*: La función de satisfacción asociada a cada objetivo de optimización (eficiencia técnica, calidad y costo) responde a una función de aptitud modelada con conjuntos difusos. Los límites y valoración de la calidad eléctrica serán acorde a los criterios establecidos: costos, producto técnico, índices de confiabilidad, e índices de evaluación potencial de generación renovable. Los índices de eficiencia obtenidos pueden ser comparables para los distintos SDEE y con la solución óptima obtenida. Se modela el costo asociados a los atributos no monetizables (o valor intrínseco) mediante el índice de *Costo Intrínseco* (Schweickardt & Pistonesi, 2007a, 2010b; Camargo et al., 2018).
- c) *Metaheurística*: La característica de las Metaheurísticas es que no es posible saber, aún con un grado de probabilidad, si la solución es óptima. Por lo tanto, el concepto de alternativa óptima se sustituye por el de *alternativa más satisfactoria*, acorde a las preferencias adoptadas.

Existe flexibilidad para la incorporación de metaheurísticas en los procedimientos de toma de decisión (Casanova, 2018):

- Se utilizan las X variantes de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) por su gran flexibilidad, performance y simulaciones disponibles en el estado del arte.
- Las variables de decisión son discretas en su mayoría (excepto en el modelo de escenarios de transición energética). El espacio de búsqueda presenta características combinatorias, esto es, tamaño exponencial o superior respecto del tamaño de la entrada.
- Requieren la satisfacción de múltiples objetivos.
- Presencia de incertidumbre no estocástica del tipo fundamental.

Se presenta en la *TABLA I* una síntesis del estado del arte de la presente tesis. Se presentan los principales aspectos relacionados a las teorías económicas y marco regulatorio. Se observa que las teorías desarrolladas en el marco teórico son amplias y con muchos aspectos a cubrir: Economía, Legal/Regulación, Ingeniería, Ambiental, etc. Por este motivo se desarrollan y profundizan estos conceptos, con el fin de comprender y resaltar los aportes y alcances de la presente tesis.

En la *TABLA II* se presenta un resumen de todas las hipótesis y alcances para la formulación de los modelos estudiados. Entonces, se tiene un modelo de *confiabilidad* y un modelo de *generación distribuida*, optimizados por separado. El segmento de distribución corresponde al mercado asignado a la empresa Distribuidora o Distribuidor y el segmento de generación corresponde al mercado de los generadores emplazados.

Se resalta que se analiza únicamente el emplazamiento de los generadores y equipos SP, no la operación óptima de los mismos. Este aspecto puede estudiarse en futuros trabajos y publicaciones. Dado que uno de los aspectos analizados es el costo, y que una de las disciplinas que se abarca es la economía, en el siguiente capítulo se presentan los conceptos relacionados a esta disciplina.

TABLA I. Resumen del estado del arte de la tesis.

Fuente: Elaboración Propia.

MERCADO	COSTO ECONÓMICO	Costo social de oportunidad y marginal
	MONOPOLIO NATURAL	Existen mecanismos regulatorios basados en la regulación por costos y por incentivos
MERCADO ELÉCTRICO Y REGULACIÓN	SEGMENTACIÓN VERTICAL	Se divide el mercado en cuatro segmentos: generación, transporte y distribución
	SEGMENTACIÓN HORIZONTAL	Límite de la propiedad de cualquier contratista a un solo segmento
	DERECHOS	Libre acceso a las instalaciones
		Regular las actividades para proteger los derechos de los usuarios
Asegurar tarifas sean justas y razonables e incentivar el servicio		
	Uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas	
DISTRIBUCIÓN	COMERCIALIZACIÓN	Interesa el costo de atención al cliente
	SERVICIO DE REDES	Interesa el costo propio de distribución
GENERACIÓN	ESCENARIOS	Business as Usual: lo que se podría esperar basado en los patrones actuales
		Responsabilidad Colectiva: cambio significativo en los patrones actuales
	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	Incentivos a la Generación Distribuida en el segmento de generación.

TABLA II. Resumen del planteamiento del problema.
Fuente: Elaboración Propia.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA					
ÍTEM		CONFIABILIDAD		GENERACIÓN RENOVABLE	
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA		Determinar la mejor inversión y combinación de equipos de Seccionamiento y Protección (SP).		Determinar la mejor inversión y combinación de generadores de energías renovables (GD).	
MODELO		Las variables de decisión son discretas en su mayoría. El espacio de búsqueda presenta características combinatorias			
		Requieren la satisfacción de múltiples objetivos.			
		La incertidumbre fundamental en la valoración de los atributos se modela mediante conjuntos difusos (Teoría de la Decisión Difusa o Fuzzy Decision Making)			
		Flexibilidad en la incorporación de la metaheurística Optimización por Enjambre de Partículas (PSO)			
PARÁMETROS		Determinísticos			
PRINCIPALES ATRIBUTOS	COSTO ECONÓMICO	Costo de operación y mantenimiento		Costo de operación y mantenimiento	
	ÍNDICES TÉCNICOS	Confiabilidad: ENS, SAIDI, SAIFI		Producto técnico de tensión Perdidas eléctricas, Potencia generada media.	
	ÍNDICES DE CALIDAD			Sustentabilidad: Tasa de Retorno Energético, CO_2 .	
HIPÓTESIS					
MODELO		No linealidad en las funciones objetivos y/o restricciones Espacio de búsqueda discreto y de tamaño exponencial. Solución más satisfactoria.			
PARÁMETROS		La configuración de la red es fija, no se agregan ni cambian tramos Parámetros determinísticos o estocásticos. No se considera el funcionamiento de los transformadores (regulación de tensión).			
VARIABLES		Posición en la red: decidir si se instala o no y tipo de equipo: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Confiabilidad: Interruptor, Seccionador y Fusible. ➤ Generación Distribuida (GD): Generador Eólico, Solar, Biomasa y Fósil. 			
FUNCIONES OBJETIVOS		Costo de inversión			
		ENS		CO_2	
		SAIDI		Tensión y Pérdidas de potencia.	
		SAIFI		Potencia en renovables	

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS PROBLEMAS

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se desarrollan los fundamentos teóricos de la economía, que servirán de introducción para los siguientes capítulos. En primer lugar, se desarrollan los conceptos básicos de la economía, ley de oferta y demanda, competencia, teoría del valor, etc. Estas teorías económicas se encuentran ampliamente estudiadas y disponibles en los libros y publicaciones actuales (Rossetti et al., 1994; Azqueta et al., 2007; Naredo, 2015; Dobb, 2015).

2 ECONOMIA

2.1 *Mercado*

Un mercado es toda institución social en la que los bienes y servicios, así como los factores productivos, se intercambian. El mercado es el contexto en donde tienen lugar los intercambios de productos y servicios, es decir, dónde se llevan a cabo las ofertas, las demandas, las compras y las ventas. El mercado tiene su origen en la antigüedad, incluso antes de la aparición del dinero, donde las transacciones se hacían en base a intercambios. Luego, al aparecer el dinero, el mercado evolucionó hasta lo que se conoce hoy en día.

La *ley de la Oferta y la Demanda* (Mochón, 1995; Dobb, 2015) es el principio básico sobre el que se basa una economía de mercado. Este principio refleja la relación que existe entre la demanda de un producto y la cantidad ofrecida de ese producto teniendo en cuenta el precio al que se vende el producto. Así, según el precio que haya en el mercado de un bien, los oferentes están dispuestos a fabricar un número determinado de ese bien. Al igual que los demandantes están dispuestos a comprar un número determinado de ese bien, dependiendo del precio. El punto donde existe un equilibrio porque los demandantes están dispuestos a comprar las mismas unidades que los oferentes quieren fabricar, por el mismo precio, se llama equilibrio de mercado o punto de equilibrio. Según esta teoría, la ley de la demanda establece que, manteniéndose todo lo demás constante, la cantidad demandada de un bien disminuye cuando el precio de ese bien aumenta. Por el otro lado, la ley de la

oferta indica que, manteniéndose todo lo demás constante, la cantidad ofrecida de un bien aumenta cuando lo hace su precio. Así, la curva de la oferta y la curva de la demanda muestran como varía la cantidad ofrecida o demandada, respectivamente, según varía el precio de ese bien. Para entender cómo se puede llegar al punto de equilibrio hay que hablar de dos situaciones: escasez y exceso:

- Cuando existe exceso de oferta, el precio al que se están ofreciendo los productos es mayor que el precio de equilibrio. Por tanto, la cantidad ofrecida es mayor que la cantidad demandada. Con lo consiguiente, los oferentes bajarán los precios para aumentar las ventas.
- Por el lado contrario, cuando existe escasez de productos, significa que el precio del bien ofrecido es menor que el precio de equilibrio. La cantidad demandada es mayor que la cantidad ofrecida. De modo que los oferentes aumentarán el precio, dado que hay muchos compradores para pocas unidades del bien para que el número de demandantes disminuya, y se establezca el punto de equilibrio.

En un mercado perfecto, los precios de los bienes y servicios son fijados por la oferta y la demanda. Los mercados pueden clasificarse según diferentes criterios y por lo tanto tenemos diferentes segmentos y nombres de mercados. El punto donde se cruzan se conoce como equilibrio de mercado. Se observa que las curvas de oferta y demanda tiene los siguientes comportamientos:

- Si se inicia desde el punto inicial en el que se demanda la cantidad Q_1 de un bien al precio P_1 , y debido a alguna causa externa se produce un aumento en la demanda hasta la cantidad Q_2 , el precio del bien aumentará hasta situarse en P_2 . En cambio, si los vendedores por alguna razón disminuyen su producción, en la gráfica se observa que existe un movimiento de la curva de oferta (O) a la izquierda.
- En consecuencia, aumenta el precio del bien producido, y con ello, la demanda se verá reducida. Como hemos visto en los ejemplos de arriba, dependiendo del movimiento de la oferta y la demanda, los precios se pueden ver afectados. Por ejemplo, si la oferta (O) reduce su producción forzosamente, provocará un aumento en el precio del bien en cuestión, y la demanda de ese bien se reducirá.

En la *Figura 4* se muestran los comportamientos de la oferta y demanda que se acaba de explicar. Se observa que la curva de oferta (línea azul) es creciente, es decir que, al aumentar la demanda, aumenta el precio. Adicionalmente, la curva de demanda (línea roja) es decreciente, es decir que, al aumentar la cantidad, disminuye el valor apreciado por el consumidor (*teoría subjetiva del valor*).

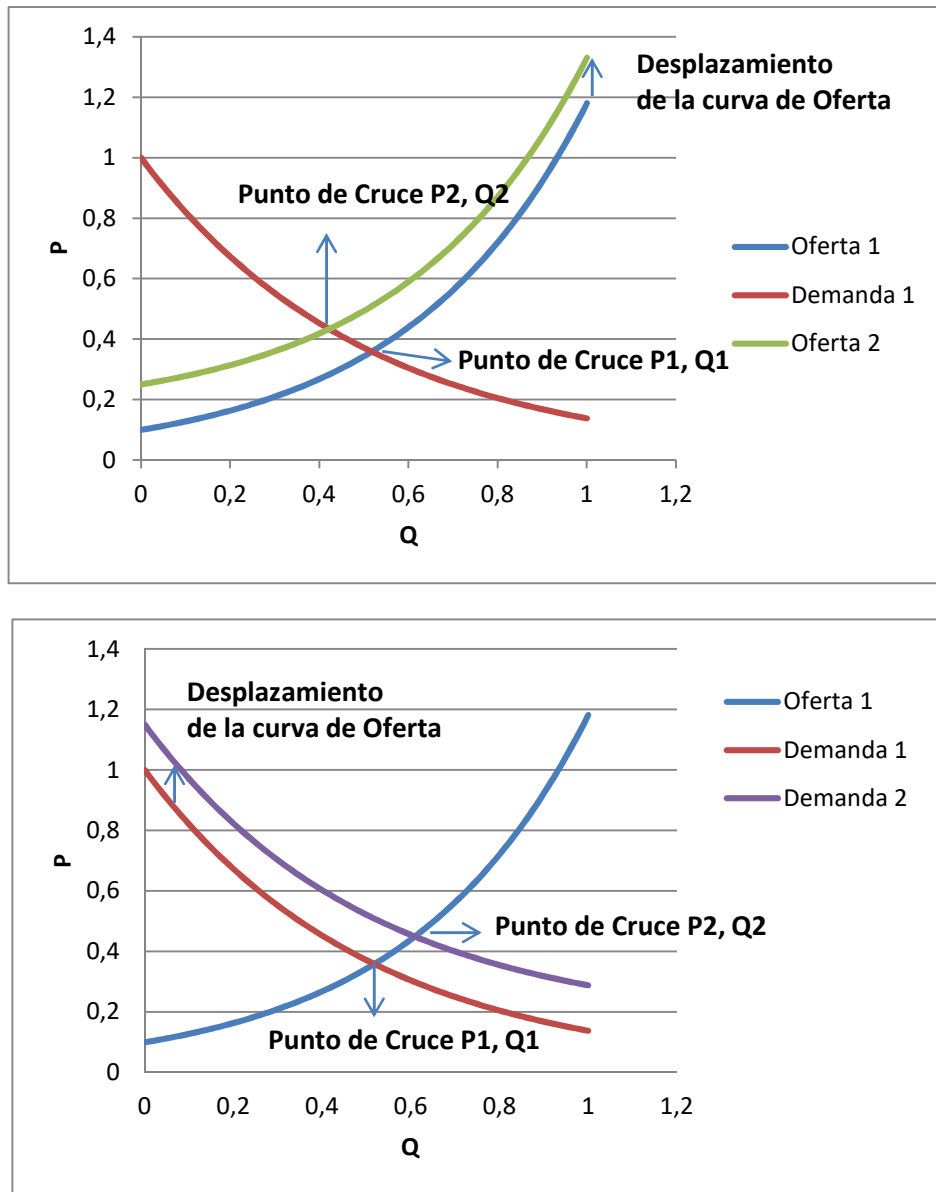


Figura 4. Ley de la oferta y demanda: (a) efecto del desplazamiento de la curva de la demanda y (b) Efecto del desplazamiento de la curva de la oferta. Fuente: Elaboración Propia.

2.1.1 Tipos de competencia

La competencia perfecta es una situación económica casi ideal y poco probable en la realidad. Se trata de un mercado en el que el precio de mercado surge de la interacción entre empresas o personas que demandan un producto y otras que lo producen y ofertan. Ninguno de los agentes puede influir en el precio del bien o servicio, es decir, son precio-aceptantes. En cambio, en la competencia imperfecta, los vendedores individuales tienen la capacidad de afectar de manera significativa el precio de mercado de sus productos o servicios (Burneo et al., 2017).

Podemos distinguir según el grado de competencia imperfecta:

- *Oligopolio*: existe un pequeño grupo de empresas oferentes del bien o servicio.
- *Monopolio*: una sola empresa domina todo el mercado de un tipo de producto o servicio, que se suele traducir en altos precios y en una baja calidad.
- *Oligopsonio*: existen pocos demandantes y puede haber una gran cantidad de oferentes. Por tanto, el control y el poder sobre los precios y las condiciones de compra en el mercado, reside en los demandantes o compradores.
- *Monopsonio*: es una estructura de mercado en donde existe un único demandante o comprador. Mientras que pueden existir uno o varios oferentes.

Se presenta en la *TABLA III* la clasificación según los tipos de competencia. Según el cuadro presentado, el mercado también se puede clasificar según el tipo de regulación y si son de bienes o servicios. La regulación ocurre en el caso de monopolios, dado que al ser el único oferente este puede fijar el precio muchos demandantes pueden no acceder al precio o condiciones fijadas.

TABLA III. Clasificación de mercados.
Fuente: Elaboración Propia.

ÍTEM	TIPO	CARACTERÍSTICA
Volumen	Mercados mayoristas	Alto volumen de ventas
	Mercados minoristas	Bajo volumen de ventas
Competencia perfecta		Hay muchos vendedores y muchos compradores, por lo tanto ninguno puede influir en los precios del mercado.
Competencia imperfecta	Oligopolio	Hay pocos ofertantes para un determinado producto o servicio y por lo tanto se ponen de acuerdo en fijar precios y condiciones de venta.
	Monopolios	Un solo ofertante de un producto o servicio muy demandado, por lo tanto puede fijar el precio y las condiciones.
Regulación	Mercados regulados	El estado ejerce controles sobre los precios y las condiciones.
	Mercados desregulados	El estado no ejerce controles y por lo tanto es el mercado quien fija los precios en base a la oferta y la demanda.
Transacción	Mercado de bienes	Se compran y venden productos y mercancías.
	Mercado de servicios	Se compran y venden contrataciones.

2.2 Teoría del valor y marginalista

Entonces las curvas de oferta y demanda definen fronteras de eficiencia donde oferentes y demandantes maximizan sus funciones de utilidad o beneficios. Se toma el supuesto de la *elección racional*, donde las personas sopesan sus costos y la satisfacción de necesidades que le reporta cada una de las posibilidades de adquisición. Entonces, en función de sus restricciones presupuestarias eligen con el fin de maximizar su utilidad. El concepto de utilidad no debe asociarse a ganancia o beneficio económicos sino a satisfacción de necesidades; un bien es más útil si satisface las necesidades, en función del ingreso disponible. Como las personas son distintas, entonces las preferencias, o prioridad de los bienes, de una persona no tiene por qué ser igual a la de otra persona. Un interrogante en la economía es saber las consecuencias de que estas preferencias sean distintas en las decisiones que este tome de maximizar la utilidad. Este aspecto fue estudiado mediante como *teoría del valor y marginalista* (Dobb, 2004; Nicholson, 2005).

2.2.1 Valor intrínseco

Un concepto utilizado en la tesis se refiere al *valor intrínseco*. El término *intrínseco* se refiere a aquellos recursos que son esenciales a algo. Lo opuesto a lo intrínseco es lo *extrínseco*, es decir, aquellos elementos que no son esenciales y genuinos de algo. El calor es algo intrínseco del sol y lo mismo sucede con la blancura con respecto a la nieve. La idea de intrínseco es utilizable en economía, en filosofía o en relación con el ser humano y en los tres contextos se habla del concepto de valor intrínseco. Entonces, el concepto de *valor intrínseco* sirve para medir algo intangible e impreciso, como un modelo empresarial o las patentes de una entidad. En contraposición a este concepto se utiliza otro, el *valor de mercado* de una acción, que es aquel precio que alguien está dispuesto a pagar (Chang, 2001).

2.2.2 Paradoja y teoría del valor

La *paradoja del valor* (o paradoja del diamante y el agua) es una paradoja dentro de la *economía clásica* sobre el valor económico (Mochón, 1995). La *teoría de la utilidad marginal*, que resolvió en definitiva la paradoja, provocó el nacimiento de la *economía neoclásica* y defiende que no es la demanda de un bien lo que determina su precio, sino su *utilidad marginal* (Kauder, 2015; Restrepo, 2015). En este sentido, Smith menciona entonces la paradoja (Smith, 1794):

"Nada es más útil que el agua; pero ésta no comprará gran cosa; nada de valor puede ser intercambiado por ella. Un diamante, por el contrario, tiene escaso valor de uso; pero una gran cantidad de otros bienes pueden ser frecuentemente intercambiados por éste".

Según la teoría del *valor-trabajo* sintetizada por Marx, la magnitud del valor de una mercancía es el trabajo socialmente necesario para su producción que no está determinado en lo absoluto por el valor de uso o sea por el uso concreto que se da posteriormente a esa mercancía o sea la necesidad concreta que satisfaga (Smith, 2017). Por tanto, el valor del agua es usualmente menor que el de un diamante porque el trabajo socialmente necesario para conseguir un diamante es mayor que el necesario para proveerse de agua y ello es independiente de que el agua sea usada para satisfacer una función vital y el diamante no. Está claro que en situaciones de escasez el valor es mayor porque las condiciones de escasez implican un aumento del trabajo socialmente necesario para adquirir o producir una mercancía, así precisamente la escasez de los diamantes implica mucho más trabajo para

conseguirlos y por eso son tan valiosos, y de la misma manera eso explica que en zonas desérticas que se requiere más trabajo para conseguirla, el agua sea también mucho más valiosa que en zonas no desérticas. Desde el punto de vista de Marx, la paradoja del valor, o paradoja del agua y el diamante, es sólo un ejemplo del error teórico en que incurrieron los economistas clásicos como Smith al confundir y mezclar el valor con el valor de uso.

La *teoría subjetiva del valor* sugiere que el valor de un bien no está relacionado con las propiedades del bien, más sí con las actitudes de las personas hacia el bien. Por ejemplo, aunque el agua es una necesidad, las personas no querrán un suministro particular de agua cuando existen fuentes alternativas suficientes. Cuando existen pocas fuentes, como en el desierto, el valor de una cantidad particular de agua aumenta. Se tiene el ejemplo de una persona perdida en un desierto y al borde de la muerte. Si posee un saco de diamantes se encuentra a otra persona con un jarro de agua, cambiaría cualquier cantidad de diamantes por el agua. Entonces el valor económico de un bien depende de las circunstancias y no puramente de las propiedades intrínsecas del propio artículo. Esto sugiere que la escasez sea la clave para valorar. Intuitivamente, el agua tiene menos valor que los diamantes porque es muy disponible. En caso extremo, el aire es aún más necesario que el agua, sin embargo, no es considerado un bien económico. Esto se debe a que no es un recurso escaso y es ampliamente disponible (Bruch, 2015).

2.2.3 Utilidad marginal

Siguiendo la comparación del agua y los diamantes, cuando la disponibilidad de agua es baja, su utilidad marginal es mucha más alta que los diamantes y así es más valioso. En este sentido, el recurso agua es más disponible y consumido por las personas, a niveles muchos más altos que los diamantes. Por lo tanto, la utilidad marginal y el precio del agua son más bajos que el de los diamantes.

$$Disp_{Diamantes} \ll Disp_{Agua} \Rightarrow UMg_{Diamantes} > UMg_{Agua} \quad (1)$$

$$Disp_{Diamantes} \gg Disp_{Agua} \Rightarrow UMg_{Diamantes} < UMg_{Agua} \quad (2)$$

La *teoría de la utilidad marginal* dice que el valor de un bien no se encuentra definitivo por su costo de producción, como es definido en la *Teoría del Valor-Trabajo* (TVL), ni en la utilidad total. Más bien, su precio es determinado por su

utilidad marginal, es decir, el uso menos importante del bien para la persona. La forma de razonamiento es la siguiente: si alguien posee un bien, lo usará para satisfacer alguna necesidad o deseo y que sea prioritario. Este razonamiento fue ilustrado por Eugen von Böhm-Bawerk (Von Böhm-Bawerk, 2009) con el ejemplo de un granjero que tiene cinco sacos de grano:

- *Primera actividad:* con la primera bolsa, hará pan para sobrevivir.
- *Segunda actividad:* con la segunda bolsa, hará más pan para trabajar.
- *Tercera actividad:* con la tercera bolsa, alimentará a sus animales.
- *Cuarta actividad:* con la cuarta bolsa hará el whisky.
- *Quinta actividad:* la última bolsa lo dará a las palomas.

Si una de esas bolsas es robada, él granjero no reducirá cada una de sus actividades en un quinto; en cambio él dejará de alimentar a las palomas. Así el valor de una bolsa de grano es igual a la satisfacción que él recibe de alimentar las palomas. En cambio, si él vende esa bolsa y olvida las palomas, el uso menos prioritario del grano restante es hacer el whisky, y así el valor de una bolsa más de grano es el valor de su whisky. Solo si pierde cuatro bolsas de grano comenzará a comer menos; ése es el uso más productivo del grano. Por lo tanto, la última bolsa valdría su vida. Como indica el ejemplo, la utilidad marginal decrece al incrementar su disponibilidad (y viceversa).

De esta manera, por medio del concepto de la utilidad marginal se explica el motivo de que la última botella de agua en el desierto es tan valiosa, mientras que comúnmente una botella de agua cuesta muy poco. Ésta es una teoría subjetiva del valor: los diamantes son valiosos porque la utilidad marginal de un diamante como ornamento es muy alta. Este hecho ocurre tan solo porque las personas consideran la ornamentación importante, es decir su valor estético. Esto da cuenta del valor estético de los diamantes; sin embargo, no explicaría por qué son más valiosos que piedras similares o imitaciones.

Se tiene una teoría subjetiva del valor, ya que la apreciación del valor de un bien depende de su disponibilidad y necesidades del individuo, no de las propiedades intrínsecas del bien. Este es el fundamento de la llamada *teoría marginalista*. Se centra en el "margen", es decir, en la última unidad producida o pérdida de un bien. Su principal aporte fue la *ley de la utilidad marginal decreciente*

(León, 1995; Morales Pinal, 1995; Gonzales, 2002; Vilaseca et al., 2002). Es decir, el valor de un bien para su poseedor es definido por la utilidad de la última unidad producida de ese bien, decreciendo mientras más unidades posea.

2.2.4 Excedente del productor y excedente del consumidor

A través de la ley de oferta y demanda los productores y consumidores pueden saber a qué precio están dispuestos a comprar un bien o servicio. La diferencia entre el precio de mercado y lo que ellos están dispuestos a pagar o cobrar se conoce como excedente del consumidor y excedente del productor, respectivamente (Merino, 1999; Blanco, 2008).

- El *excedente del consumidor* se obtiene como el área debajo de la curva de demanda de mercado, por encima del valor del precio. Se explicó a partir de la teoría del valor que el precio que los consumidores están dispuestos a pagar depende del beneficio o utilidad de la última unidad aprovechada. En este sentido, la curva de demanda mide la cantidad que están dispuestos a pagar los consumidores por cada unidad consumida. Por lo tanto, las primeras unidades del bien o servicio utilizado tendrán un valor alto y a medida que la cantidad adquirida se incrementa, su valor para el consumidor cae (Pateiro et al., 2015).
- El *excedente del productor* se obtiene como el área debajo de la curva de oferta de mercado, por debajo del valor del precio. Para la curva de la oferta, la relación existente entre el precio y la cantidad ofrecida es directa. Esto se debe a que, a mayor precio de venta, los oferentes reciben mayor beneficio de venta y por lo tanto están interesados en vender más cantidad de dicho bien. Por lo tanto, por debajo del precio de equilibrio o cruce de oferta y demanda, el oferente no obtiene beneficio de venta y por lo tanto no ingresa al mercado (Chumacera, 2015).
- El *excedente total*, esto es, el excedente del consumidor más el excedente del productor, se representa mediante el área comprendida entre las curvas de oferta y demanda hasta la cantidad de equilibrio.

En la *Figura 5* se presenta gráficamente el concepto de excedente de productor y consumidor.

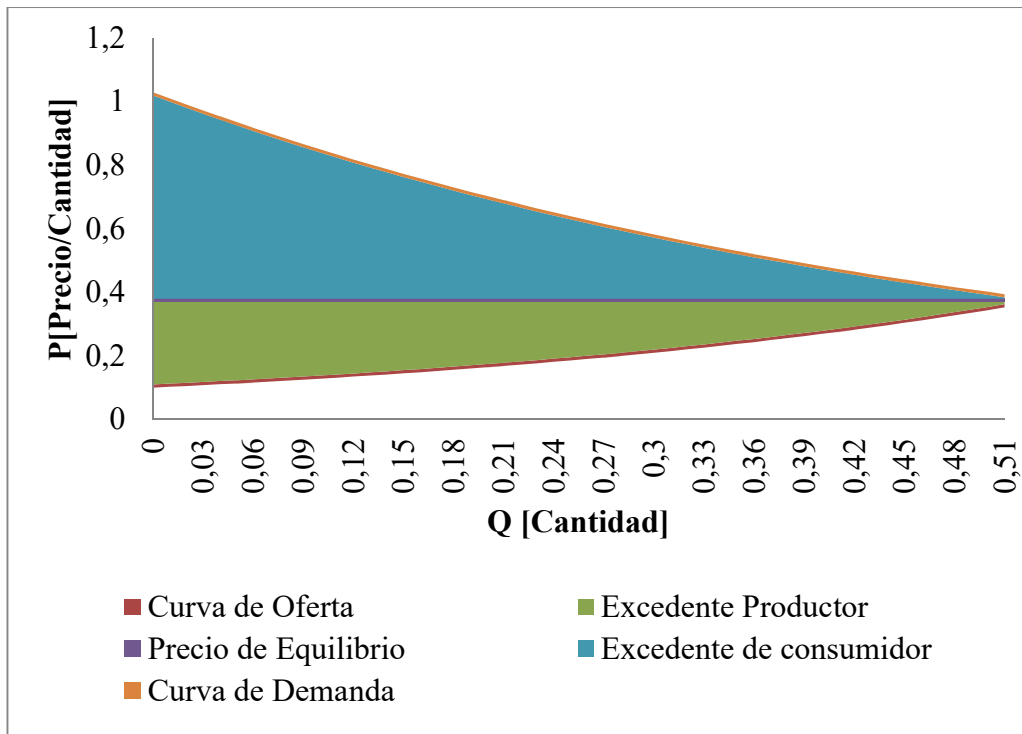


Figura 5. Excedente del productor y consumidor.
Fuente: Elaboración Propia.

2.2.5 Costo social de oportunidad y marginal

La eficiencia asignativa de los recursos significa que las actividades productivas poseen un costo marginal igual al precio. Es decir, el precio de un bien es el costo de producir una unidad adicional. Esta condición se cumple para mercados perfectamente competitivos. Es decir, existe competencia perfecta, o bien el oferente se encuentra lo suficientemente atomizado. El costo marginal, correspondiente a la transacción realizada en el mercado analizado, dependerá de diversos factores que se enumeran a continuación:

- La naturaleza de la función de utilidad (función de aptitud).
- La forma de establecer las restricciones.
- Los parámetros de contorno que son considerados datos, tales como el precio de los recursos utilizados.

Conforme las características de funcionamiento de los mercados se van apartando del modelo ideal, el concepto de costo marginal igual al precio es difícil de sostener. Sin embargo, el concepto ha sido ampliamente utilizado en los mercados eléctricos. En el despacho económico, se recurre al concepto del costo de la última unidad de generación incorporada. Como se explicó, se realiza un modelo

de optimización donde primero se incorporan los generadores más eficientes y posteriormente los menos eficientes (León, 1995; Monares, 2018).

2.3 Modelos económicos

Los *Modelos Económicos* son representaciones, que permiten explicar cómo funciona la economía y a su vez intentar predecir qué efecto se tienen al tomar determinadas decisiones, sobre las variables económicas: Producto Bruto Interno (PBI), Consumo, Impuestos, Subsidios, etc. (Mochón, 1995; Mankiw & Taylor, 2017). Según el alcance del modelo, pueden ser divididos en *modelos macroeconómicos* y *microeconómicos*.

Los *modelos macroeconómicos* buscan explicar cómo las relaciones generales entre *consumidores* y *productores* determina la cantidad y precio de intercambio. Los principales modelos macroeconómicos son modelos de crecimiento, donde los aportes más conocidos corresponden a Solow, el Modelo Harrod-Domar, el Modelo elemental Samuelson-Hicks, etc. (Sala-i-Martin, 2000).

Los *modelos microeconómicos* buscan estudiar los comportamientos de los *agentes económicos*, que corresponde a un individuo o actor tomador de decisiones. Este individuo puede representar una nación, una familia o un gobierno. También, éste individuo puede ser separado en un conjunto de individuos, que representa un agente económico, actuando en circunstancias diferentes. El estudio de modelos con multiagentes o múltiples individuos requiere de teorías adicionales, ya que cada individuo puede buscar maximizar su propio beneficio y tomar decisiones acorde a su percepción, ver *CAPÍTULO 5*, sección 2.2.2. Los modelos microeconómicos más conocidos son:

- Modelo de *Competencia perfecta* (Restrepo, 2015).
- Modelos de *competencia monopolística* y *competencia imperfecta* (Nuez & Martínez, 2015).
- Modelos de *oferta y demanda* (Vázquez Alvarado, et al., 2015).
- Modelos de *equilibrio económico* (McCombie & Thirlwall, 2016).
- Modelos derivados de la *teoría de juegos* (Velástegui et al, 2017).
- Modelos de *discriminación de precios* (Gonzales Pacheco et al., 2018).

2.4 *Sistemas económicos*

Los *sistemas económicos* son relaciones entre los individuos (individuos que representan a las familias) y las empresas (individuos que representan a las entidades privadas). La forma en la cual se asignan los recursos disponibles (los medios de producción) y las decisiones que se toman, en consecuencia, determina el tipo de sistema económico. En general, existen tres grandes modelos de economías:

- *Economías capitalistas o de libre mercado* (Harvey, 2007).
- *Economías socialistas o economías planificadas* (Castells, 2004).
- *Economías mixtas* (Cuadrado & Mancha, 2001).

Las economías de libre mercado y planificadas son ideales, ya que en la práctica no se presentan en forma pura. Es decir, todos los sistemas económicos cuentan con características de ambos sistemas.

2.4.1 Economía centralizada o planificada

En la economía centralizada o planificada se introduce un tercer participante, además de las familias y las empresas. Este corresponde al Estado, cuya intervención busca *incentivar* a la economía privada para tomar determinadas decisiones (inversiones). La intervención del sector público sobre la economía puede tomar la forma de *regulación* y sus objetivos son:

- Busca la *igualdad* de oportunidades, creando la estructura económica de una sociedad de bienestar. Se busca proporcionar la igualdad de acceso a los bienes y servicios de toda la población. A su vez, proteger a los sectores más vulnerables mediante la generación de los subsidios y pensiones a todos los ciudadanos (Tormo & Lahiguera, 2015).
- Fomentar el gasto o planificar las inversiones necesarias que permitan reactivar la economía. El estado, a través de una empresa pública, se vuelve en sí mismo un *agente* protagonista directo en la producción, distribución y financiamiento (Ibáñez & Fernández, 2016).

2.4.2 Economía de libre mercado

El sistema de *mercado libre, libre mercado o mercado liberal* se caracteriza por el hecho de que el precio y cantidad de los bienes es acordado mediante las leyes de la oferta y la demanda. Para que esto sea posible, se requiere de la *libre competencia*. Es decir, que entre los participantes (individuos) de una transacción comercial no exista influencias mutuas en las decisiones tomadas. Entonces, tanto el oferente como el demandante de un bien o servicio no pueden influir en el precio de transacción. Para ello, se requiere que los oferentes y demandantes se encuentren atomizados, es decir, que no concentren la oferta o la demanda. A su vez, que no exista diferencia entre la calidad del bien o servicio ofrecido. Esto difícilmente ocurre en la práctica, y por lo tanto se presentan los siguientes inconvenientes:

- *Fallas de mercado y externalidades*. Se presentan fallas de mercado cuando este modelo no asigna los recursos de forma eficiente en términos de equidad y justicia. Las externalidades se refieren al perjuicio que las actividades de algunos individuos pueden producir sobre otros.
- *Monopolio*: en ocasiones determinados bienes o servicios son ofrecidos por una única empresa por distintas razones. Entre estas pueden ser: razones de eficiencia técnica y/o estratégica, patentes, etc. También distintas empresas pueden acordar las condiciones de mercado, definiendo un precio, con el fin de evitar la competencia.

2.4.3 Economía mixta

La *Economía Mixta* se refiere a un modelo económico que recurre al mercado para asignar los recursos, pero el Estado interviene para regular su funcionamiento. De esta manera, se incorpora elementos de la economía de mercado libre y de la economía planificada. En una economía mixta, parte de las decisiones se toman por los ciudadanos y parte por el gobierno. Dado que existen ciertos fallos de mercado inevitables, la intervención del gobierno en el mercado se justifica ante:

- La *regulación*: el sector público regulará los mercados con normas tanto nacionales como internacionales y así favorecer el desarrollo de la economía. A su vez, evitar los monopolios o regular los monopolios naturales existentes. Busca garantizar los niveles de calidad y precios deseados, recurriendo a

multas económicas y legislaciones. Adicionalmente, el mercado tiende a concentrar la oferta a un solo oferente, lo cual da por resultado un monopolio. Entonces, el sector público lo regulará buscando el libre acceso al bien o servicio ofrecido, si es posible (Merino, 1999; Devoto, 2017; Soto, 2017).

- *Desigualdad en la distribución de la renta*: el sector público contará con una política fiscal, como la implantación de impuestos progresivos.
- *Inexistencia de determinados bienes en el mercado*: algunos bienes pueden no ser rentables para las empresas privadas y por ello el sector público intervendrá produciendo bienes públicos. La oferta de ese bien es conjunta, es decir, cuando se facilita a un sujeto ese bien o servicio queda a disposición de los demás.
- *Intervención en fallas de mercado y externalidades*. Se busca compensar a los sectores más vulnerables (Lynch, 1998).
 - *Fallas de mercado puro*: cuando se ofrece un producto de libre acceso, y no se excluye a los demás de su uso, por ejemplo, el alumbrado público.
 - *Fallas de mercado no puro*: cuando se puede excluir a una persona de su uso mediante el pago de un precio, por ejemplo, la educación.
 - *Externalidades*: en el caso la actividad privada genere efectos positivos o se desee incentivar, se consideran subsidios (*externalidad positiva*). En cambio, se cobrará un impuesto o peaje (*externalidad negativa*). Para más detalle, ver sección 2.5.

2.5 Mecanismos de valoración de impacto ambiental

Los mecanismos de valoración de variable ambiental más conocidos son el teorema de Coase y los impuestos Pigouvianos (Pérez & Milani, 2001; Albán Rivas, 2013; Cafferla, 2014). Si las transacciones pueden realizarse sin ningún costo y los *derechos de apropiación* están claramente establecidos, sea cual sea la asignación inicial de esos derechos, se producirá una redistribución cuyo resultado será el de máxima eficiencia. Los *derechos de apropiación* (Leff, 2014) provienen de la traducción de la expresión inglesa "property rights" y tiene un significado más general que *derechos de propiedad* (Asensio, 2014). Se propone como ejemplo una

industria pesquera y una papelera. Si una empresa es autorizada a a verter sus residuos al río, no posee un derecho de propiedad sobre el río pero sí un derecho de apropiación. Si aguas abajo se encuentra una empresa pesquera, ocurre un conflicto. Ambas industrias requieren la utilización del río, pero una de ellas lo utilizará de forma más eficiente. Como el vertido de residuos por la papelera impide la utilización del río por la pesquera, los derechos de apropiación están claramente establecidos si no hay contradicciones jurídicas. Es decir, si una y solo una de las dos empresas es titular de los derechos (Camus et al., 2016). El segundo mecanismo, es referido como "*impuestos pigouvianos*". Pigou argumentaba que el sector privado solo busca maximizar su propio beneficio (marginal). Sin embargo, en aquellos casos donde el interés social difería del interés privado, el industrialista no tenía incentivos a internalizar el costo social de sus acciones (marginal). En otras palabras, la "mano invisible" del mercado no iba a producir el resultado óptimo esperado, maximizar el bienestar agregado. Hoy en día a esta "falla de mercado" se denomina "externalidad" (Lynch, 1998).

Las externalidades pueden ser positivas cuando hay individuos que se benefician por acciones que otros realizan sin tener que pagar por ello. Pigou notó que la divergencia entre el interés privado y social tenía dos efectos. En primer lugar, si la externalidad era positiva el sector que recibe el beneficio social no paga por ello. El sector que causa el daño en una externalidad negativa tampoco paga el daño a los perjudicados. En segundo lugar, cuando el costo social (marginal) era mayor que el beneficio social (marginal), el generador del daño tendía a sobre-realizar dicha actividad, principalmente porque no enfrentaba todos los costos asociados. Para poder hacer frente a la realización excesiva de una actividad dañina, Pigou recomendó poner un impuesto sobre el generador de la externalidad. Anteriormente, los impuestos provocaban un desequilibrio en la economía. En este caso, se buscaba solucionar un desequilibrio social imponiendo un impuesto. En otras palabras, el *impuesto pigouviano* hace que el generador de una externalidad negativa (polución) deba pagar por el daño (marginal) que infringe al resto de la sociedad (Alier et al., 1998). Entonces, el estado debe estimar correctamente el beneficio privado y el costo social de la externalidad, con el fin de obtener el impuesto a aplicar. Esto no es sencillo de calcular en la práctica. Por ejemplo, dos empresas generando el mismo nivel de contaminación pero a distinta distancia de un

mismo centro urbano pueden tener un impacto diferente sobre la salud de la población. Este problema se complejiza para cientos de fuentes contaminantes. En esos casos cada emisor enfrentaría una tasa impositiva distinta; algo difícil de justificar políticamente. En los casos de congestión vial, cuando se paga un peaje diferencial por circular en una autopista en "hora pico", generalmente está pagando una especie de impuesto pigouviano. Por lo tanto se cambia el concepto de impuesto o penalización por el concepto de peaje (Nye, 2008; Sayago & Escolar, 2012).

3 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentaron en este capítulo los principales conceptos de la teoría económica que son de interés para la presente tesis. Se observa que la temática es amplia y los conceptos presentados aun actualmente se encuentran en discusión.

La ley de la oferta y demanda (ver sección 2.1) es un modelo teórico ideal, cuyas condiciones son buscadas ampliamente en la práctica. Esto se debe a que tanto los oferentes como los demandantes obtienen el máximo beneficio o utilidad disponible. Sin embargo, esta condición ocurre pocas veces sucede en la práctica, debido a: las fallas de mercado y la presencia de las externalidades. Cuando los productores son pocos, buscan evitar la competencia y acuerdan entre ellos las condiciones de mercado (ver sección 2.1.1). En otros casos, se presentan monopolios naturales, donde por razones técnicas, por ejemplo, la presencia de competidores no es posible. Por lo tanto surge el concepto de regulación, donde, a través de alguna autoridad de aplicación o ente regulador, el estado establece las condiciones o reglamentaciones que debe seguir el sector privado (ver secciones 2.4 y 3.1).

El caso de las externalidades surge al considerar el efecto que tiene un productor al realizar su actividad de explotación o producción de un producto o servicio, sobre el medio ambiente circundante. Esta actividad puede tener impacto sobre otro productor o sobre los consumidores. La teoría económica no define claramente el mecanismo para determinar la compensación. Por lo tanto surge el concepto de peaje, el cual permite cobrar un monto a la empresa y emitir un permiso para realizar alguna actividad (ver sección 2.5). Adicionalmente, las teorías económicas son limitadas para el caso que la cantidad de participantes (individuos) en los modelos se incrementan y cada uno tiene criterios (ponderaciones) distintos para maximizar sus beneficios. Por lo tanto, surge la *Teoría de decisión*.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo, se introducen los conceptos básicos y fundamentales para comprender el funcionamiento de los sistemas de potencia y los principales componentes. Se realiza una clasificación y descripción básica de los tipos de fuente de generación analizados en la presente tesis. En primer lugar, se describen los conceptos básicos en materia de electrotecnia, con el objetivo de introducir a los sistemas eléctricos de potencia. Las profundizaciones de estos conceptos requieren de un trabajo de investigación aparte y por lo tanto se presentan los conceptos más importantes, guiando al lector a las referencias y anexos adecuados. Posteriormente, se presentan las fuentes de generación de energía renovable y no renovable. Existen otras fuentes de generación renovables que no son analizadas en la presente tesis, tales como la mareomotriz, la termosolar, etc. Adicionalmente, en cada uno de los aspectos mencionados, se describen las principales ventajas y desventajas.

2 SISTEMAS ENERGÉTICOS

2.1 *Definición de sistema*

En forma general, se define sistema a un conjunto de elementos organizados y relacionados que interactúan entre sí. Todo sistema tiene una o varias entradas y salidas que pueden ser datos, energía o materia prima, en este sentido, los sistemas se categorizan según el tipo de entrada y salida que manejen. Un sistema recibe unas acciones externas (*variables de entrada*), y cuya respuesta a estas acciones externas son las denominadas variables de salida. Las acciones externas al sistema se dividen en dos grupos: *variables de control*, que se pueden manipular, y *perturbaciones*, que no son controlables. La finalidad de un sistema es conseguir una modificación deseada sobre las variables de salida, mediante la manipulación de las *variables de control*. Los requisitos que deben cumplir los sistemas son: *estabilidad*, *eficiencia* y *exactitud*. La *estabilidad* se refiere a que la variable de salida sea finita y acotada, con el fin de no producir un perjuicio en las partes del sistema. La *eficiencia* se refiere a la relación entre la variable de entrada y de salida. Y la *exactitud* se refiere

a que la variable de salida represente en lo mejor posible la variable de entrada y sea poco sensible a perturbaciones. Entonces se tienen un conjunto de elementos vinculados entre sí capaces de transformar una entrada en alguna salida de interés. La forma y diseño en que estos dispositivos son vinculados determina la *eficiencia* del sistema, uno de los índices de mayor interés y que se describe a continuación (Carrasco, 1998; Dorf et al., 2005).

2.2 Energía primaria y vector energético

En física, la energía se define como la capacidad que tiene un sistema para realizar un Trabajo. Según la *mecánica clásica*, se dice que una fuerza realiza trabajo cuando altera el estado de movimiento de un cuerpo. La *energía primaria* es toda aquella que se encuentra disponible en la Tierra sin necesidad de ser transformada. Los casos más habituales son: el petróleo, el gas, el carbón y de manera general las energías renovables. Para obtener la energía primaria es necesario gastar cierta energía. Los vectores energéticos son otras formas de energía, procedentes de la transformación de la energía primaria, que permite su utilización final. En ocasiones la energía primaria no puede ser consumida en bruto: resultaría muy difícil que una computadora, o un televisor funcionasen con carbón, gas o energía solar. Por este motivo estas energías primarias se convierten en el más importante vector energético: la electricidad. Los combustibles (empleados en transporte), las pilas de hidrógeno, las centrales de bombeo son otros ejemplos de vectores energéticos (Cunningham, 2003; Santamarta, 2004; Castells, 2012).

2.3 Energías renovables y no renovables

Se mencionó que la energía se obtiene a partir de un recurso mediante algún proceso de transformación. Si ese recurso es ampliamente disponible, relativamente fácil de obtener y/o su velocidad de explotación es menor que su recuperación o tasa de crecimiento, se define como *renovable*. Ejemplos de energías renovables son la luz y el calor que llega del sol, el viento, el agua del río, fuerza mareomotriz, masa arbórea (biomasa), etc. A su vez, se habla de energías limpias si durante el proceso de transformación no se produjeron emisiones, o el balance de emisiones es nulo, en gases contaminantes o de efecto invernadero tales como el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4). En cambio, si ese recurso es un recurso escaso, de costosa

obtención o la velocidad de explotación de ese recurso es mayor que su recuperación, se está en presencia de un recurso no renovable (De Juana, J. M. 2003; Formación, 2007; Vilorio, 2013). El petróleo es un recurso no renovable ya que obedece a la llamada *ley de Hubbert* (Hubbert, 1956). Esta ley se basa en observaciones empíricas de los datos de explotación de petróleo de Estados Unidos, donde se observó que las producciones de los yacimientos obedecían a una curva de crecimiento del tipo gaussiana o sesgada.

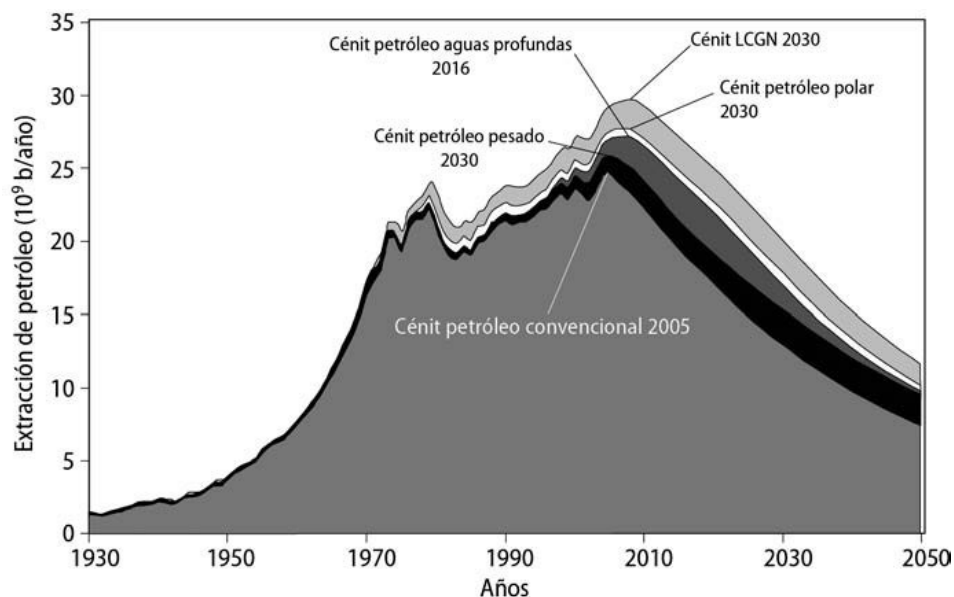


Figura 6. Proyección del cenit de la producción mundial de petróleo.
Fuente: (Fernández y González, 2015).

En la Figura 6 se presenta una proyección mundial del petróleo, mostrando gráficamente esta interpretación. Adicionalmente, se observó que el área de la curva representa la reserva disponible del recurso de interés. A partir de este estudio se pueden diferenciar distintas etapas.

- *Exploración y búsqueda de reservas:* en esta etapa el crecimiento de la producción es lento ya que la velocidad de descubrimiento y explotación es baja. A medida que se descubren reservas y se explotan, mejora la eficiencia en la explotación del recurso.
- *Crecimiento máximo de producción de petróleo:* una vez que se descubrieron las reservas, y se administraron los recursos eficientemente, se llega a una zona de máximo crecimiento de producción.

- *Cenit*: esta etapa determina que se extrajo la mitad de las reservas de petróleo disponibles. Estas reservas son las de menor costo económico y energético de extracción.
- *Decaimiento*: dado que las reservas restantes tienen un costo creciente de extracción, la producción de petróleo cae. Esto se debe a una mayor dificultad de extracción, requerimiento de tecnologías especiales como el fracking y plantas de inyección de agua salada. Esto hace que el costo del petróleo ofertado suba y pierda competitividad.

3 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se mencionó el vector energético *electricidad*, o también llamada *energía eléctrica*. La *corriente eléctrica* se refiere al flujo de electrones que viaja canalizado en un material conductor desde un punto hasta otro, y se mide en Amper. Su concepto es similar al caudal de agua en hidráulica, o flujo de calor en termodinámica. Esta circulación de electrones es provocada por una *diferencia de potencial* o *fuerza electromotriz* (Volt o V), cuyo concepto es equivalente a la temperatura en termodinámica o a la altura en hidráulica. La *fem* es responsable de la circulación de corriente en un circuito eléctrico. El camino cerrado que canaliza esta corriente se denomina circuito eléctrico. Este circuito es gobernado por leyes físicas que rigen las variables del sistema, llamadas leyes de Kirchhoff. Estas leyes se basan en los principios de conservación de la materia y energía en física (San Miguel, 2014).

3.1 Componentes básicos de un circuito

Entonces, los *circuitos eléctricos* hacen posible que la energía eléctrica tenga utilidad práctica, cuyos componentes básicos son: generadores, conductores y receptores. Los puntos donde dos o más de estos componentes se vinculan se denominan *nodos* de la red. En la *Figura 7* se representan los componentes básicos para un *sistema monofásico*, es decir, donde todos los componentes se comportan desde la misma forma, respecto a la tensión y corriente (Alexander & Sadiku, 2013).

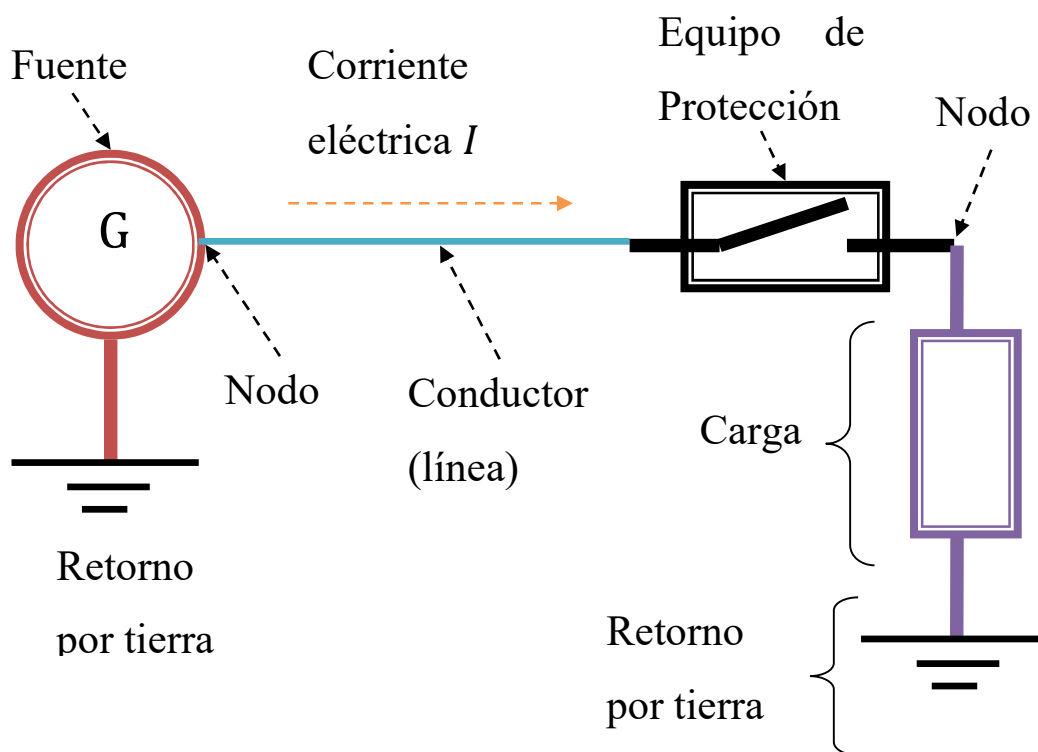


Figura 7. Componentes de un circuito eléctrico, para un sistema monofásico.
Fuente: Elaboración Propia.

En primer lugar, se encuentran los *generadores (G)*, los cuales representan los elementos físicos del sistema de potencia, que producen la fuerza electromotriz y asegura la circulación de corriente.

Los materiales *conductores* transportan la energía eléctrica a través de todo el circuito eléctrico. Incluyen todos aquellos elementos que permiten circular la corriente eléctrica por el circuito eléctrico, partiendo de los generadores hacia los receptores y volviendo al origen. Los más comunes son los cables, que pueden ser de cobre o aluminio. Con motivo de representación, a estos componentes generalmente se les asocia un parámetro llamado resistencia, que es la oposición a la circulación de electrones en el material conductor, debido al choque con las moléculas del material. Estos choques disipan energía en forma de calor, lo cual se denomina efecto Joule. Cuando estos materiales conductores tienen fugas con corrientes de gran magnitud, experimentan un *cortocircuito*.

Los *receptores o cargas* son elementos que transforman la energía eléctrica recibida en otro tipo de energía útil. Los receptores pueden ser cualquier dispositivo que reciba corriente eléctrica y la transforme en algo útil, la bombilla transforma

electricidad en luminosidad, el motor eléctrico transforma la energía eléctrica en movimiento de rotación, etc.

Adicionalmente, y sobretodo sistemas eléctricos de potencia, se tienen elementos de maniobra y protección. Esto se debe a que los distintos componentes tales como los conductores tienden a fallar provocando cortocircuitos, provocando un funcionamiento defectuoso o peligroso e interrumpir todo el sistema. La frecuencia de falla se la denomina *tasa de falla*.

3.2 Dispositivos de maniobra y protección

Los *elementos de maniobra* permiten interactuar y controlar el circuito eléctrico según nuestras necesidades. El más conocido es el *interruptor*, sirve para realizar operaciones de dejar pasar o no, la corriente eléctrica por toda la instalación eléctrica, su mecanismo es muy sencillo, lo único que hace es enlazar el circuito eléctrico mediante la acción de una pieza mecánica (Zapata, 2011).

Un *seccionador* es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El objetivo puede ser, por ejemplo, asegurar la seguridad de las personas que trabajen sobre la parte aislada del circuito eléctrico o bien eliminar una parte averiada para poder continuar el funcionamiento con el resto del circuito. A diferencia de un disyuntor o de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico. Es imperativo detener el funcionamiento del circuito con anterioridad para evitar una apertura en carga, y dañar el dispositivo.

Los *elementos de protección* se encargan de proteger el circuito eléctrico de forma automática. El *elemento de protección* por excelencia en una instalación eléctrica es el fusible. El *fusible* es un hilo conductor fino que está calibrado para que sea la parte más débil de una instalación eléctrica, debido al efecto Joule. De esta manera, cuando se produzca un cortocircuito, la intensidad eléctrica fundirá el material fusible, antes de dañar la instalación y provocar un incendio.

En sistemas de potencia, estos elementos de maniobra y protección se denominan dispositivos de *Seccionamiento y Protección* (SP). Estos dispositivos son fundamentales para minimizar las cantidades de interrupciones, y de esta forma la

energía que no se puede disponer por falta de servicio. Esto se denomina *confiabilidad* del sistema.

3.3 Clasificación de las redes según el tipo de corriente

En la actualidad se trabajan con dos tipos de corrientes: la *corriente continua* CC (Bolaños & Gualdrón, 2013) y la *corriente alterna* CA (Harper, 2005).

En la *corriente continua* (CC), los electrones fluyen de forma constante en una dirección, como la por ejemplo una linterna o cualquier otro dispositivo con baterías. Esto es debido a que la dirección de la fem que origina esta circulación no cambia. Los primeros sistemas de potencia funcionaban con generadores de corriente continua o *dinamos*.

En la *corriente alterna* (CA), la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos, dado que la fem que origina esta circulación cambia. Estos ciclos se denominan *frecuencia* de la red. De esta forma, la tensión y corriente responden a una función periódica respecto al tiempo, que corresponde a una función sinodal. El desfase entre la onda de tensión y corriente se denomina *factor de potencia*, uno de los índices más regulados por las leyes normativas.

La corriente estándar utilizada en los EE.UU. es de 60 ciclos por segundo, es decir, una frecuencia de 60 Hz. En cambio, en Europa y en la mayor parte del mundo es de 50 ciclos por segundo, es decir, una frecuencia de 50 Hz. La calidad eléctrica es un indicador del nivel de adecuación de la instalación para soportar y garantizar un funcionamiento fiable de sus cargas. Una perturbación eléctrica o evento puede afectar a la tensión, la corriente o la frecuencia. Las ventajas y desventajas son las siguientes (Wicks, 2000):

VENTAJAS DE LA CORRIENTE ALTERNA

- Las máquinas son sencillas, robustas y no requieren mucha reparación y mantenimiento durante su uso.
- Se puede convertir en corriente continua con ayuda de rectificadores.
- En una transmisión a larga distancia con voltajes elevados, las pérdidas de línea son menores que en una transmisión de corriente continua. El costo de elevar y reducir los niveles de tensión, además de los costos de transporte son menores.

DESVENTAJAS DE LA CORRIENTE ALTERNA

- El valor máximo de la corriente alterna es más elevado, por lo tanto, se requiere de un mayor aislamiento. Mientras la corriente continua emite un choque eléctrico que repele al cuerpo humano, la corriente alterna atrae a la persona que mantiene en contacto.
- Debido a la inducción y efecto de capacidad de las líneas eléctricas, la corriente alterna tiene un componente adicional que produce caídas de tensión y pérdidas adicionales. El factor de potencia es un índice medido por las distribuidoras y multado ante ineficiencias. Para atenuar este efecto se recurre a equipos de compensación de factor de potencia, con el objetivo de evitar multas económicas.
- La formulación y resolución de los flujos de potencia son más complejos y tardan más tiempo en converger en CA que en CC. Esto es debido a la mayor cantidad de variables de estado, tales como el ángulo de desfase de las tensiones entre nodos y la potencia reactiva. En algunos casos, los sistemas que funcionan con corriente alterna se modelan como si funcionaran con corriente continua, con el fin de obtener soluciones aproximadas y rápidas.
- La corriente continua se puede almacenar en baterías, a diferencia de la corriente alterna. Esto representa una ventaja para los paneles solares fotovoltaicos, ya que estos generan en corriente continua, antes de adecuarla.

3.4 Clasificación según el número de fases

La corriente alterna se caracteriza por ser periódica, es decir que las variables estudiadas se repiten cambiando de sentido periódicamente (tensión y corriente). Una representación comúnmente utilizada de magnitudes alternas senoidales es la de fasor, que es un vector giratorio. Es decir, se tiene un vector de magnitud V_{Max} , que parte del origen de coordenadas y gira en sentido antihorario a una velocidad angular $\omega \left[\frac{rad}{seg} \right]$, con movimiento uniforme (Ruiz et al., 2004).

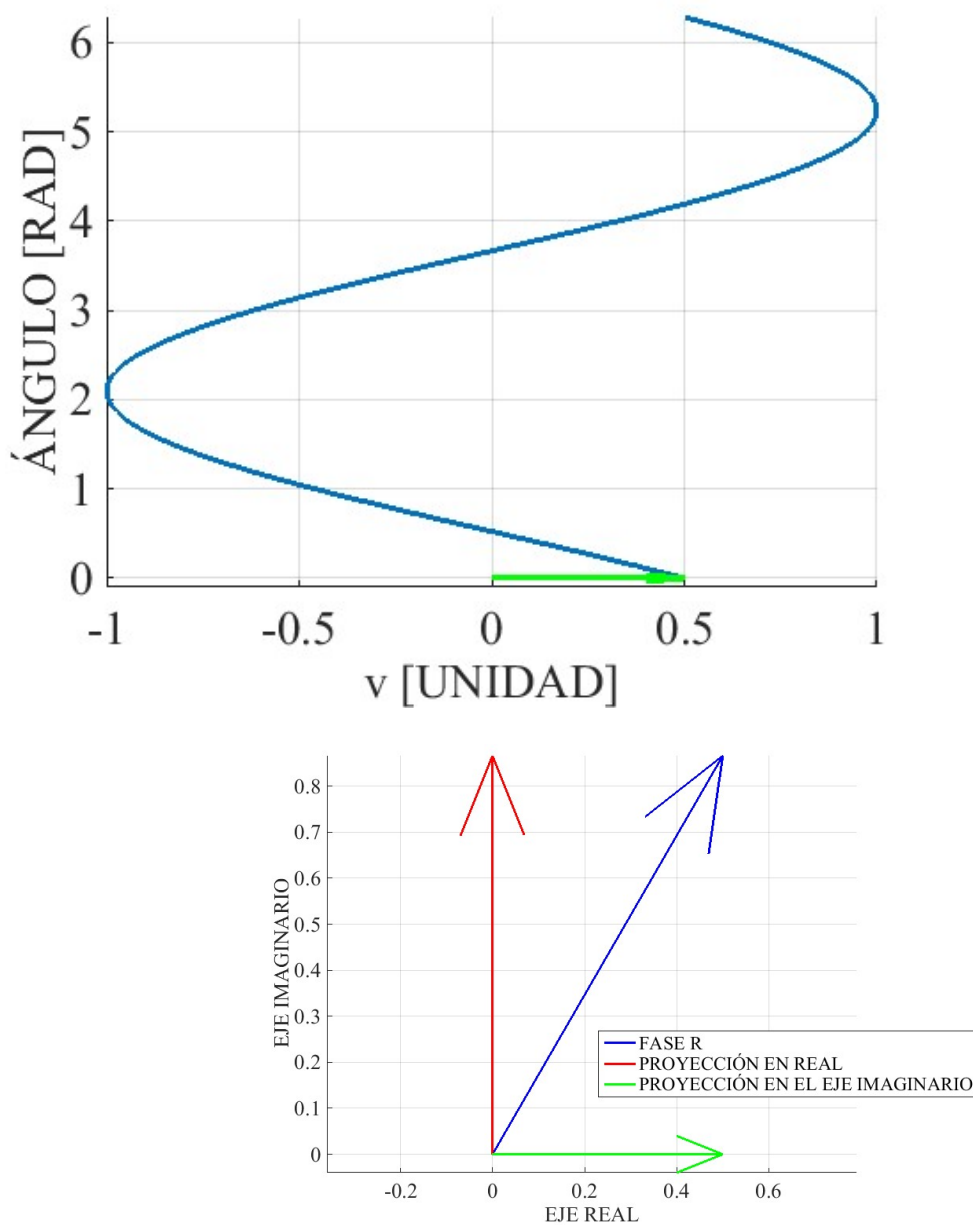


Figura 8. Sistema monofásico. (a) Función sinusoidal (v) en función del ángulo en radianes. (b) Fasor y proyección en el eje real e imaginario. Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta este concepto en la Figura 8, donde en la figura inferior se muestra el vector giratorio, donde la proyección $V_{Max} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi)$ representa el valor instantáneo de la función periódica senoidal. Entonces, el fasor es representado por su valor instantáneo, mediante la siguiente expresión:

$$v = V_{Max} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi) \quad (3)$$

De la Ecuación (3), el término $\omega \left[\frac{rad}{seg} \right]$ es la frecuencia natural, t es el tiempo y ϕ es el desfase en radianes (en este caso $\phi = 0$). Este fasor puede representar una magnitud física, tal como a la tensión y la corriente. En el caso de la corriente, el conductor por donde circula se denomina *Fase*. En las líneas monofásicas se tiene únicamente un conductor (Fase y Retorno), y por lo tanto se estudia una única variable de tensión y corriente.

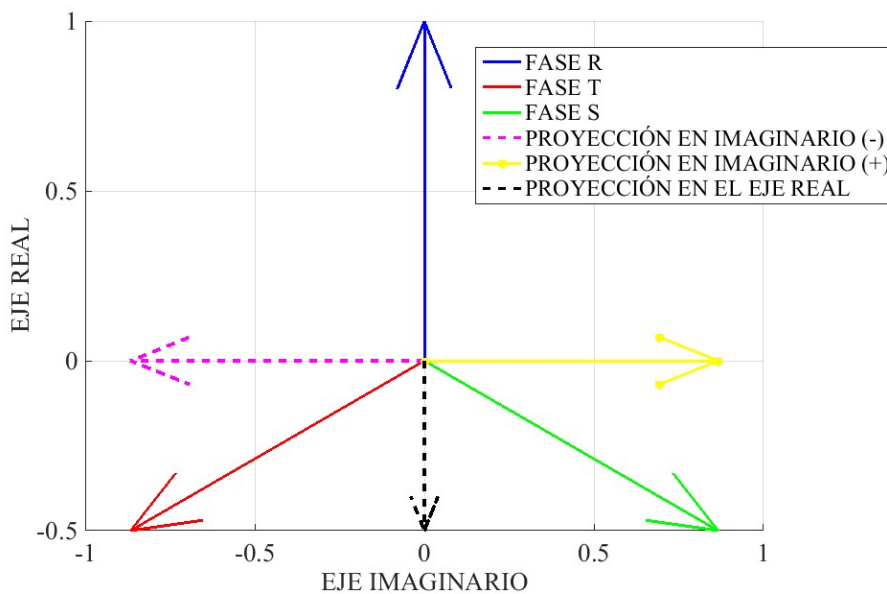
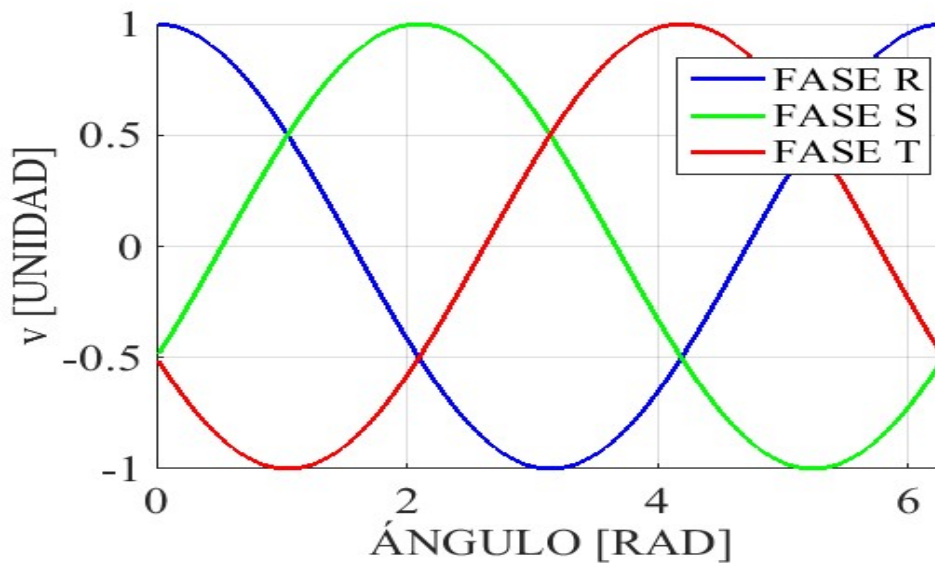


Figura 9. Terna de magnitudes de una línea trifásica R, S, T. (a) Representación periódica. (b) Representación fasorial.
Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 9* se presenta la diferencia entre dos sistemas monofásicos y trifásicos, respecto a la definición realizada. El eje real corresponde al eje 'x' y el eje imaginario corresponde al eje 'y'. Se dibujan las proyecciones en el eje real y el eje imaginario de los fasores 'R', 'S' y 'T'. Se presenta una magnitud normalizada (de magnitud 1). Se tienen tres fasores giratorios, donde el primero en encontrarse con el eje real, después del 'R', es el fasor 'S'. Para un sistema trifásico, el fasor para cada fase F se representa mediante la siguiente expresión:

$$\forall F \in \{R, S, T\} \text{ y } \phi^{[F]} \in \left\{0, \frac{1}{3} \cdot \pi, \frac{2}{3} \cdot \pi\right\} \Rightarrow v^{[F]} = V_{Max}^{[F]} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi^{[F]}) \quad (4)$$

Se observa que existe un desfase $\phi^{[F]}$ distinto para cada magnitud proporcional a $\frac{1}{3} \cdot \pi$, o un desfase de $\frac{1}{3} \cdot \pi$ entre los fasores adyacentes. Es decir, entre la fase 'R' y la fase 'S' existen $\frac{1}{3} \cdot \pi$ radianes o 120° , de la misma forma entre la fase 'R' y 'S'. Como las funciones son periódicas, también existe este desfase entre 'S' y 'T'. En la *Figura 10* se representa un sistema trifásico, donde se muestran las ondas de senoidales que se presentaron en la *Figura 9*.

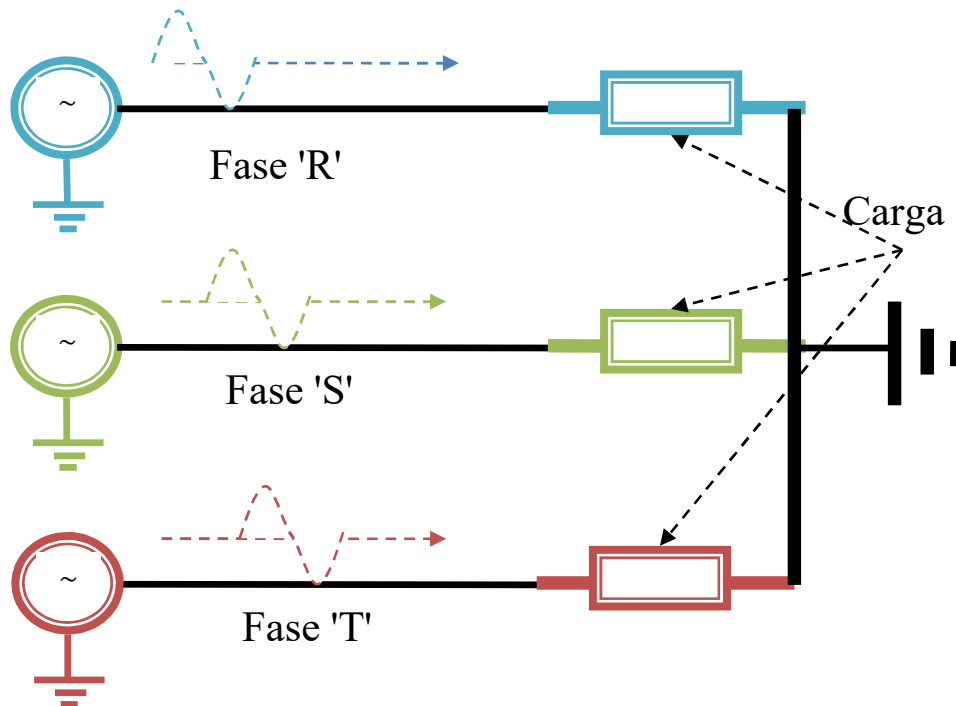


Figura 10. Representación de un sistema trifásico
Fuente: Elaboración Propia.

Se observa que las tres ondas se encuentran desfasadas entre sí y por lo tanto cada fase tiene un comportamiento distinto entre sí, respecto a tensión y corriente. Si

algunas de estas fases (R, S y T) se vinculan entre sí o con tierra mediante un conductor, se produce lo que se denomina cortocircuito. Esta causa de falla es altamente perjudicial para los sistemas eléctricos, de allí surge la necesidad de las protecciones.

3.5 Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico

En la *Figura 11* se presenta un diagrama *unifilar* de los principales componentes de los sistemas de abastecimiento eléctrico. Se llama diagrama unifilar, ya que por simplicidad se representa la terna de conductores mediante un solo conductor, y adicionalmente sin el retorno (Azpiazu & Basualdo, 2004; Millán, 2006).

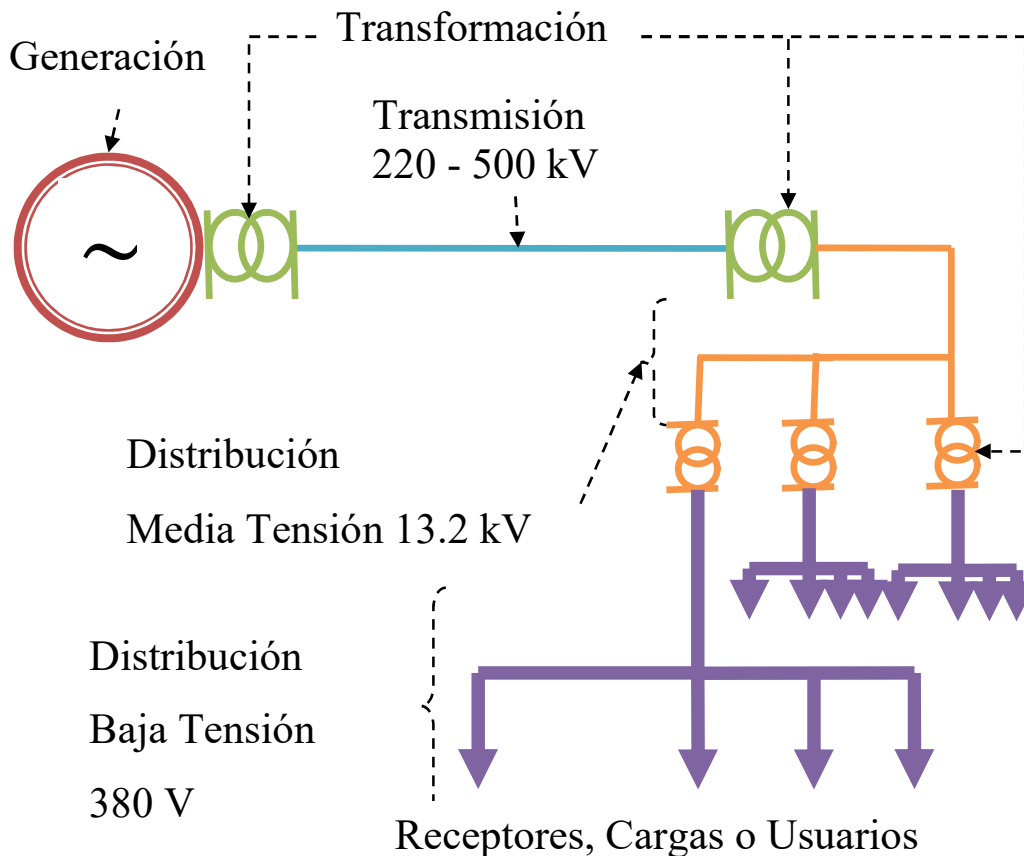


Figura 11. Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico.

Fuente: Elaboración Propia.

Entonces, una máquina (generador) obtiene un vector energético llamado *electricidad* a partir de la *energía primaria* de un recurso X, mediante un determinado proceso de transformación. Este vector energético puede ser transportado para ser utilizado por otra máquina para obtener algún beneficio de

interés (*usuario o carga*). Con el objetivo de aprovechar en lo mejor posible la energía del recurso, se recurren a máquinas (*transformadores*) que permiten transportar esa energía a largas distancias, utilizando líneas de *transmisión*. Estas máquinas elevan y reducen la *tensión eléctrica o diferencia de potencial* (V). Las líneas de transmisión trabajan con altos niveles de tensión (mayores a los 132000 Volt o 132 kV). Por último, nuevamente mediante transformadores se disminuye el nivel de tensión de 13.2 kV a 0.38 kV, abasteciendo a los usuarios llamados *Pequeños Usuarios* (PU). Estos transformadores se denominan Subestaciones Transformadoras (SET o SETA). Los usuarios que se encuentren vinculados directamente (transformador mediante) a las *líneas de transmisión o distribución* se denominan Grandes Usuarios, cuya denominación y regulación está establecida según corresponda. Esto se detalla en la sección de segmentación de mercado.

3.6 *Clasificación según la topología de la red*

Entonces se tienen cuatro componentes principales del sistema energético: *Generación, Transporte o Transmisión, Distribución y Grandes Usuarios*. La operación y participación de estos componentes se encuentra establecida en lo que se denomina *ley de marco regulatorio*. Estos cuatro segmentos responden a una división física de cualquier sistema de abastecimiento eléctrico. La conexión entre estos componentes se denomina *topología* de la red, que puede variar dependiendo de las restricciones de presupuesto, requisitos de fiabilidad del sistema, las características de la generación y la carga. Entonces, se pueden tener las siguientes configuraciones (García & Gil 2006):

- *Red radial*: son aquellas redes en las cuales existe un único camino para abastecer cualquier usuario, o nodo. Es decir, no existen mallas o bucles. Entre las ventajas resaltan su simplicidad y la facilidad que presenta para ser equipada de protecciones selectivas. Como desventaja tiene poca garantía de servicio.
- *Red en bucle abierto*: un nodo o carga tiene dos o más formas posibles de conexión, aunque el funcionamiento de la red es como una red radial. Tiene todas las ventajas de la distribución en redes radiales y la posibilidad de abastecer una carga por distintas fuentes.

- *Red en anillo o en bucle cerrado:* se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle. Como ventaja fundamental se puede citar su seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, si bien presenta el inconveniente de una mayor complejidad y sistemas de protección más complicados.

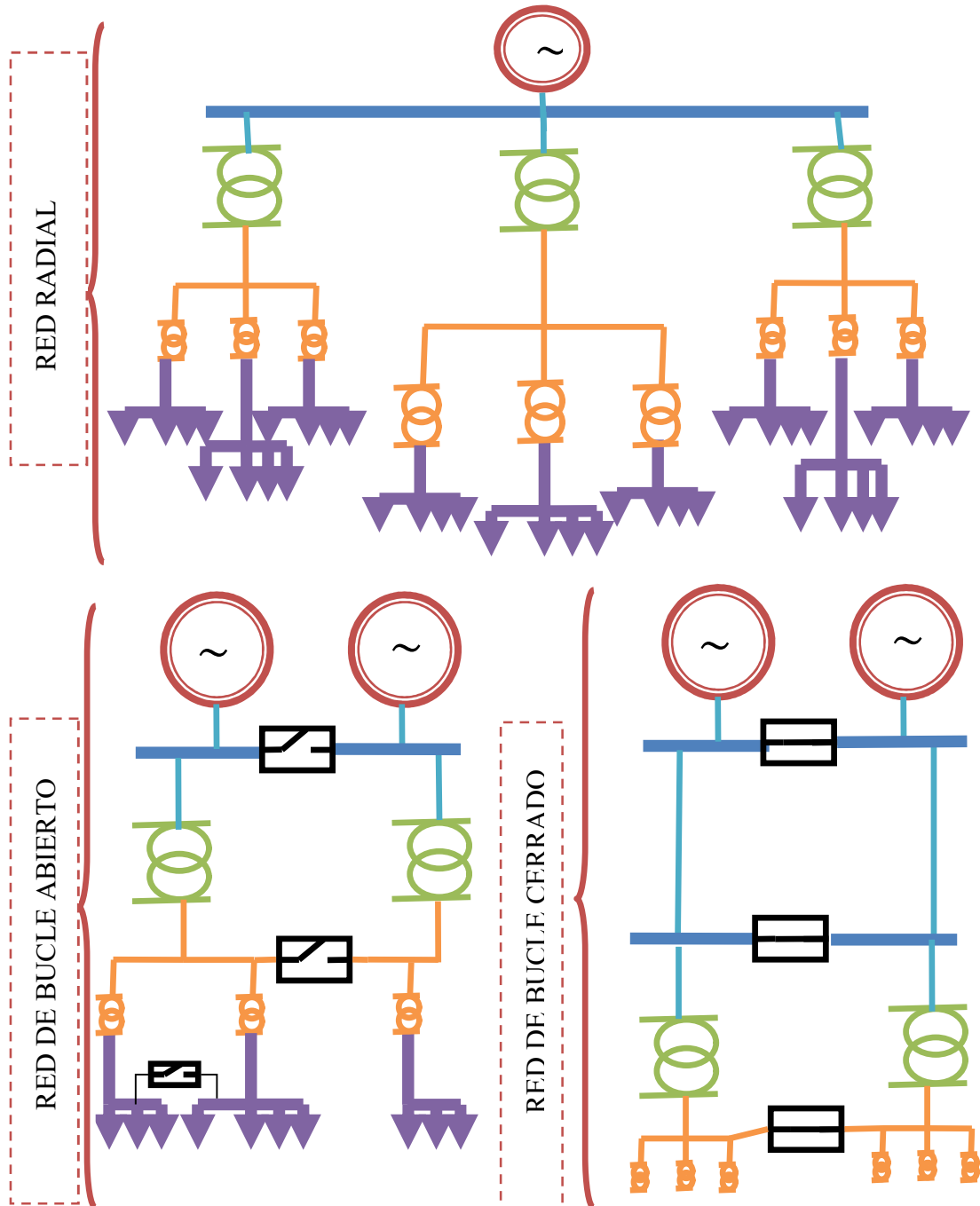


Figura 12. Red radial, de bucle abierto y mallada o bucle cerrado.
Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 12* se presentan gráficamente las tres tipos de topologías explicadas donde se representan equipos de protección que abren o cierran los circuitos según cada tipo de red correspondiente.

3.7 Sector de generación según los planteamientos actuales

3.7.1 Generación centralizada

A partir de la revolución industrial, la red eléctrica se ha transformado del abastecimiento a un área geográfica particular, a una red expansiva que incorpora múltiples áreas. En sus comienzos toda la energía era producida cerca del dispositivo o del servicio que requería energía, es decir las cargas o usuarios. Este tipo de red se llama *Generación Centralizada (GC)*. El conocimiento moderno de red eléctrica tiene sus fundamentos en las invenciones de Nikola Tesla, que hoy constituyen los conceptos de generación, transmisión a alta tensión y distribución a media tensión, únicamente posibles gracias a las máquinas de inducción magnética que Tesla concibió. Con el tiempo diversas redes aisladas se comenzaron a vincular entre sí mediante las líneas de transmisión y uso de transformadores de alta tensión. Debido a las altas distancias de transporte de energía, se debió recurrir a niveles de tensión cada vez mayores, con el fin de mejorar la eficiencia del sistema. Esto es por las llamadas pérdidas óhmicas. Sin embargo, surgieron otros inconvenientes tales como la saturación de las líneas y transformadores en épocas de alta demanda, sobre todo en el segmento de distribución. Esto provoca la desconexión temporal de determinados sectores del sistema y por consecuencia distintos usuarios quedan sin servicio. El transporte no se puede dirigir por caminos específicos, sino que la energía eléctrica fluye por las líneas de acuerdo a las leyes concretas de la física (leyes de Kirchhoff). Dichas leyes imponen además una estrecha interdependencia entre las distintas vías de transporte de forma que cualquier perturbación en una línea u equipo de transporte provoca efectos colaterales significativos e inmediatos en los demás caminos alternativos (Sánchez, 2000; Quintero, 2008).

3.7.2 Generación distribuida

Por lo tanto, en la actualidad se busca volver al concepto de abastecimiento por generadores cerca de los grandes centros de consumo. En este sentido surgió la llamada *Generación Distribuida (GD)*, la cual consiste básicamente en

la generación de energía eléctrica por medio de módulos de menor tamaño en zonas próximas a las cargas. Este concepto, a diferencia de la generación centralizada, se busca aplicar en los *sistemas de distribución* (Ackermann et al., 2001; Palensky & Dietrich, 2011; Alanne & Saari, 2006). En el estado del arte se disponen de las siguientes definiciones (Bustamante Paredes, 2013):

- Según el DPCA (*Distribution Power Coalition of America*): es cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor respecto de la generación centralizada, y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.
- Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *International Energy Agency*): es la generación que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.
- Según el IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*): es la generación de energía eléctrica por medios y tecnologías relativamente más pequeñas que las generadoras convencionales y que además permite la interconexión a casi cualquier punto del sistema eléctrico de potencia, pudiendo interactuar entre diferentes sistemas de redes.

Una primera propuesta de aplicación puede ser abasteciendo energía a subestaciones transformadoras o a grandes usuarios en distribución vinculando generadores en las redes de media tensión e inyectando el excedente a la red. Una segunda propuesta es volver al concepto de islas o redes aisladas abastecidas por pequeños grupos de generación. Por último, una tercera propuesta es que los pequeños usuarios instalen generadores en sus domicilios con el fin de autoabastecerse y vender el excedente, concepto llamado *prosumidor*. Las ventajas y desventajas son las siguientes:

VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Disminuyen los flujos de potencia en la red, y por lo tanto disminuyen las pérdidas, disminuir la saturación de la línea y mejorar los niveles de tensión.

- Los generadores se encuentran próximos a las cargas, con lo cual las longitudes de transporte son menores, y en consecuencia las pérdidas.
- Permite la incorporación de la generación renovable y el autoabastecimiento. Con ello se pueden bajar las emisiones de CO_2 .
- Se pueden contemplar redes aisladas, evitando los costos de inversión por construcción de líneas.

DESVENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Tanto en la operación en régimen permanente como transitorio, puede haber un mal funcionamiento del esquema de protecciones, con una posible operación en isla, anulación de las ventajas del uso de reconectores. A su vez se pueden generar sobretensiones permanentes, e impacto en calidad de potencia.

3.7.3 Redes eléctricas inteligentes o smart grid

Estos planteos requirieron cambiar la forma de ver y operar las redes eléctricas, dado que hasta ese entonces se operaron en su mayoría manualmente mediante operarios y con equipos de protección poco sofisticados. En este sentido surgieron las llamadas *Redes Eléctricas Inteligentes* (REI) o smart grid (Andrade & Hernández, 2011). Las REI permiten integrar de manera rentable el comportamiento y las acciones de todos los usuarios vinculados: *generadores* y *consumidores*. Se busca asegurar sistemas energéticos sostenibles y económicamente eficientes con bajas pérdidas y altos niveles de calidad: nivel y fluctuaciones de tensión. En este sentido, englobando las tres propuestas de GD, se encontró un nicho de mercado para las Energías Renovables.

VENTAJAS

- Sistemas de producción/generación más eficientes y consecuentes con el medio ambiente (reducción de CO_2). Favorece la evolución de la red hacia la generación distribuida.
- Descentralizar la generación ayudará a la conservación del medio ambiente al utilizar energías renovables, a descongestionar los sistemas de transporte de energía y reducirá las pérdidas de energía al ser sistemas cercanos al consumo.

- Favorece el autoconsumo con balance neto de energía en viviendas. Los usuarios pueden verter a la red eléctrica el exceso producido sin contraprestación económica. Favorece la participación de los clientes en la generación de la energía, buscando incrementar la cantidad de usuarios que se convierten en generadores. Esta energía será gestionada por los equipos inteligentes instalados en sus hogares para obtener mayor eficiencia y beneficios económicos.
- Información actualizada al momento sobre la calidad y la necesidad de la red. Reducción de pérdidas en el transporte y distribución de la energía debido a la reducción de la distancia entre puntos generadores y consumidores.

DESVENTAJAS

- Inversión inicial elevada y largos plazos de recuperación de inversiones. Se debe realizar una reestructuración y modernización de los sistemas de generación y transporte para adecuarlos a las características de las smart grid, lo cual supondría un importante desembolso para las compañías.
- Incertidumbre de las grandes empresas eléctricas para obtener el mismo beneficio que están obteniendo con el sistema tradicional. Con la integración masiva del cliente como generador y contenedor eléctrico, requiere el establecimiento de una ley de marco regulatorio propio. Esto supondría adicionalmente la redefinición de las tarifas eléctricas teniendo en cuenta el sistema de gestión de demanda y al consumidor como parte activa en la generación eléctrica. Adicionalmente, se deben establecer incentivos por inversión y para el consumo de la energía excedente.
- Dudas respecto a la madurez de las tecnologías que evolucionan día a día. Necesidad de una transición con la red actual con el fin de adecuar las nuevas redes sin perder prestaciones.
- Renovación de equipos y sistemas de generación y distribución. Se hace necesaria una modernización de los equipos para adecuarlos a las nuevas tecnologías que utilizarán las REI aportando los beneficios aquí descritos.

3.8 Tipos de fuentes de generación

3.8.1 Eólica

Los aerogeneradores son máquinas que permiten captar la energía proveniente de las masas de aire en energía de rotación a través de aspas y transformarla en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico incorporado. El conjunto de aerogeneradores se denomina parque eólico, cuya extensión depende del tipo de generador y potencia (Burton et al., 2011). Aunque existen distintos tipos constructivos, los aerogeneradores se pueden clasificar según la potencia de diseño: desde potencias menores a 1 kW hasta los 10 MW. Para potencias menores al MW, se puede clasificar en minieólica y microeólica. Adicionalmente, se puede clasificar según la posición del eje del rotor. Se clasifican en Aerogeneradores de Eje Vertical (Vertical-Axis Wind Turbines, VAWT) y aerogeneradores de eje horizontal (Horizontal-Axis Wind Turbines, HAWT).

En el caso de los VAWT, la dimensión de las aspas determina el volumen de aire que participa en el proceso de transformación de energía y consecuentemente la potencia de diseño del generador. El límite de potencia que puede ser extraído está dado por el límite que estableció el físico Albert Betz. Este límite que lleva su nombre se deriva de la conservación de la masa y del momento de la inercia del flujo de aire. El límite de Betz indica que una turbina no puede aprovechar más de un 59.3% de la energía cinética del viento. Los aerogeneradores modernos obtienen entre un 75% a un 80% del límite de Betz. Para fines analíticos, la energía aprovechable E_c de un generador eólico puede ser aproximada inicialmente por:

$$E_c = K \cdot D^2 \cdot V^3 \quad (5)$$

Donde:

- K es un factor que se encuentra en el rango de: $0.135 \leq K \leq 0.045$
- D es el diámetro barrido por el rotor.
- V es la velocidad del viento: se observa que la energía disponible es directamente proporcional al cubo de la velocidad.

De esta expresión se desglosan tres valores de referencia: a partir de 1000 W/m² el aprovechamiento es bueno, desde 200 W/m² el aprovechamiento es normal

y por debajo de 50 W/m² el aprovechamiento es malo, siendo no rentable energética/económicamente el emplazamiento de estas centrales. Para obtener más exactamente la energía obtenible de los aerogeneradores, deben estudiarse las estadísticas de viento de la zona, mediante las mediciones provistas por las estaciones meteorológicas correspondientes. El estudio de las curvas de viento se basa en las distribuciones de probabilidad. Esto es porque los datos de velocidad del viento son disponibles por relevamientos de los centros de meteorología. Para el análisis de datos de viento en general se usan dos distribuciones de probabilidad: la de Rayleigh y la de Weibull.

- *Distribución de Rayleigh*: es una función de distribución continua, cuya variable es la velocidad del viento U_i . Requiere únicamente como parámetro conocer la velocidad media \bar{U} . Si se conoce únicamente la velocidad media del viento en un periodo largo de tiempo (día, mes, etc.), es adecuada esta distribución.

$$p(x) = \begin{cases} \frac{\pi}{2} \cdot \frac{U_i}{\bar{U}^2} \cdot e^{-\left(\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_i}{\bar{U}}\right)^2\right)}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (6)$$

- *Distribución de Weibull*: es una función de distribución continua que representa mejor una amplia variedad de regímenes de viento. Esta distribución requiere conocer dos parámetros, el factor de forma k y el factor de escala c . El factor de escala da información sobre lo amplia que es la distribución y el parámetro de forma afecta a la curvatura de la función.

$$p(x) = \begin{cases} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{U_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_i}{c}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (7)$$

En *Figura 91*, *Figura 92* y *Figura 93* (ver

ANEXO, sección 6.1) se presentan curvas de distribuciones de frecuencia de velocidades de viento para estas distribuciones de probabilidad (junto con la distribución normal estándar), variando los factores de forma k y de escala c .

Se exhiben a continuación las ventajas y desventajas de la energía eólica:

VENTAJAS

- El aire es un recurso inagotable y la energía que produce es limpia y no contamina.
- Evita la emisión de miles de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera, por lo que es un elemento de suma importancia para ponerle freno al cambio climático.
- El recurso es gratuito y por lo tanto se ahorra en la adquisición de combustible. Se puede estimar probabilísticamente la cantidad de energía producida, según las mediciones meteorológicas.

DESVENTAJAS

- Debido a la baja densidad del viento (y más aún con bajas velocidades), producir cantidades elevadas de energía a través de los aerogeneradores requiere de espacios extensos.
- Dificultad de coincidencia de los periodos de máxima demanda con los de alta generación, que suelen ser nocturnos, cuando los vientos son más fuertes. En su mayoría son generadores inductivos, es decir, requieren de potencia reactiva para poder generar. Si el sistema de potencia no es capaz de suministrar esta potencia reactiva, puede ocurrir una inestabilidad de tensión e incluso el colapso del sistema.
- Perturbaciones durante el funcionamiento normal del sistema, como, por ejemplo: variaciones lentas de la tensión debido a cambios en los flujos de potencia debido a la entrada o salida de una turbina eólica, variaciones rápidas de la tensión debido a cambios en la velocidad del viento y distorsión del voltaje debido a la presencia de armónicas.
- Perturbaciones debido a fallas en la red: pueden sobrealimentar cortocircuitos, afectando el normal funcionamiento de los interruptores, líneas eléctricas, barras, etc. En caso de que algún sector de la red quede

aislado y alimentado puramente por turbinas eólicas, pueden producirse fallas en los equipos eléctricos domésticos y accidentes a los usuarios debido a la calidad de la energía.

- La contaminación visual, sonora, interferencias electromagnéticas producidas por las antenas, etc. Las aves de la zona también corren riesgo de mortalidad por los impactos con sus palas.

3.8.2 Solar Fotovoltaica

Los paneles solares fotovoltaicos consisten en una celda que absorbe parte de los fotones del sol, construida a base de silicio u otro material semiconductor. En consecuencia, se libera un electrón y se genera una corriente eléctrica. Esta corriente es adecuada mediante inversores, convertidores de potencia, etc. La energía producida es función de la radiación solar característica del lugar de ubicación, cantidad de horas de luz solar y del diseño constructivo del panel con sus equipos complementarios. Su estructura puede ser mono o policristalina, siendo éste último el más eficiente y en consecuencia más costoso (Formación, 2007).

De la radiación que llega del sol a la tierra, parte se absorbe en las superficies (radiación absorbida, parte se refleja y parte se absorbe en el ambiente (radiación difusa). Si la dirección de la radiación es perpendicular a la superficie reflejada, la energía absorbida en la superficie será óptima.

Para aumentar la producción de energía de los paneles solares fotovoltaicos se emplean *seguidores*. Estos dispositivos se componen de sistemas mecánicos, sistemas mecánicos hidráulicos, eléctricos y electrónicos que siguen la trayectoria del sol, captando de este modo la máxima radiación solar durante el mayor tiempo posible. Los seguidores pueden ser de *uno* o *dos ejes*, buscando una rotación vertical, horizontal o ambas, y que en todo momento los rayos solares incidan perpendicularmente a la superficie del panel.

Las ventajas y desventajas de los paneles solares son enumeradas a continuación:

VENTAJAS

- Es una fuente de energía renovable y de amplia disponibilidad.

- Excelente para sistemas aislados, como áreas rurales apartadas, o satélites geoestacionarios, por ejemplo.
- Amplia versatilidad de ser aplicada en distintas instalaciones.
- Se puede predecir la energía radiante obtenida por medio de mediciones y modelos matemáticos conocidos (aunque afectados por la nubosidad).

DESVENTAJAS

- Igualmente, que la generación eólica, los horarios de máxima disponibilidad de sol y de máxima demanda no coinciden, como mínimo en el caso residencial.
- Los paneles solares proporcionan energía limpia, sin embargo, su fabricación aún depende de energías no limpias (fuentes de generación fósiles). El silicio o arseniuro de galio tienen que extraerse de la Tierra y luego son transformados en diferentes procesos para poder colocarlos en el panel, aparte de otros materiales que componen el panel.
- Importante inversión inicial.
- Eficiencia relativamente baja, con un techo teórico de eficiencia del 17% aproximadamente. Necesitan de superficies importantes para lograr potencias adecuadas.

3.8.3 Hidráulica

Las Centrales Hidroeléctricas aprovechan la energía de las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarla en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los alternadores (Soria, 2003; Garrido et al., 2015).

Según la potencia instalada, las centrales hidráulicas se clasifican en centrales de gran potencia (mayor a 10 MW), minicentrales hidráulicas (entre 1 MW y 10 MW) y por último las microcentrales hidroeléctricas (menor a 1 MW). Según el régimen de flujo de agua, se definen las *centrales de presa*, de *centrales de filo de agua o de pasada*, *centrales de regulación* y *centrales de bombeo o reversibles*. Las *centrales de embalse* consisten en presas o azud con el objetivo de obtener un desnivel, de esta manera el fluido es conducido hasta la sala de máquinas motrices accionando los alternadores. Las centrales de bombeo permiten la generación en zonas horarias de demanda pico y bombeo del agua hacia un embalse aguas arriba con el fin de recuperar nivel o salto. Entre los inconvenientes de estas centrales se

encuentra el gran costo e inversión inicial requerido, alto impacto ambiental por destrucción de flora y fauna, deforestación, etc.

VENTAJAS

- El recurso utilizado es el agua, abundante y durante su aprovechamiento no de producen emisiones directas.
- Buena relación de potencia/costo de inversión.
- Bajos costos de operación.
- Capacidad de regulación para seguimiento de carga.

DESVENTAJAS

- Alta inversión inicial.
- Tiempo de construcción alto.
- Impacto ambiental alto al requerir de inundación de zonas habitables y deforestación.

3.8.4 Fósil

Las centrales térmicas transforman la energía mediante la combustión de carbón, gas o diésel. Estas se basan en variantes del ciclo de Carnot, el cual establece el máximo rendimiento que se podría obtener de una máquina térmica en condiciones ideales. Se deduce que inevitablemente gran parte de la energía del combustible se perderá en calor los gases de salida. En una primera clasificación se encuentran las centrales a vapor, donde el calor es aprovechado para la producción de vapor en una caldera, el cual mueve una maquina rotativa como una turbina y a su vez un alternador. En segundo lugar, se mencionan las centrales de turbinas de gas y motores diésel y por último las Centrales *mixtas* o de *ciclo combinado*. Las centrales de *ciclo combinado* comprenden una turbina de gas y una caldera para la recuperación y aprovechamiento energético de los gases de combustión (Saunders & Chapman, 2008).

VENTAJAS

- Según el costo por megavatio instalado, son las centrales más baratas de construir debido a la simplicidad de construcción y la energía generada de forma masiva. Las centrales de ciclo combinado de gas natural son mucho más eficientes que una termoeléctrica convencional, aumentando

la energía eléctrica generada con la misma cantidad de combustible, y rebajando las emisiones en un 20%.

DESVENTAJAS

- El uso de combustibles fósiles genera emisiones de gases de efecto invernadero y de lluvia ácida a la atmósfera, junto a partículas volantes (en el caso del carbón) que pueden contener metales pesados. Sus emisiones térmicas y de vapor pueden alterar el microclima local. Además, afectan negativamente a los ecosistemas fluviales debido a los vertidos de agua caliente en estos.
- Al ser los combustibles fósiles una fuente de energía finita, su uso está limitado a la duración de las reservas y/o su rentabilidad económica.
- Su rendimiento es bajo, a pesar de haberse realizado grandes mejoras en la eficiencia. El rendimiento teórico de Carnot ronda en el 50%.

3.8.5 Biomasa y biogás

Se define la *biomasa* como la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los procedentes de su transformación natural o artificial, que pueden convertirse en energía, mediante procesos biológicos o termoquímicos. De esta amplia gama de recursos se aprovechan principalmente los siguientes tipos de materiales (Castellar Rodríguez, 2006; Nogués, 2010; Gutiérrez García et al., 2012):

- Madera, vegetales (se crean específicamente para su posterior aprovechamiento).
- Residuos forestales (como desechos de las talas de árboles).
- Residuos Industriales (de diversos tipos).
- Residuos sólidos urbanos (RSU).

Todos estos recursos pueden ser utilizados como materias primas energéticas (combustibles), en los diversos tipos de instalaciones térmicas existentes. Normalmente su utilización requerirá de un tratamiento previo para su mejor aprovechamiento. El aprovechamiento reciente de los residuos sólidos urbanos, ha significado la incorporación de estos materiales, cuyo volumen aumenta día a día en las grandes ciudades, a la producción energética. Desde el punto de vista energético, la biomasa se puede aprovechar de dos formas diferentes; quemándola para producir

calor, o transformándola en combustible para su mejor transporte y almacenamiento. La naturaleza de la biomasa es muy variada, ya que depende de la propia fuente, pudiendo ser animal o vegetal, pero generalmente se compone de hidratos de carbono, lípidos y proteínas. Siendo la biomasa vegetal la que se compone mayoritariamente de hidratos de carbono, y el animal de lípidos y proteínas. La utilización con fines energéticos de la biomasa requiere de una previa adecuación para ser utilizarla, posteriormente en los sistemas convencionales de transformación. Esta adecuación será diferente dependiendo del tipo de biomasa empleado, mientras que en unos casos bastará con una mínima limpieza y trituración del material (procesos físicos), en la mayoría de ocasiones el proceso será más laborioso (procesos químicos, biológicos o termoquímicos).

El biocombustible se compone de ácidos grasos y ésteres alcalinos, obtenidos de aceites vegetales, grasa animal y grasas recicladas. Por medio de un proceso llamado “transesterificación”, los aceites derivados orgánicamente se combinan con alcohol, en este caso etanol o metanol y se alteran químicamente para formar ésteres grasos como el etil o metilo éster. Estos productos obtenidos pueden ser mezclados con diésel o usados directamente como combustibles en motores comunes.

Otro tipo de tratamiento para obtener combustibles a partir de desechos orgánicos es la biodigestión. Los biodigestores someten a los residuos, generalmente estiércol o aguas negras, a la acción de bacterias en un medio anaeróbico, es decir sin aire. El resultado es el biogás. El biogás se produce en un recipiente cerrado o tanque denominado biodigestor, el cual puede ser construido con diversos materiales como ladrillo y cemento, metal o plástico. El biodigestor, de forma cilíndrica o esférica posee un conducto de entrada a través del cual se suministra la materia orgánica (por ejemplo, estiércol animal o humano, las aguas sucias de las ciudades, residuos de mataderos) en forma conjunta con agua, y un conducto de salida en el cual el material ya digerido por acción bacteriana abandona el biodigestor. Los materiales que ingresan, y abandonan el biodigestor se denominan afluente y efluente respectivamente. Cabe resaltar que el resultado de estos procesos es un combustible que será quemado para la obtención de energía, y por lo tanto existen los inconvenientes adicionales de los combustibles fósiles, tales como la eficiencia.

VENTAJAS

- El balance de emisiones de CO_2 es considerado nulo, esto es debido a que no hay gasto energético en la obtención del recurso, aunque sí para su procesamiento. Adicionalmente, en caso de obtenerse de materia vegetal, las emisiones de CO_2 son compensadas por la absorción del mismo por fotosíntesis.
- Los RSU pueden considerarse prácticamente gratuitos, pero la generación de materia vegetal o arbórea tiene un precio, normalmente bajo, pero siempre deben considerarse estos costos.
- La biomasa es principalmente aprovechada para generar calor destinado a usos industriales y domésticos. Solo una parte de la misma, aunque cada vez con mayor importancia, es utilizada para la generación de energía eléctrica. En este sentido, este tipo de aprovechamiento tiene lugar mediante *sistemas de cogeneración*. Es decir, sistemas que permiten la producción y aprovechamiento simultáneo de calor y electricidad.
- No existe demasiado peligro en estas centrales, sin embargo, existen fluidos a elevadas temperaturas y siempre se ha de considerar la posibilidad de riesgos derivados de la manipulación y generación de los mismos.

DESVENTAJAS

- Si bien es cierto que los RSU son cada día más abundantes, y que la producción de materiales vegetales aptos para su posterior utilización como combustible también se ha incrementado. Sin embargo, este recurso no puede compararse a recursos ilimitados como el viento, el sol, etc.
- La producción de humos causa contaminación y olores molestos, debido a la cercanía de estas centrales a las grandes ciudades.
- En algunos casos existen problemas respecto al uso alternativo de la materia prima, el cual puede ser para el sector de alimentación. La producción de biodiesel a partir de la soja, podría generar competencia

con este sector y escasas de este insumo. A su vez se encuentra el deterioro del suelo por pérdidas de nutrientes. Otro uso alternativo es el caso de que el residuo requerido se utilice como fertilizante.

3.8.6 Nuclear

La energía necesaria para la producción de vapor se obtiene mediante la fisión nuclear realizada en un reactor nuclear. Un reactor nuclear es una instalación capaz de iniciar, mantener y controlar las reacciones de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado. Entre los componentes del mismo se encuentran el material combustible, el cual consiste de un material fisionable como Uranio 235 y plutonio 239 donde ocurren las reacciones de fisión y se extrae el calor. También se disponen de dispositivos de refrigeración y control con el fin de controlar la velocidad de reacción (Coderch, 2005).

Existen distintos tipos de centrales nucleares, que se diferencian en el tipo de reactor con el que trabajan. En la actualidad se están desarrollando reactores de cuarta generación, que supondrían una gran ventaja debido a la cantidad pequeña de desechos radioactivos que generarían y a su elevado rendimiento. Los principales costos fijos a afrontar son construcción e infraestructura, operación y mantenimiento, los costos variables corresponden a la compra y manipulación del combustible necesario. Al igual que el carbón, el precio del uranio depende de numerosos factores, variando mucho de un país a otro. El reactor *Central Argentina de Elementos Modulares* o CAREM es un proyecto en desarrollo de central nuclear de baja potencia (25 MW eléctricos) concebida con un diseño de última generación. Son reactores pequeños para abastecer ciudades aisladas, y que funcionan con los residuos de las centrales de mayor potencia. Las ventajas y desventajas son:

VENTAJAS

- Bajo costo variable y alto factor de operación.
- No emiten gases de efecto invernadero como el CO_2 .
- Reduce la dependencia de los combustibles fósiles.
- Puede generar gran parte de la energía necesaria.
- Si se dispone del combustible nuclear, existe garantía en disponibilidad de la fuente y suministro.
- El Uranio, una vez agotado puede enriquecerse en parte para reutilizarse.

DESVENTAJAS

- Existe peligro en la radioactividad del recurso y los desechos nucleares son de difícil eliminación. Estos residuos se destinan a depósitos de hormigón.
- Altos costos fijos.
- Los accidentes nucleares pueden ser muy peligrosos, aunque poco probables.

4 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentaron en este capítulo los principales conceptos relacionados a los sistemas de potencia. Se definieron los sistemas de potencia según el tipo de magnitud estudiada: monofásica y trifásica.

Adicionalmente se definieron conceptos de importancia relacionados a las redes eléctricas: tipo de red, generación centralizada y distribuida, y adicionalmente según la fuente de generación.

De este capítulo se observa que cada alternativa presenta ventajas y desventajas de interés:

- El costo de inversión más o menos elevado.
- La influencia de pérdidas en las líneas.
- La influencia en la calidad de energía eléctrica abastecida a la carga (tensión y continuidad de suministro).
- El impacto ambiental que pueda producir en términos de emisiones de dióxido de carbono (CO_2).

Estos aspectos son de interés en lo que se denomina sustentabilidad energética y ambiental, que se desarrolla más profundamente en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 4

OPERACIÓN Y MARCO REGULATORIO

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se busca introducir los conceptos fundamentales respecto a la operación de los sistemas eléctricos de potencia y generación. Posteriormente se desarrollan básicamente los modelos de regulación, introduciendo el denominado ley de marco regulatorio del mercado eléctrico. Se detalla en profundidad este tema, describiendo el proceso de transformación de la normativa en el sistema eléctrico argentino. De esta manera se desarrollan los conceptos fundamentales que permitirán comprender la metodología aplicada e índices propuestos. Se presentan las bases para introducir los conceptos sobre regulación y sobre la necesidad de ser aplicada. Esto es, con el objetivo de resolver los problemas estudiados: Emplazamiento de Generación renovable y equipos de Seccionamiento y Protección.

2 OPERACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

2.1 Clasificación de la operación del sistema

Respecto a la operación de los mercados eléctricos en sistemas de potencia, existen dos enfoques (Expósito, 2000):

- Un operador centralizado dispone del acceso a todos los datos económicos y técnicos de los generadores y la red de distribución, controlando todos los componentes del sistema. Este caso corresponde a un monopolio clásico y se buscan minimizar los costos totales.
- El segundo es la operación del sistema de energía eléctrica, pero bajo un entorno de libre acceso a la red por parte de los generadores y consumidores, siendo ambos agentes independientes que compiten entre sí acorde a las reglas del mercado eléctrico. En este enfoque, cada participante busca maximizar sus propios beneficios.

2.2 *Clasificación según los instrumentos de competencia*

Existen distintas formas de operación del sistema de generación en un marco competitivo. Este marco se denomina mercado eléctrico. En un mercado eléctrico existen normalmente dos instrumentos que hacen posible la competencia.

- Mecanismos de bolsa de energía - Pool Exchange. Los productores envían a la bolsa de la energía ofertas de producción y de consumo, respectivamente, consistentes en bloques de energía y precio. El gestor de la bolsa determina, mediante un procedimiento previamente establecido, cual es el precio de cierre de mercado y que ofertas de producción y de demanda son aceptadas (Vargas et al., 2001).
- Un marco regulatorio para llevar a cabo contratos bilaterales. Como complemento de la bolsa, en un horizonte de mediano plazo, se llevan a cabo contratos bilaterales físicos entre productores y consumidores. En estos contratos el productor se compromete a suministrar energía al consumidor a un precio pactado que puede tener una estructura simple o compleja. También pueden suscribirse contratos financieros (opciones y futuros) cuyo objetivo es minimizar el riesgo que supone la posible volatilidad de los precios (Salazar & Naranjo, 2006).

El principal interrogante del productor que busca maximizar los beneficios de los accionistas es: qué cantidad de energía debe comprometer en contratos bilaterales y qué cantidad de energía debe reservar para la bolsa.

2.3 *Clasificación según la perspectiva*

La operación se clasifica según la perspectiva del agente que maximiza sus beneficios o minimiza sus costos: productor, comercializador y consumidor (Expósito, 2000).

2.3.1 Perspectiva del productor

Entonces el productor debe determinar qué producción ha de colocar en el mercado para maximizar sus beneficios, en mercado bilaterales y bolsa. Se consideran dos tipos de productores: precio aceptante y fijador de precios. Se tienen

dos componentes en la función objetivo de ambos modelos: los ingresos del productor y los costos totales de producción.

- Productor precio-aceptante: un productor que posee varios generadores, pero que carece de capacidad de alteración de los precios de cierre de mercado, maximiza sus beneficios al maximizar el beneficio de cada generador. Esto es válido cuando los generadores no estén ligados, como es el caso de los productores hidráulicos. Entonces, cada generador responde óptimamente a los precios de cierre de mercado (que no se alteran) respetando sus propias limitaciones de producción.
- Productor fijador de precios: el productor utilizará esa capacidad para alterar los precios de la forma más conveniente, buscando maximizar sus beneficios. Los generadores actúan en forma coordinada, para lograr el precio más favorable y por lo tanto la maximización del beneficio en su conjunto. Este caso será distinto a la maximización del beneficio de cada generador, actuando en forma independiente. Este proceso se realiza dentro del marco normativo que debe operar.

2.3.2 Perspectiva del comercializador

Se considera a continuación una empresa comercializadora con capacidad de autoproducción. El objetivo es suministrar la energía que tiene comprometida con sus clientes, bien auto produciendo o bien comprándolas en la bolsa. También puede obtener energía de contratos bilaterales, los cuales se deciden en etapas de un año. Se tienen tres componentes en la función objetivo: los ingresos por venta de energía durante el periodo de análisis, los costos totales de autoproducción y el costo total por compra de energía en la bolsa. Se tienen dos restricciones:

- La primera establece que el comercializador ha de suministrar la energía demandada por sus clientes.
- La segunda establece que todos los generadores de autoproducción han de trabajar dentro de sus respectivas regiones de operación factibles.

2.3.3 Perspectiva del consumidor

Un consumidor es un agente del mercado, y, por lo tanto, puede participar en la bolsa, así mismo puede tener capacidad de autoproducción. El objetivo de este consumidor es maximizar sus propios beneficios. Éstos se expresan como el valor total que obtiene del uso de la energía (utilidad) menos los costos de autoproducción y de compra en el mercado. Este problema es muy similar al enfoque del comercializador.

2.4 Operación del sistema de transporte/distribución

2.4.1 Confiabilidad

En el estado del arte, para estudiar el efecto de una falla en algún nodo de la red eléctrica, se utilizan modelos estocásticos como la cadena de Markov. Un modelo de Markov es utilizado para modelar sistemas que cambian aleatoriamente. Se supone que los estados futuros dependen solo del estado actual, no de los eventos que ocurrieron antes de él. Por razones de espacio y complejidad, este tema no se desarrolla en profundidad, y se presentan las siguientes referencias (Hashemi-Dezaki et al., 2015; Valencia, 2015; Gómez-Ramírez, 2016; Morejón Bastidas, 2018)

2.4.2 Flujo de carga

El flujo óptimo de potencia nace con el problema del despacho económico. Este problema se discutió inicialmente en el siglo XX, cuando se debió repartir la carga total de un sistema entre las unidades generadoras disponibles (Gómez & Javier, 1984; Gómez, 1985; Maita & Guerra, 2017). De esta manera se implementaron las siguientes metodologías:

- *Método de la carga base*: en este método, la entidad más eficiente es la primera en tomar carga y lo hace a su máxima capacidad. Luego la segunda unidad más eficiente tomaba carga a su máxima capacidad, y así sucesivamente hasta satisfacer la demanda.
- *Método del mejor punto de carga*: en este método, las unidades generadoras toman carga hasta alcanzar su punto mínimo de calentamiento, empezando con la unidad más eficiente, y cargando la menos eficiente al final.

- *Costo incremental.* Posteriormente se conoció que el costo incremental era el que daba los mejores resultados económicos. Para realizar los despachos económicos, hasta la actualidad, se tomó como criterio que el costo incremental debe ser constante. Es el más sencillo, pero no considera las pérdidas en las líneas de transmisión.
- *Flujo óptimo de potencia:* mediante la formulación de complejas funciones objetivos y restricciones, ayudado con la evolución de las herramientas de computación, se permitió incorporar las pérdidas de las líneas de transmisión. Se establecen un conjunto de límites máximos y mínimos de las variables de estado, y un conjunto de penalizaciones en la función de utilidad.

3 MONOPOLIO Y MERCADOS REGULADOS

3.1 Mecanismos de regulación de precios

En el estado del arte se encuentran disponibles amplios métodos para el uso de *costos medios*, *costos marginales*, o *mecanismos de regulación de precios*. Cada una de estas metodologías posee ventajas y desventajas respecto a la satisfacción de los criterios de eficiencia y equidad.

La regulación estatal a través de mecanismos regulatorios, puede ser agrupada en *regulación por costos* y *regulación por incentivos*. A los métodos de regulación basados en costos se les conoce como *métodos con incentivos de bajo poder*, pues le permiten a la empresa recuperar sus costos sea cual sea su desempeño eficiente o ineficiente. Los mecanismos de regulación por incentivos se les conoce como *métodos con incentivos de alto poder*, pues disocian a los precios regulados con la evolución de los costos de la empresa regulada, permitiéndole a esta última aprovecharse de cualquier mejora en eficiencia que ella logre (Azpiazu & Schorr, 2001; Rivera Urrutia, 2004; Fuentes & Saavedra, 2007).

El *mecanismo de regulación por costos* comprende lo que se conoce como regulación de la tasa de retorno (*Rate of Return o Cost-Plus*) (Guasch & Spiller, 1999). En este método regulatorio se realizan la determinación de la tarifa en tres pasos:

- La empresa determina en forma detallada sus costos y esta información en donde se encuentra la tasa de retorno, es entregada al ente regulador. Esta primera estimación de la tasa justa de retorno es asignada de bajo valor por la empresa debido a lo cual esta requiere que los precios sean elevados por el ente regulador.
- Una comisión de expertos recalcula la tasa de retorno justa de acuerdo a la información que disponen. Generalmente se conoce las elasticidades de la demanda del mercado eléctrico, por lo que finalmente los precios cambian para garantizar una nueva tasa de retorno.
- Los precios son asignados y permanecen fijos hasta una nueva revisión tarifaria. Durante este intervalo de tiempo la empresa debe ser efectiva en la asignación de costos. La determinación anual de precios beneficia a la empresa en cuanto, le permite actualizar cada año el precio regulado o tarifa y de esta forma cubrir sus costos.

El *mecanismo de regulación por incentivos* contiene varios métodos de tarifación que se mencionan a continuación.

- *Regulación por Precios Tope - Price Cap Regulation.* Consiste en fijar un precio máximo en el servicio que brinda la empresa. De esta manera se incentiva a reducir costos para incrementar su beneficio. Por lo tanto, se busca lograr la eficiencia asignativa de los recursos con el fin de lograr la minimización del costo. El principal riesgo que asume la empresa distribuidora del servicio eléctrico es la exposición ante aumentos imprevistos en los costos o variaciones negativas en la demanda (Fuentes & Saavedra, 2007).
- *Regulación por Precios Ramsey - Ramsey Pricing.* Este método es aplicable a un monopolio natural multiproducto. Los precios Ramsey se definen como precios lineales. Estos precios deben satisfacer la restricción de *ingresos totales* iguales a los *costos totales*, minimizando las pérdidas de bienestar. El hecho de que los precios sean lineales implica que se establece un precio distinto para cada producto, con esto se descarta el establecimiento de tarifas múltiples (Li & He, 2016).
- *Regulación por Comparación - Yardstick competition.* Consiste en obtener información sobre los parámetros relevantes mediante la

observación de otras empresas similares tecnológicamente. Se busca inferir los costos a ser aplicados en la regulación tarifaria de la empresa de interés. Para que esta comparación tenga algún valor es necesario que no exista colusión entre las empresas ni tipo alguno de integración horizontal (Dijkstra et al., 2017).

- *Regulación basada en el desempeño de una empresa modelo eficiente.* Consiste en realizar comparaciones de desempeño de la empresa regulada con respecto a otra empresa ficticia considerada como modelo eficiente. Con esta metodología se define a una empresa modelo por cada sector típico. Esta empresa modelo se crea sin considerar los activos preexistentes en el negocio y suponiendo su inexistencia. Adicionalmente se estipula un plan de desarrollo de las inversiones de la empresa (Fuentes & Saavedra, 2007).

3.2 Regulación del mercado eléctrico argentino

La energía eléctrica se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinidad de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. La energía eléctrica podría considerarse como un bien de consumo más, que se produce, se transporta, se comercializa y se consume. El suministro de energía eléctrica es considerado un servicio público en la mayoría de los países, propiciando la intervención del estado para garantizar una calidad y precios razonables. La fuerte capacidad de interconexión de la red de transporte, permite que generadores situados en cualquier nudo de la red puedan competir entre sí por suministrar electricidad en cualquier otro nudo de la red. Sin embargo, la energía eléctrica no puede direccionarse por caminos específicos en redes malladas. Entonces, esta es un inconveniente a resolver en el caso que se busque una competencia entre los distintos sectores.

En Argentina, en la década de los 90, se produjo un proceso de privatizaciones y reformas del mercado eléctrico, que en ese momento era estatal. Se buscó en ese momento reestructurar, solucionar los déficit energéticos y económicos e incentivar las inversiones (Serrani & Barrera, 2018).

3.2.1 Sector eléctrico antes de la reforma

La industria eléctrica tenía un fuerte carácter verticalmente integrado, resultado de un largo proceso histórico iniciado en el año 1878. Con la instalación de una usina generadora por parte del ingeniero argentino Rufino Varela y la posterior adhesión de los habitantes formando cooperativas para el abastecimiento energético de los distintos barrios. Se les proporciono contratos de concesión a las compañías europeas Alemana Transatlántica de Electricidad (C.A.T.E.) y la Ítalo Argentina de Electricidad (C.I.A.D.E.), proporcionando con estos instrumentos jurídicos el marco legal para la firma de contratos similares en el interior del país que no producían perjuicio alguno en lo que respecta a la explotación del naciente servicio de generación - distribución y comercialización de energía eléctrica. De esta manera, esta situación se mantuvo hasta el año 1936 en el que los grupos económicos internacionales que controlaban a las empresas presionaron y lograron que las autoridades porteñas modificaran los contratos de concesión por medio de la aprobación de dos ordenanzas, las 8028 y 8029 que establecían entre sus cláusulas ventajas a favor de las compañías privadas que pronto fueron aceptadas por otros órganos legislativos del país que dictaron medidas similares. Esta situación se mantuvo hasta entrada la década del 50. Sin embargo, se comienza una tendencia vertical en la organización decreto 3.967 del 14 de febrero de 1947, que reunía bajo la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica a las Direcciones Generales de Irrigación y de Centrales Eléctricas del Estado. Este decreto es el antecedente inmediato acerca de la formación de la primera empresa de energía del país, que tenía entre sus objetivos el estudio del territorio nacional y la identificación de las áreas más importantes para el aprovechamiento de grandes fuentes de energía (Lanciotti, 2008; Bartolomé & Lanciotti, 2011; Araujo, 2017).

El 22 de septiembre de 1960 se publica en el Boletín Oficial de la Nación la Ley 15336, *Régimen Jurídico de la Energía Eléctrica* que había sido enviado al Congreso de la Nación como proyecto del Poder Ejecutivo. La norma en cuestión es el primer marco regulatorio eléctrico que considera al país en general, ya que las leyes anteriores habían sido sancionadas para resolver problemáticas locales. Encarga al Estado de manejar la Red Nacional de Interconexión (base del Mercado Mayorista Eléctrico), por medio de la Secretaría de Energía y

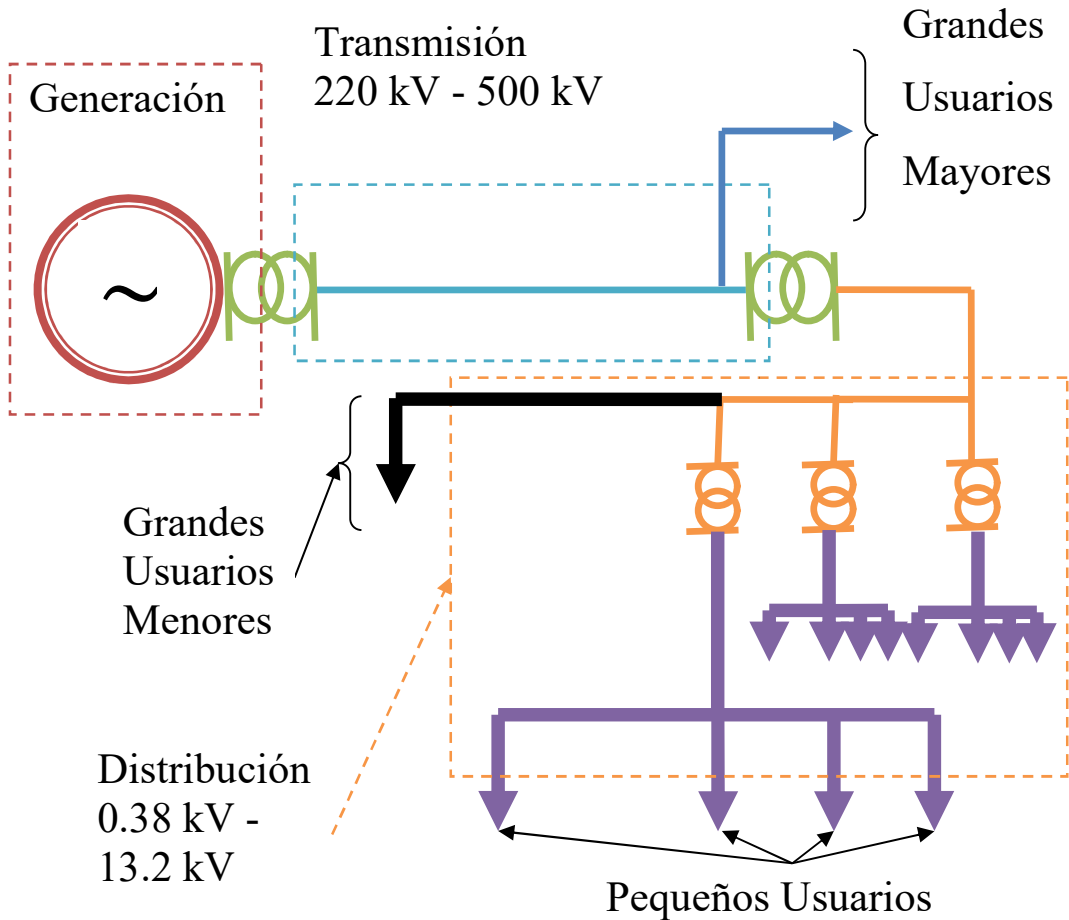
Combustibles o la empresa estatal creada, en la toma de decisiones de inversión, participación o precio de la energía en el mismo. Esta ley permitió el desarrollo eléctrico nacional y la aparición de empresas como Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (S.E.G.B.A.), Hidroeléctrica Norpatagónica (HIDRONOR) que se sumaban a la empresa Agua y Energía Eléctrica, ésta última permitió el desarrollo de otras empresas provinciales que luego, como el caso de ENTRE RIOS mediante desvinculación de la nación por cuestiones económicas dio el surgimiento de la Empresa Provincial de Electricidad de Entre Ríos (EPEER) que formaban parte de la Red Nacional de Interconexión. De esta forma el Estado Nacional o los Estados Provinciales abastecían a sus jurisdicciones con empresas propias verticalmente integradas, que luego de fuertes inversiones de capital lograron llevar el suministro eléctrico hasta los lugares más aislados de nuestro territorio. También hubo un gran desarrollo del sector hidroeléctrico con la construcción de represas y en el caso de la provincia de ENTRE RIOS, de la represa binacional SALTO GRANDE que en el año 1974 y a través de la recientemente conformada Comisión Mixta dio la orden de la iniciación de las obras, en esta etapa más de 4500 operarios llegaron a trabajar de forma ininterrumpida. Con la ayuda de la Red Nacional de Interconexión se racionalizó el consumo energético y se logró el equilibrio del sistema a través de las órdenes de despacho de las cargas enviadas a los generadores (Vergara, 1999).

3.2.2 Reforma del sector eléctrico

Privatización y desregulación: el Modelo de las empresas públicas integradas verticalmente que prevaleció hasta 1990, se agotó por no poder satisfacer los requerimientos de crecimiento del sector energético a través del financiamiento del sector público. A su vez, la crisis de abastecimiento fue otro de los factores que condujo a la privatización del sector energético y la reforma. Con la ley 23696, o *Ley de Reforma del Estado*, de agosto de 1989, de marcada tendencia neoliberal, el sector público, en especial el dedicado a la prestación de servicios públicos modifica la figura del Estado hacia una tendencia de desentendimiento en lo que respecta a regulación y control de los mismos. Debido al estado de emergencia en que se encontraba la prestación de los servicios públicos en general, dentro de los cuales ingresaba el sector eléctrico, se habilitaban importantes medidas de reforma de la función económica del Estado. Estas fueron la privatización de empresas públicas, la

desregulación y eliminación de monopolios y el otorgamiento de concesiones de servicios y obras públicas a los particulares (Duarte, 1999).

Segmentación del mercado: se aprobó la ley 24065 para la privatización del sector eléctrico en la jurisdicción nacional, los servicios de transporte y distribución eléctrica en algunas jurisdicciones provinciales. Surgió la necesidad entonces de definir las reglas de juego o competencia.



*Figura 13. Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico.
Fuente: Elaboración Propia.*

Entonces se definieron cuatro segmentos de mercado con reglas de competencias distintas: Generación, Transporte, Distribución y Grandes Usuarios (ver *Figura 13*). A las redes de transmisión pueden estar acoplados los *Grandes Usuarios Mayores (GUMA)*. Se mencionó en Mediante los transformadores, se reduce el nivel de tensión a niveles más bajos, llamada media tensión (13.2 kV). Estos sistemas se denominan *Sistemas de distribución*. Los usuarios que se acoplen a este sistema (con transformador propio mediante) son denominados como *Grandes*

Usuarios Menores (GUME), Grandes Usuarios Particulares (GUPA) y Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI). Mientras que la generación funciona bajo condiciones de libre competencia, el transporte y la distribución en cambio son caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural. Por ende, resulta necesaria la presencia del Estado como regulador y contralor de la actividad, función desempeñada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). El ENRE es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. En el área de distribución el ENRE tiene competencia en las áreas de distribución de EDENOR, EDESUR Y EDELAP mientras que las distribuidoras del interior del país son reguladas por los organismos provinciales competentes en cada jurisdicción (Klitenik et al., 2009)

CAMMESA: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima es una empresa de capitales mixtos, con participación pública y privada. Sus principales funciones involucran:

- La operación y despacho de la generación.
- La operación en tiempo real del sistema eléctrico
- La administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.
- El cálculo de precios en el mercado spot.

Secretaría de energía: la Secretaría de Energía es la figura que se encarga de la determinación de las normas para su funcionamiento garantizando la transparencia y equidad de las decisiones según dos principios:

- Permitir la ejecución de contratos libremente pactados entre las partes, entendiéndose por tales a los generadores, que no tengan su capital accionario total o parcialmente en poder del Estado, grandes usuarios y distribuidores. La norma hace especial referencia a la formación de un Mercado a Término o Futuro.
- Despachar la demanda de energía requerida en base al reconocimiento de precios de energía y potencia, con el compromiso explícito de los

actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir energía no pactada libremente entre las partes. Este inciso hace clara referencia a la formación de un Mercado Spot o Inmediato.

ENRE: El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras EDENOR y EDESUR) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. Fue creado en 1993 por la Ley N° 24065 en el ámbito de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Entre los objetivos con los que debe cumplir el ENRE, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

3.2.3 Sector eléctrico después de la reforma

Posteriormente a la privatización de las empresas públicas del sector energético, la desintegración vertical de las mismas y la formación de precios de mercado, estalló con la crisis económica en los años 2001-2002. Los informes sobre síntomas estructurales preocupantes (caída de reservas, paralización de inversiones y fuertes exportaciones) provocaron nuevamente la intervención estatal.

Desde entonces, y hasta el año 2015, no se ha diseñado un nuevo esquema de organización industrial del sector energético. Las presiones acumuladas desde el lado de la demanda y la oferta dificultan el normal funcionamiento de este.

- Durante la Crisis Económica 2002 se declara la Ley de Emergencia Económica, y se ordena renegociación de todos los contratos de servicios públicos de electricidad y gas natural (Azpiazu & Schorr, 2003).
- A principios de 2004, Argentina ingresa en una crisis energética de características estructurales y compromete el normal abastecimiento interno, con afectación a los países vecinos. En el año 2006 los indicadores de abastecimiento se agravan esquema (Cont & Navajas, 2004; Serrani & Barrera, 2018).
- En el año 2007 se ingresa en una fase de *Restricciones Generalizadas* (gas, combustibles líquidos, electricidad). Esto provoca una creciente preocupación e incertidumbre en todas las regiones, sectores productivos y usuarios en general.
- En los años 2008 a 2011 las restricciones pasan a ser normales a pesar de que comienzan a incorporarse nuevos equipamientos térmicos, Ciclos Combinados y motores del plan Energía Distribuida. Crece exponencialmente la factura de combustibles y los subsidios (Cont & Navajas, 2004).
- En el año 2012 las empresas de transporte y distribución entran en un acelerado deterioro económico-financiero, contraen deuda con CAMMESA, proveedores y trabajadores.

3.2.4 Sector eléctrico actual

A partir de 2015, la lógica preocupación fiscal se tradujo en intervenciones orientadas a reducir los subsidios en el sector energético. A medida que el efecto de los subsidios empezó a menguar, se hizo evidente la necesidad de indagar en el efecto de las políticas energéticas sobre los intereses de los consumidores. Se buscó de esta manera y nuevamente la desregulación y des-intervención del mercado eléctrico. De esta manera, se buscó normalizar la situación económica y financiera, y a su vez incentivar las inversiones necesarias. Sin embargo, la dificultad en la

formulación de una planificación de largo plazo, expresado en forma pública y transparente para el sector eléctrico, mostró ser problema. En este sentido, se buscó dar paso a cumplir el objetivo del 20% de renovables, mediante la planificación de las inversiones necesarias, donde una propuesta está en la referencia (Flores et al., 2012). En este sentido, se aprobó la denominada: *ley de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública* (Miklavec, 2018). Mediante esta ley se busca fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para:

- La generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución.
- Autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.
- Establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

Las políticas de incentivos para el autoconsumo de los usuarios buscan ser implementadas a través del *Fondo Para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS)*. El FODIS podrá proveer recursos y otorgar préstamos, subsidios o bonificaciones, así como fijar incentivos a la inyección o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación. Incluso podrá financiar la difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. En el año 2012 se aprueba la ley 26190, la cual estableció que en el 2016 se alcance el 8% de la matriz eléctrica en energías renovables, meta que fue muy difícil de alcanzar. En el año 2016 se aprueba un nuevo marco regulatorio dado por la ley 27191. Se estipula un marco de incentivos, penalizaciones, donde los principales instrumentos regulatorios de interés son los siguientes (Martínez & Porcelli, 2018):

- Amortización acelerada del impuesto a las ganancias.
- Incentivo para proyectos de inversión con componentes Nacionales
- Subsidio del 3% de la tasa de interés en préstamos.
- Utilización de un factor de incentivo con el objetivo de definir un sobreprecio precio original de energía, según la Ecuación (8).

$$\text{Precio Final} = \text{Precio Referencia} \cdot \text{factor de incentivo} \quad (8)$$

Entre las principales características de esta ley se destacan en primer lugar, el establecimiento de una autoridad de aplicación. En segundo lugar, se fija un precio de referencia de la energía en 113 USD/MWh. En tercer lugar, se establecen mecanismos de penalización evaluados al costo variable: precio del gasoil importado. Por último, se fijan condiciones para la participación en el mercado (potencias mínimas).

4 SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

4.1 *Sustentabilidad Energética*

La *sostenibilidad energética*, o también llamada *sustentabilidad energética* es definida por el World Energy Council (WEC), como el equilibrio entre tres objetivos principales: la *seguridad energética*, la *equidad social*, y la *mitigación del impacto ambiental* (Heffron et al., 2017). Las satisfacciones de estos tres objetivos requieren de complejos consensos entre los sectores público y privado, entre gobiernos y entes reguladores. Adicionalmente se debe contemplar la *economía*, los recursos nacionales disponibles, las normativas legales vigentes, las preocupaciones ambientales y el comportamiento individual y colectivo de las sociedades.

4.2 *Sustentabilidad Ambiental*

La *sustentabilidad ambiental* se refiere a la administración eficiente y racional de los recursos naturales, de manera tal que sea posible mejorar el bienestar de la población actual sin comprometer la calidad de vida de las generaciones futuras. Según el Relatorio Brundtland —Nuestro Futuro Común— el concepto de desarrollo sustentable se define como, “aquel que responde a las necesidades del presente de forma igualitaria, pero sin comprometer las posibilidades de sobrevivencia y prosperidad de las generaciones futuras”. Existen dos elementos centrales en esta definición (Foladori, 1999):

- La garantía para las futuras generaciones de un mundo físico-material y de seres vivos igual o mejor al que existe actualmente. Este caso involucra relaciones técnicas, considerando la sociedad futura como una *unidad* que se relaciona con su medio ambiente.

- Un desarrollo con equidad para las presentes generaciones. En este caso se trata directamente de relaciones sociales, lo cual obliga a pensar la sociedad humana a partir de sus *diferencias sociales internas*. No puede pensarse la equidad si se analiza la sociedad como una unidad. Tampoco puede medirse la equidad si se utilizan promedios que ocultan, precisamente, las diferencias sociales.

Se observa entonces que existe una contraposición de los elementos centrales que hacen que la definición de índices de sustentabilidad ambiental que abarque todos los aspectos no sea simple. En primer lugar, la evaluación de la evolución histórica de las relaciones sociales no siempre es factible. En segundo lugar, la teoría neoclásica parte de considerar a la sociedad humana como una unidad no contradictoria. Los modelos económicos neoclásicos difícilmente tienen instrumentos para analizar las relaciones sociales. Por el contrario, estos modelos se manejan con variables asociadas a promedios, que eliminan las diferencias.

4.3 Efecto invernadero y calentamiento global

Existe un mecanismo de equilibrio en la atmósfera, que busca balancear la recepción de la radiación solar recibida, la radiación absorbida y la emisión de radiación infrarroja que devuelve al espacio. Este mecanismo de equilibrio se llama *balance energético* de la Tierra y busca regular la temperatura media atmosférica dentro de los márgenes que posibiliten la existencia de vida. El balance puede resultar en alguno de los siguientes casos:

- Existe un equilibrio, si la radiación solar entrante en la atmósfera está compensada por la radiación saliente y, por lo tanto.
- Se produciría un calentamiento, si la radiación solar entrante fuese mayor que la radiación saliente.
- Se produciría un enfriamiento, si la radiación solar entrante fuese menor que la radiación saliente.

A su vez existe un mecanismo de balance que busca el equilibrio de emisiones de Dióxido de carbono (CO_2), debido a la absorción por medio de la fotosíntesis de los ecosistemas. En este sentido, se hablan de gases de efecto invernadero a aquellos gases, que emitidos en grandes proporciones a la atmósfera o descontroladamente,

pueden alterar este equilibrio. Dado que se impide la salida de la radiación saliente, reteniéndola en la atmósfera, y por lo tanto se produce una elevación de la temperatura media o promedio de la atmósfera. A este fenómeno se denomina *calentamiento global* (Caballero et al., 2007). Entre estos gases de efecto invernadero se encuentran: el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O).

El límite consensuado por la comunidad científica es de 450 partes por millón (ppm), el cual implicaría una sobreelevación de la temperatura de $2^\circ C$ sobre la temperatura pre-industrial. Si esto ocurre, se podrían producir efectos irreversibles para el ecosistema, entre otras consecuencias. Por lo tanto es de preocupación en el estado del arte la medición y control de las emisiones de estos gases (entre ellos el CO_2), tanto en el ámbito de la investigación, como en el estudio de la sustentabilidad energética y ambiental. En este sentido se proponen distintas políticas y acuerdos como el Protocolo de Kyoto.

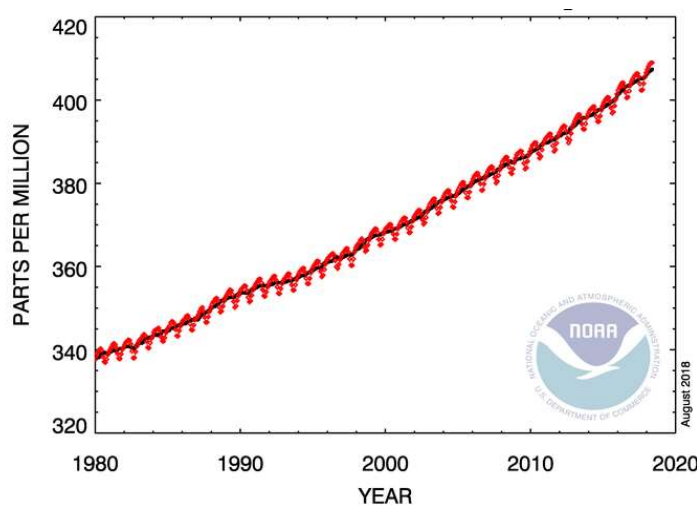


Figura 14. Emisiones globales promedio de CO_2 , en partes por millón (eje de ordenadas) vs año (eje de abscisa).

Fuente: Datos de concentración de CO_2 de NOAA Earth System Research Laboratorio.

Se presentan en la Figura 14 las emisiones globales de CO_2 y la temperatura media global en la Figura 15. El crecimiento descontrolado de emisiones hace que se empeore el balance radiación y por lo tanto se incremente el efecto invernadero. Esto se empeora por la creciente deforestación que altera a su vez el balance de emisiones. En consecuencia, la temperatura global se incrementa.

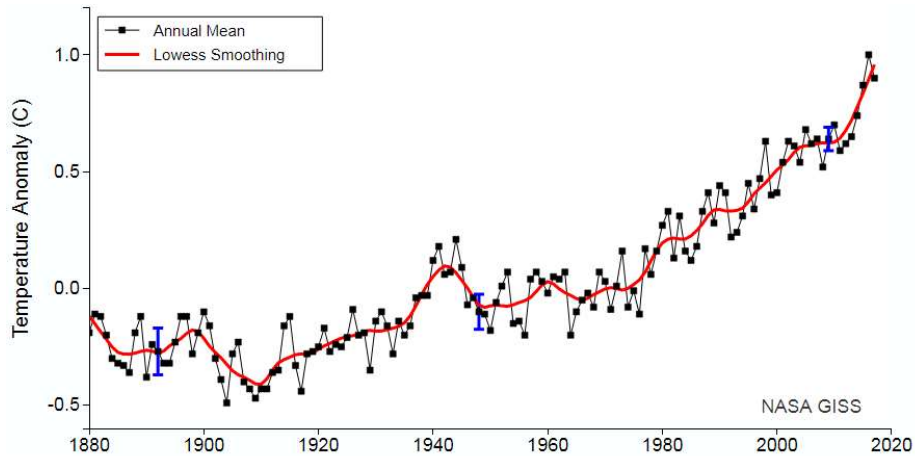


Figura 15. Temperatura media global (eje de ordenadas) vs año (eje de abscisa).

Fuente: (Hansen et al. 2010; GISTEMP Team, 2018).

4.4 Eficiencia energética

Actualmente, la *eficiencia energética* se encuentra en un lugar importante en la agenda política de la mayoría de los países desarrollados. La importancia de la eficacia energética, como objetivo de política, está vinculado a competitividad industrial y seguridad energética beneficios, así también en los mayores beneficios ambientales como reducir las emisiones de CO_2 . En primera instancia, su definición conceptual y matemática parece simple: se define como la relación entre la energía útil o aprovechable de un sistema energético y la energía que ingresa (Sorrell, 2007).

Esto es según la siguiente ecuación:

$$\text{Eficiencia energética} = \frac{\text{Energía Útil de un proceso}}{\text{Energía Ingresante de un proceso}} \quad (9)$$

Se mencionó en la definición de sistema, que para un conjunto de entradas se obtienen un conjunto de salidas mediante algún proceso de transformación. Esto es según las leyes termodinámicas: la energía no se crea ni se destruye, sino que se transforma. En toda transformación se producen pérdidas, es decir parte de la energía se utiliza en procesos irreversibles de índole térmicos, químicos, electromagnéticos, etc., que no aportan en la energía obtenida como útil.

4.4.1 Indicadores Energéticos

La eficiencia energética es un término genérico, y hasta el momento no existe una medida cuantitativa inequívoca de 'eficiencia energética'. Por lo tanto, se deben

evaluar una serie de indicadores para cuantificar cambios en la eficiencia energética. En general, eficiencia energética se refiere a usar menos energía para producir la misma cantidad de servicios o resultados útiles. Los indicadores energéticos son una herramienta importante para analizar interacciones entre la actividad económica y humana, el consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Estos indicadores muestran a quienes formulan las políticas dónde pueden efectuarse ahorros de energía. Además de proveer información sobre las tendencias respecto al consumo histórico de energía, los indicadores de eficiencia energética pueden también ser utilizados en la modelización y la predicción de la demanda futura de energía. Por ejemplo, en el sector industrial, la eficiencia energética puede medirse por la cantidad de energía requerido para producir una tonelada de producto. Se pueden usar varios indicadores para monitorear cambios en eficiencia energética. Estos se dividen en cuatro grupos principales (Patterson, 1996):

- *Termodinámica*: estos son indicadores de eficiencia energética que se basan completamente en mediciones derivadas de la ciencia de la termodinámica. Algunos de estos indicadores son índices simples y algunos son medidas más sofisticadas que relacionan el uso de energía real con un proceso *ideal*.
- *Físico-termodinámico*: estos son indicadores híbridos donde la entrada de energía todavía se mide en unidades termodinámicas, pero la salida se mide en unidades físicas. Estas unidades físicas intentan medir la prestación del servicio del proceso, por ejemplo, en términos de toneladas de millas de productos o pasajeros.
- *Económico-termodinámico*: estos también son indicadores híbridos donde la prestación del servicio (producto) del proceso se mide en términos de precios de mercado. La entrada de energía, como con los indicadores termodinámicos y físico-termodinámicos, se mide en términos de unidades termodinámicas convencionales.
- *Económico*: estos indicadores miden los cambios en la eficiencia energética puramente en términos de valores de mercado (USD). Es decir, tanto el aporte de energía como la entrega del servicio (producto) se enumeran en términos monetarios.

4.5 *Perspectivas de la Eficiencia Energética*

La eficiencia energética comprende las mejoras del lado de la oferta (SSM SupplySide Management) así como de la demanda (DSM DemandSide Management).

- La eficiencia energética desde el lado de la oferta comprende las mejoras tecnológicas que maximicen la eficiencia de los dispositivos utilizados. SSM incluye la coordinación sistémica y estratégica de las funciones comerciales tradicionales y las tácticas de estas funciones comerciales dentro de una empresa en particular y en todas las empresas de la cadena de suministro, con el objetivo de mejorar el rendimiento a largo plazo de las empresas individuales y de la cadena de suministro en su conjunto (Ageron et al., 2012).
- La mejora en eficiencia energética desde el lado de la demanda incluye todo lo que se hace por el lado de la demanda de un sistema de energía, desde el intercambio de bombillas incandescentes antiguas por lámparas fluorescentes compactas (CFL) hasta la instalación de un sofisticado sistema de administración dinámica de cargas (Palensky et al., 2011).

4.6 *Análisis de Ciclo de Vida (ACV)*

El *Análisis de Ciclo de Vida (ACV)*, o *Life Cycle Assessment (LCA)* en inglés, permite realizar un diseño, investigación y evaluación de un proceso productivo y del impacto ambiental asociado durante la explotación del recurso energético en cuestión. La finalidad es evaluar el impacto potencial sobre el ambiente a lo largo de todo su ciclo de vida mediante la cuantificación del uso de recursos. El procedimiento es el siguiente: en primer lugar, se fijan los límites del sistema, luego se miden las pérdidas de los distintos subsistemas, efectuando correcciones en la calidad de energía. En tercer lugar, se efectúan la conversión económica-monetaria de energía, y por último se analizan las estadísticas obtenidas. Se definen las entradas como energía, materias primas, maquinarias nuevas y la salida deseada son las emisiones ambientales, es decir la cantidad de CO₂ producido (Murphy & Hall, 2011).

Existen procedimientos específicos o guías a seguir para la estandarización de la metodología de ACV por parte de ISO, dentro de la familia de normas ISO 14040 (Rodríguez, 2003):

- **ISO 14040:2006:** Define los principios y marcos de referencia para la gestión ambiental y análisis de ciclo de vida.
- **ISO 14044:2006:** Define requisitos y directrices para la Gestión ambiental y análisis de ciclo de vida.

4.7 Tasa de Retorno Energético (TRE) - Energy Returned on Energy Investment (EROI)

Siguiendo la definición de eficiencia energética, se define a continuación un indicador mencionado en el estado del arte para el *sector de generación*. Se mencionó que los generadores obtienen energía de un recurso energético de interés X, en otro tipo de energía que sí tiene utilidad, mediante un proceso de transformación. Con el fin de realizar y sustentar el proceso de transformación energética es necesario invertir energía útil en crear y mantener su infraestructura, abastecimiento energético y de insumos, además de las correspondientes pérdidas en su funcionamiento.

Considerando el posible agotamiento de los recursos fósiles (Sección 2.3) y el incremento de emisiones en gases de efecto invernadero, preocupa adoptar medidas que permitan garantizar la sustentabilidad energética y ambiental. Por lo tanto, se introduce el concepto de eficiencia energética. La definición operacional de este indicador es actualmente discutida, ya que requiere superar diversas barreras. Estas barreras exceden el alcance de la teoría económica e involucran la teoría de la decisión (Sección 2.2.2) y economía computacional.

Interesa entonces conocer entonces la cantidad de energía útil y la energía invertida para lograrlo, y el índice que analiza dichos aspectos se denomina Tasa de retorno energético (TRE), o en inglés *Energy Returned On Energy Investment* (EROI). Ambas siglas serán utilizadas indistintamente.

$$EROI = \frac{ER}{EI} \quad (10)$$

Donde ER es la Energía neta Retornada por la FGR y EI es la Energía Invertida en el proceso. La principal dificultad resulta en la determinación de la

Energía Invertida y por lo tanto la diferencia entre los índices medidos en el estado del arte es amplia según los criterios que se consideran. Entre estos involucran análisis históricos de crecimiento, análisis de sistemas dinámicos y Análisis de Ciclo de Vida (ACV).

Para el caso de la explotación de recursos para la generación y abastecimiento eléctrico, el análisis es más complejo. Esto es debido a que debe contemplarse factores adicionales. Entre ellos, se encuentra la ubicación del generador dentro de la red, dadas las pérdidas eléctricas y costos energéticos de logística. Por lo tanto, la obtención de un indicador de TRE que involucre todos estos aspectos se encuentra en discusión. A pesar de ello, es claro que este indicador muestra que, si se disminuye la Energía Invertida, mejora la eficiencia. En este sentido, entre las ventajas de la generación distribuida se encuentra en la disminución de las pérdidas de la red, al disminuir las inyecciones en los nodos de demanda. Por lo cual mejora la eficiencia energética de la red (Camargo et al., 2014a, 2015b, 2016c).

5 TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y MECANISMOS DE MERCADO DE CARBONO

5.1 *Transición Energética*

Siguiendo a Smil (Smil, 2010), no existe una interpretación única del término *transición energética*. Este término es usado para describir bien el cambio en la composición o en la estructura del suministro de la energía primaria, o bien el cambio gradual de un modelo específico de aprovisionamiento energético a un nuevo estadio del sistema energético. Según Nordensvärd, J et al. (Urbanb & Nordensvärda, 2015), las transiciones energéticas son cambios en las actividades económicas de un país en un horizonte de largo plazo sobre la base del paso de unas fuentes de energía a otras. Se han producido varias transiciones energéticas históricamente, en gran parte en los países desarrollados. Por ejemplo, la transición energética de la mano de obra y los animales de carga a la biomasa tradicional (como la leña, los residuos de cosechas o el estiércol); de la biomasa tradicional al carbón (1860); del carbón al petróleo (1880) y del petróleo al gas natural (1900). También se puede incluir aquí la incorporación del uso del gas natural para electricidad y calefacción (entre 1900 y 1910), la introducción comercial de la

energía nuclear (1965), las energías renovables y las centrales hidroeléctricas (1995). Las transiciones energéticas, también hacen referencia a la difusión gradual de nuevos dispositivos, como motores que reemplazan la fuerza de trabajo de los animales y las personas, y se caracterizan por:

- Cambios en los patrones de uso de energía, en las cantidades de energía (de déficit a superávit o viceversa).
- Cambios de las características de los recursos energéticos, como la producción de electricidad a partir de madera.
- Cambios en las dinámicas de la demanda de energía.

Las transiciones energéticas que tienen lugar en las economías grandes y a escala mundial, son inherentemente prolongadas en el tiempo. Habitualmente las transiciones tardan décadas en completarse y a mayor grado de dependencia de una fuente de energía o de un elemento motriz, mayor duración en el uso de las fuentes preexistentes y por tanto mayor tiempo llevará su sustitución. En las últimas décadas la Energía de Fuentes Renovables (EFR) ha cobrado impulso a nivel mundial motivada por diferentes factores. Los escenarios estudiados actualmente para la Adaptación al Cambio Climático son: *'Business as Usual'* (BAU) y *'Responsabilidad Colectiva'* (RC). *Business as Usual* se refiere a lo que se podría esperar basado en los patrones actuales.

La *Responsabilidad Colectiva* implica un cambio significativo que reorientará los patrones actuales de manera importante. Cada escenario está vinculado a una reseña con un conjunto de puntos clave, un texto con una visión más amplia (narrativas), y variables cuantitativas que demuestran posibles trayectorias hacia 2050. En algunos países su promoción ha sido una estrategia para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y así contribuir a frenar el cambio climático. Sin embargo, estas iniciativas no contemplaron los inconvenientes que trae esta transición si no se hace en forma reflexiva.

En España se incentivó a la inversión de paneles solares domiciliarios y medidores bidireccionales con el fin de que estos puedan aportar energía a la red. Se introdujo el concepto de *prosumidor*, donde el usuario puede autoabastecerse y vender el excedente a la red. Sin embargo, debido a los inconvenientes técnicos y regulatorios, se aplicó un impuesto al sol para impedir el aporte a la red. Otro

ejemplo resulta Alemania, la cual recurrió a la inversión de generadores fotovoltaicos y eólicos, desmantelando las centrales nucleares por generación renovable. Dado este cambio, en los momentos de indisponibilidad de energía se debió recurrir a centrales fósiles obsoletas o comprar energía a Francia, la cual posee una matriz eléctrica mayormente nuclear.

5.2 *Mecanismos de Mercado de Carbono*

Durante la tercera reunión de los países miembros de la Convención Mundial de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC), realizada en el año 1997, se propuso el Protocolo de Kyoto. Esto se encuentra en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el cual establece la arquitectura del mercado internacional de reducciones de emisiones de *Gases de Efecto Invernadero* (GEI). Este mercado es también referido como el *Mercado del Carbono* (Eguren C., 2007).

La demanda de este mercado por emisiones reducidas ha sido establecida por los límites cuantificados de emisiones que han sido asignados a los países industrializados. Adicionalmente, se fijaron los mecanismos de mercado que permiten cumplir estos compromisos de una manera costo efectiva. Estos mecanismos permiten a los países registrados no solo realizar acciones domésticas para reducir emisiones, sino que también permiten adquirir reducciones de emisiones de otros países. Son tres los mecanismos de mercado establecidos en el Protocolo de Kyoto:

- *Mecanismo de Comercio de Emisiones* (MCE): Permite a los países registrados comercializar permisos de emisiones o llamados Assigned Amount Units (AAUs) con otros países registrados. La cuota de emisión permitida a cada país industrializado es medida en toneladas de CO_2 equivalente (Ton CO_2e). Cada Ton CO_2e corresponde a un permiso de emisión, si las emisiones de un país están por debajo de su límite entonces le va a sobra permisos de emisión, las cuales las puede comercializar a otro país que haya sobrepasado su límite para que este último pueda compensar su excedente de emisiones. La Unión Europea, Canadá y Japón forman parte de este sistema de comercio.

- *Mecanismo de Implementación Conjunta (MIC)*: es un mecanismo que permite comercializar reducciones de emisiones producidas por proyectos que reducen emisiones dentro de los países registrados. Las Unidades que se venden son Unidades de Reducción de emisiones (llamadas Emission Reduction Units (ERUs)).
- *Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)*: en este mecanismo, al igual que el de implementación conjunta, se negocian reducciones de emisiones basadas en proyectos. La diferencia se encuentra en que este es el único mecanismo que permite a países en vías de desarrollo vender voluntariamente las reducciones de emisiones a los países registrados. Estos proyectos de reducción de emisiones son voluntarios ya que Kyoto estableció que los países en vías de desarrollo no tienen limitaciones de emisiones. El MDL ha sido diseñado buscando dos objetivos: contribuir al desarrollo sostenible de los países en vías de desarrollo y al mismo tiempo incrementar las oportunidades de los países registrados de cumplir con sus compromisos de Kyoto. Las reducciones de emisiones transadas se denominan *Certificados de Emisiones Reducidas (CERs)*.

El Protocolo de Kyoto entró en vigor el día 16 de febrero del año 2005, y los países industrializados quedaron legalmente ligados a cumplir con las metas cuantificadas de emisión de gases de efecto invernadero. A su vez, el mercado internacional de carbono entro en vigencia. Sin embargo, cuatro países no ratificaron el protocolo de Kyoto y por tanto están prácticamente fuera del Mercado Internacional de Carbono. Estos países son: Australia, Liechtenstein, Mónaco y los Estados Unidos. Estos países representan la tercera parte de las emisiones producidas por los países industrializados en el mundo. Por tanto, la demanda internacional de carbono puede dividirse en dos partes:

- Demanda por reducciones de emisiones o permisos de emisión bajo los mecanismos flexibles de Kyoto compuestos por AAUs (Comercio de Emisiones), ERUs (Implementación Conjunta) y CER (Mecanismo de Desarrollo Limpio).
- Mercados voluntarios de Estados Unidos y Australia.

Por ser América Latina una región en vías de desarrollo, el mercado de carbono se enmarca en el Mecanismo de Desarrollo Limpio. En este mercado se

negocian los Certificados de Emisiones Reducidas (CER) de proyectos de reducción de emisiones. Los bloques de demanda están representados por la demanda de Japón, Canadá y los países miembros de la comunidad europea que se rigen bajo su Esquema de Comercio de Emisiones (European Union Emission Trading Scheme – EU ETS) creado para hacer viable parte de la implementación del Protocolo de Kyoto en Europa.

5.3 Evolución de la matriz energética y eléctrica argentina

Actualmente, la Matriz Energética Primaria argentina está compuesta predominantemente por los combustibles fósiles y presenta dos particularidades: la elevada contribución del gas natural (54%) y la muy baja participación del carbón mineral (menor al 1%).

En la *Figura 16* se muestra que existe una alta y creciente dependencia de los combustibles, como resultado del despacho de generación con una predominancia fósil creciente y una alta ineficiencia en los sistemas de transporte. La construcción actual de centrales de turbinas de gas, ciclos combinados, etc., disminuye la importación de energía eléctrica, pero incrementa la importación de estos combustibles, y por lo tanto el balance total no es mejorado.

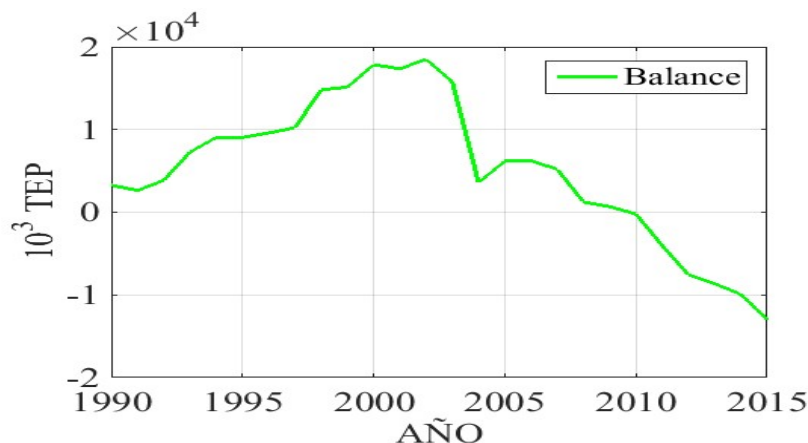


Figura 16. Balance de Oferta y Demanda Primaria, entre 1992 y 2015. Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 17* se observa claramente que existe un creciente déficit energético, producto de la baja de las reservas y pérdida de autoabastecimiento. Adicionalmente, se observa la tendencia creciente de la demanda energética total, la cual exige incrementos en la capacidad energética instalada argentina.

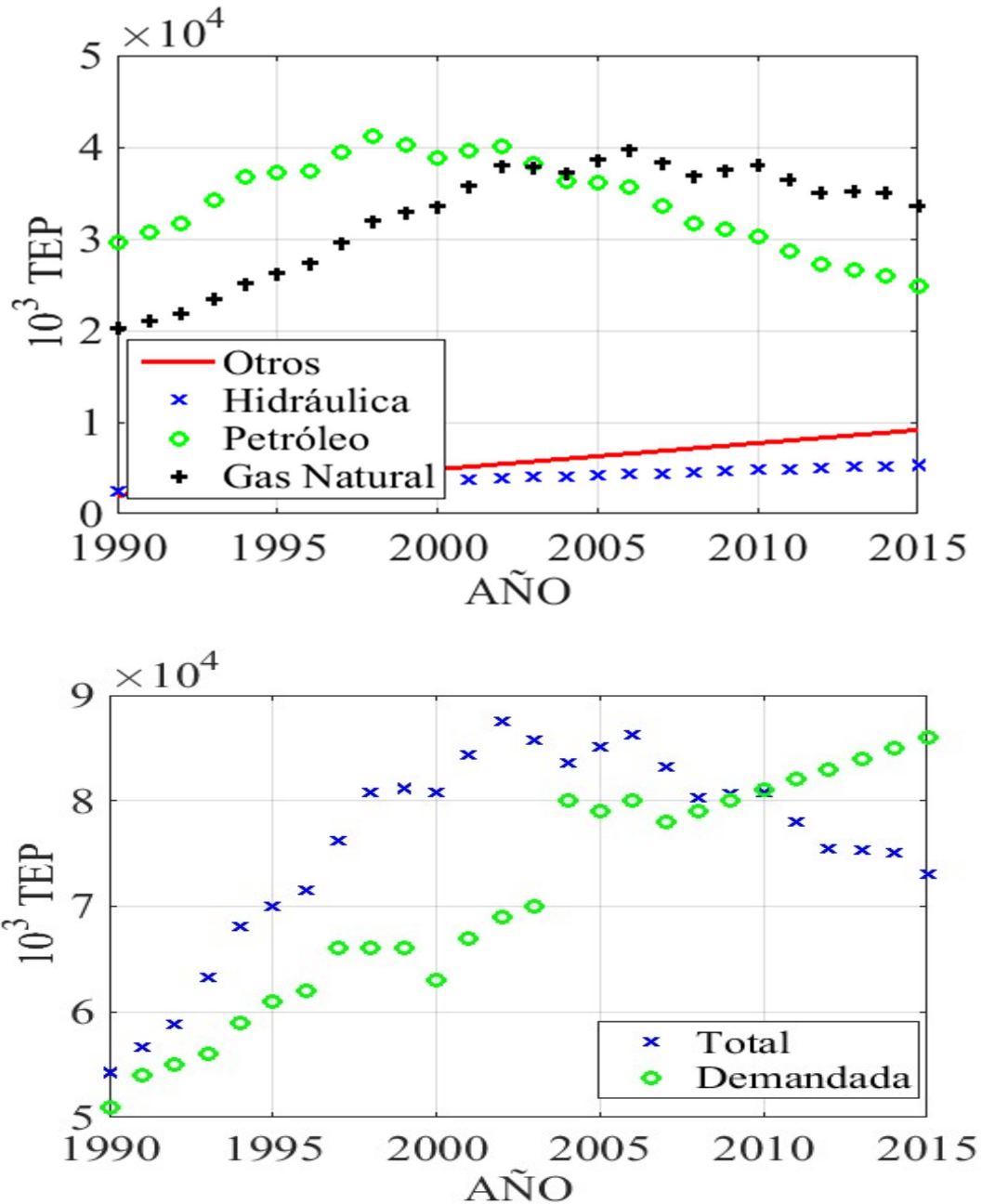


Figura 17. (a) Evolución de la matriz energética en argentina entre 1992 y 2015: energía hidráulica, derivados del petróleo, gas natural y otros (b) Energía total y Energía demandada entre 1992 y 2015.
Fuente: Elaboración Propia.

Por lo tanto, dada la alta dependencia de los recursos fósiles, se requiere de políticas que permitan disminuir la dependencia de ellos e incentivar la eficiencia energética. Para ello, se disponen de escenarios llamados *Business Us Usual* y *Responsabilidad Colectiva*, que se tratan en la sección siguiente.

5.4 Escenarios: *Business as Usual* y *Responsabilidad Colectiva*

En la realización de los escenarios energéticos, los principales objetivos son: la integración de renovables y la descentralización, evitar la incorporación de nuevas centrales nucleares y minimizar la incorporación de grandes hidroeléctricas (Furlán, 2017; Nicchi & Ferreira, 2015; Flores et al. 2012; Barros & Grand, 1999). Para lograr este desarrollo es necesario promover un marco legislativo y regulatorio dinámico y adaptado a las necesidades de los sectores público y privado (por ejemplo, medición neta, u otras medidas que tengan el impacto equivalente para la incorporación de energía distribuida). Esto se presenta en la *Figura 18*.

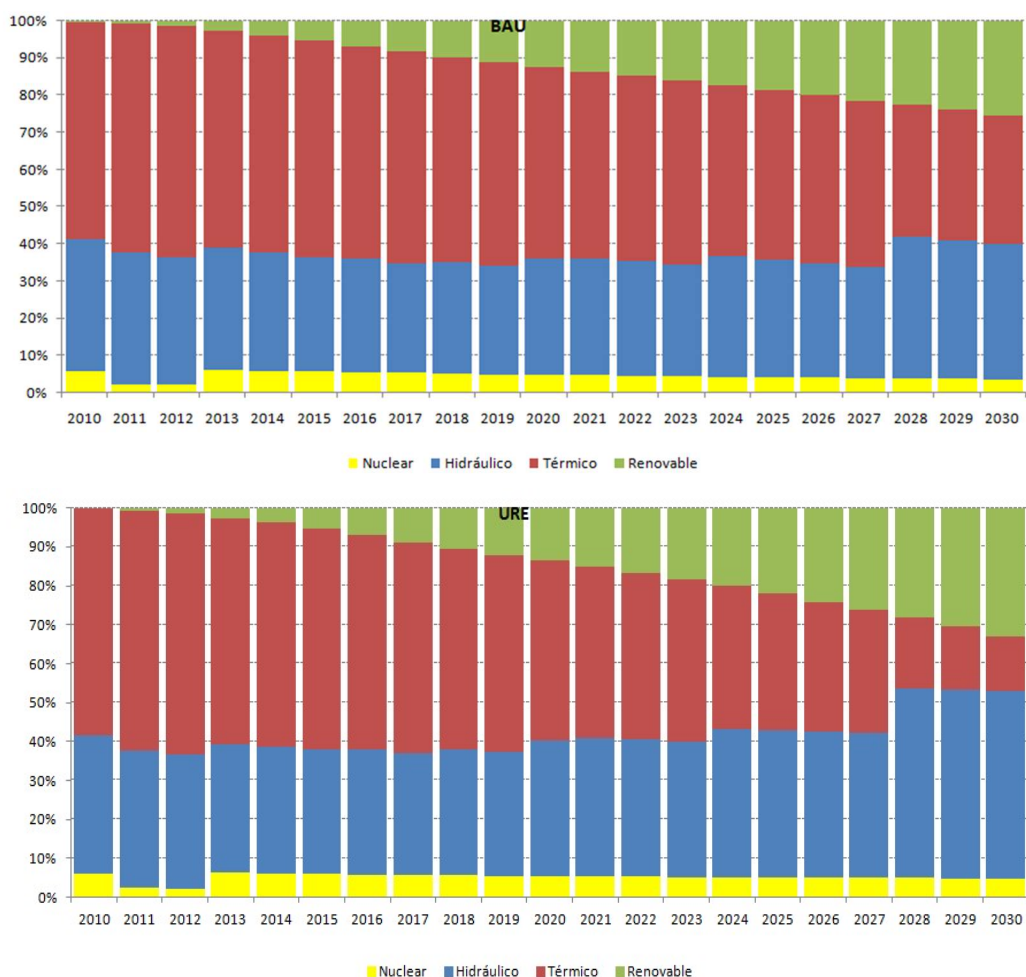


Figura 18. (a) Matriz eléctrica, para el escenario Business as usual (BAU), en % de cada Fuente. (b) Escenario de Responsabilidad colectiva. Fuente: Escenarios de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), (Asociación de Distribuidores, 2011).

Conjuntamente con estos objetivos principales, se buscan otras metas como la generación de empleos verdes, considerando que las energías renovables generan más puestos de trabajo que las convencionales. Más específicamente, se busca incentivar la biomasa, biogás y biocombustibles, e instalación de energías renovables distribuidas, como pequeñas fotovoltaicas. Como consideración general se busca la descentralización del sistema eléctrico incluyendo la generación distribuida. Es considerado en la comunidad que el resultado final será positivo en términos de equilibrio regional en los aportes de generación y mayor robustez debido a esta diversificación, además de las ventajas de la generación renovable distribuida. Adicionalmente, se cree que las tecnologías facilitadoras de esta descentralización, como el almacenamiento in situ y las redes inteligentes, se difundirán durante la próxima década (2015 - 2025). Entonces, se espera en la primera década que los sistemas distribuidos, que hasta hoy mayoritariamente consumen diésel, incorporen renovables. Sin embargo, las dificultades que se presentan ante los escenarios propuestos son las siguientes:

- Respaldo energético para el ciclo de vida de la fuente de generación.
- Respaldo energético en caso de que no se disponga del recurso renovable o la fuente salga de servicio.
- Balance de emisiones resultante, a partir de los dos aspectos anteriores.
- Costos elevados que deben ser incentivados mediante tasas de préstamos accesibles y otros mecanismos.
- Uso de mecanismos de incentivos de inversión.

5.5 Grado de penetración renovable en Generación Distribuida y maduración tecnológica

Una de las formas en las cuales se busca incorporar la generación renovable es mediante la Generación Distribuida (GD). La GD trajo un paradigma que ha cobrado nuevo impulso, alentado principalmente por diversos factores tecnológicos, condiciones del mercado y necesidad congruente de políticas energéticas y ambientales. Varios países, fundamentalmente de Europa, incorporan una nueva figura o agente del sistema de distribución, que puede ser consumidor y productor de energía, razón por la cual es referido como prosumidor. Por otro lado, dentro de los

nuevos modelos de negocios puede incorporarse un agente adicional: *el comercializador (generador)*. Aquí se integra en el estado del arte las perspectivas del comercializador o productor y del consumidor, vistas en el presente capítulo. Particularmente en Argentina, donde, si bien estaba prevista su figura en el marco regulatorio tradicional, asociado a la Generación Centralizada, no llegó a implementarse.

Una de las maneras internacionalmente empleadas de establecer si existe una contraprestación monetaria para el generador se denomina *Costo Nivelado de Energía* (LCOE –Levelized Cost of Energy-). El mismo define cuantitativamente un costo por cada kWh generado. Si el *Costo Nivelado de Energía* y el *costo de compra* fuesen iguales se estaría en una condición denominada Paridad de Red, bajo la cual sería indiferente generar o comprar. El objetivo para incentivar las renovables, es lograr como mínimo la *paridad de red*. Esto es, lograr que los costos de generación sean compensados o superados por el precio de energía (Branker et al., 2011; Fadaee & Radzi, 2012; Ouyang & Lin, 2014; Parrado et al., 2016).

Respecto al emplazamiento de la GD, puede incorporarse de dos formas: en las redes de media tensión (13.2 kV) y en las redes de baja tensión (0.38 kV).

Acercas de a los mecanismos utilizados para la compra y venta de energía los más utilizados son los mecanismos de *Balance Neto* o *Net Metering* y *Facturación Neta* o *Net Billing*.

El primer sistema es aplicado por países tales como Inglaterra, Alemania y Japón, pioneros en implementar el Paradigma GD. El cual consiste en la medición de la energía consumida y la energía inyectada por el prosumidor/generador. En este modelo, los *consumidores* también pueden ser productores o *generadores* de energía. Es importante la medición de la energía inyectada e invertida por en la red. Por lo tanto, se pueden implementar un medidor bidireccional o dos medidores unidireccionales, con el fin de medir la energía consumida de la red e inyectada. Si la energía demandada es mayor a la energía inyectada, el usuario generador paga la diferencia al precio establecido de consumo por la distribuidora. Si la energía inyectada es mayor, entonces puede: no compensarse al usuario, compensarse con un precio menor al establecido u otorgarse un crédito para futuros consumos.

Algunas búsquedas bibliográficas y ejemplos de la aplicación de estos sistemas se encuentran en las referencias (Brown & Zhou, 2013; Poullikkas et al., 2013; Stadler et al., 2016).

En el segundo mecanismo, denominado *Facturación Neta* o *Net Billing*, se mide la energía Efectivamente Invertida (EEI) y la Energía Efectivamente Demandada (EED). En el caso de que la EEI sea mayor que la EED, puede comprarse esa energía al mismo precio establecido por la distribuidora, a un precio mayor o menor, o de la misma forma concederse créditos para futuras facturas. Referencias de este mecanismo se encuentran en (Mesa, 2016; Pérez et al., 2016; Matte, 2017).

El sistema *Feed-in Tariffs* (FiTs), es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de la generación de energía eléctrica de fuentes renovables. Se requiere que se implemente un sistema de medición como Net Billing. Entonces, el generador de energía renovable obtiene claridad respecto del precio mínimo que le será pagado en concepto de la energía eléctrica producida, mediante un sistema preestablecido. Este sistema le permite al generador realizar las inversiones necesarias para llevar a adelante un negocio con ingresos superiores a sus costos (Cory et al., 2009; Mendonça & Jacobs, D. 2009; Couture & Gagnon, 2010). Diversos países realizaron transiciones hacia una matriz energética renovable y su implementación requirió de mecanismos de tarifas eléctricas y uso de mercados de carbono. Un ejemplo lo constituye el Reino Unido, que además de Alemania, realizó las inversiones para la implementación de las renovables (Chatterton et al., 2016; Nolden & Sorrell, 2016; Inderberg et al., 2018). Sin embargo, los países que lo implementaron tuvieron diversas dificultades, como los altos costos de inversión, dificultades en la amortización de los costos de inversión de los generadores y red. Por lo tanto, el establecimiento de los sistemas FiTs es complejo y es necesario que se den tres condiciones:

- Que la autoridad regulatoria establezca una tarifa mínima, sobre-precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de energías renovables, tarifa que tiende a diferenciarse según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central generadora.

- Que exista la obligación de acceso de las centrales de energía renovables a las redes eléctricas, para de esta forma asegurar que los generadores estén en condiciones de entregar su producto;
- Que se establezca la obligación de compra de toda la electricidad que se inyecte al Sistema Interconectado Nacional.

Respecto a las principales dificultades de estos modelos de GD reside en:

- Dificultad en la implementación de herramientas de despacho y asignación de generadores, ya que imposibilita que cada usuario maximice sus beneficios.
- Dificultad del manejo de los excedentes de la red, produciendo tarifas negativas para incentivar su consumo.

En el caso de la GD en Media Tensión, los productores o comercializadores de la energía eléctrica no coinciden, salvo el caso de un Gran Usuario que ofrezca sus excedentes a la red. En este caso, se busca conocer la mejor ubicación de los equipos de generación, esto es, el emplazamiento óptimo. Una vez realizado el emplazamiento, un segundo paso es el de asignación y operación óptima mediante el uso de herramientas de despacho y asignación de generación. Esto sí es posible en este caso, o al menos presenta menos dificultades metodológicas y regulatorias.

Si la generación no posee un control centralizado o de despacho en el operador del sistema, sino que depende de las circunstancias de sus titulares, se tienen serios inconvenientes. Por lo tanto, se complica la operación del sistema en su conjunto, afectando tanto a distribuidores como a prosumidores y haciendo peligrar la estabilidad del propio Paradigma GD.

En el estado del arte se define el grado de penetración como la potencia instalada por el factor de carga dividido en la capacidad de las líneas, según lo siguiente:

$$GDP = \frac{\sum (FC_{gi} \cdot P_{gi})}{Capacidad_{línea}} \quad (11)$$

Adicionalmente, se realizaron estudios de los niveles de penetración de la generación distribuida en las pérdidas de potencia (Ochoa & Harrison, 2011). En ellas se determinó que al incrementarse el GDP las pérdidas en principio disminuyen, y a partir de un valor de GDP, se incrementan. Esta es una de las razones por las cuales busca restringirse la vinculación de generadores distribuidos. Otros autores hicieron estudios comparativos solar y eólica (Quezada et al., 2006), siendo más favorable el caso de la generación solar. Esto es debido al alto factor de potencia de los generadores solares.

La relación entre el grado de penetración y las pérdidas de la red resultante determina la maduración tecnológica requerida. Esta maduración se refiere a (Wang et al., 2015; MPUC, 2016):

- Fase 1, *Modernización de la red*: se tiene un bajo GDP y se requiere por lo tanto de una actualización de la infraestructura con tecnologías avanzadas de la red. Esto es, evaluar la capacidad técnica de la red para instalar los generadores (secciones de los conductores). Adicionalmente, instalar los equipos de protección necesarios para garantizar el uso eficiente de la red. Por último, se requiere la instalación de equipos de medición bidireccionales, con el fin de realizar la tarificación por tramos horarios y proporciona datos del consumo en tiempo real, incrementando la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de mercado.
- Fase 2, *Integración y Optimización de GDP*. Dado que se tiene entre un moderado/alto GDP se requiere de la integración de plataformas de distribución. Esto significa que se necesita la aplicación de herramientas que permitan manejar en forma eficiente la gran cantidad de generadores instalados. A su vez, se busca optimizar el funcionamiento de la red mediante el despacho de los generadores (Despacho económico), mediante una eficiente fijación de tarifas. Por lo tanto, se requiere del desarrollo de una plataforma de software para monitorear y optimizar las variables de estado de la red de distribución (tensión y corriente), con el fin de cumplir este objetivo. La tecnología ADMS/DERMS y los modelos de capacidad de hosting contribuyen a la operación del sistema eléctrico facilitando la planificación, operación y optimización de la creciente cantidad de DER. Se tienen

herramientas se disponen del: Net Billing o Net Metering. (Poullikkas et al., 2013).

- Fase 3, transacciones multi-agente y operaciones de mercado: se tienen altos GDP y por lo tanto se requieren de modelos de subastas de mercado diario con múltiples generadores. En este caso, se plantea un esquema similar al mercado mayorista, donde se ofrecen paquetes de energía acorde a la oferta energética disponible, con el objetivo de que sea consumido el excedente. Esta forma de análisis requiere recurrir a las teorías de decisión con múltiples agentes, donde se tienen múltiples individuos que toman decisiones buscando maximizar sus beneficios (Bousquet et al., 2004; Jun et al., 2011).

Se presenta en la Figura 19 la clasificación propuesta según el GDP del sistema de distribución. Sin embargo, más allá de las diferencias entre las tecnologías necesarias para cada una de estas zonas, los marcos regulatorios actuales no definen con exactitud los límites de GDP.

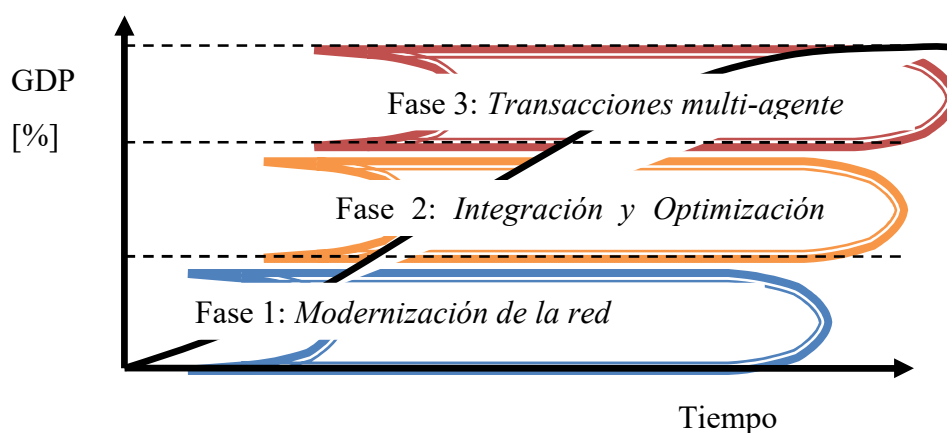


Figura 19. Grado de Penetración en Generación Distribuida

Fuente: Recuperado de Planificación integrada de Distribución, MPUC, (2016).

Este vacío metodológico se debe a las limitaciones para definición de los criterios de calidad, acceso a las tecnologías necesarias, costos de inversión, la obsolescencia, diseño de las redes actuales, cantidad y distribución de las potencias demandadas y el tipo de generación, etc. En la referencia (León, 2017) se realizaron

estudios de planificaciones para la inversión en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) y sus posibles impactos (ver la TABLA IV).

*TABLA IV. Comparación de criterios de planificación en los SDEE.
Fuente: (León, 2017).*

	ARGENTINA	CHILE	ESTADOS UNIDOS	MÉXICO
CALIDAD	Definido	Definido	Definido	Definido
CONFIABILIDAD	Definido	Definido	Definido	Definido
SEGURIDAD	Definido	Definido	Definido	Definido
NIVELES DE PÉRDIDAS ADECUADOS	No definido	No definido	Definido	No definido
PORCENTAJE DE RENOVABLE	No definido	No definido	Definido	Definido

En Argentina los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad se encuentran levemente definidos, mediante la ley 24065, donde se definen herramientas de penalización basadas en la valoración directa de los índices de calidad técnica. Esto es, se le asigna un valor al costo de la penalización por el incumplimiento de la calidad propuesta. La energía no suministrada se valora alrededor de 10 veces a su precio normal de compra (ver Resolución S.E.E. N° 170 del contrato de concesión de EDENOR SA). En las nuevas leyes de renovables 26190 y 27191 se establecen mecanismos de metas e incentivos, sin embargo, no se establecieron criterios o límites para su planificación en los sistemas de distribución. Esto es debido a varios motivos (Waseem et al., 2009; Dulău, et al., 2014; Colmenar-Santos et al., 2016; Ahmad et al., 2017):

- Impacto en las pérdidas técnicas de la red al incrementar el GDP (Wang & Nehrir, 2004; Quezada et al., 2006; Hoke et al., 2012).
- Impacto en la calidad de tensión por la introducción de armónicos y huecos de tensión (Woyte et al., 2006; Rao et al., 2013; Mahmud & Zahedi, 2016; Xavier et al., 2017).

- Dificultad en la planificación de inversión por parte de la distribuidora y la recuperación de estos costos (León, 2017).
- Dificultad de la coordinación de las protecciones con los equipos de generación. Adicionalmente, se encuentra el posible colapso de la red en caso de tener exclusivamente parques eólicos (Gopalan et al., 2014).
- Complejos estudios de compra y venta de energía entre los usuarios, y de despacho económico, lo cual requiere de técnicas y tecnologías maduras. La energía sobrante y no utilizada deben cobrarse tarifas negativas (subsidios) en franjas horarias, con el fin de incentivar ese consumo (Nikolaidis & Charalambous, 2017; Gómez et al., 2018).
- Dificultad en la determinación del impacto en los costos económicos y ambientales de la generación distribuida (Pepermans et al., 2005; Moreno et al., 2007; Eid et al., R. 2014).

Por estas razones, las empresas distribuidoras generalmente optan por impedir el aporte de los generadores mediante penalizaciones económicas o impuestos (por ejemplo, en España).

Adicionalmente, los niveles de pérdidas actuales en Argentina se encuentran en niveles altos. Según los datos de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima (EDENOR), sus niveles de pérdidas técnicas (sin contar el hurto) se encuentran actualmente alrededor del 10%. En países con sistemas similares, este valor ronda en el 7%. Esto se debe a la falta de inversión o planificación ineficiente en la instalación de tramos de red, que alivien los flujos de energía. En consecuencia, de esto ocurren los cortes y colapsos de red por superar su capacidad de transporte de corriente. La obsolescencia de los equipos y líneas también es un problema, ya que necesitan ser renovados por las empresas contratistas. Estas empresas no tienen incentivos legales y/o económicos para hacerlo (ya que representa un costo hundido o no recuperable).

6 RESUMEN DEL CAPÍTULO

A partir del presente capítulo se presentan dos conceptos fundamentales de interés: la sustentabilidad energética y ambiental.

- La sustentabilidad energética involucra asegurar el abastecimiento energético para la población, el acceso para los sectores más vulnerables y la minimización de las emisiones.
- La sustentabilidad ambiental se refiere a que la explotación de los recursos no afecte a las generaciones futuras. En relación a este aspecto, se observa que la explotación del petróleo y utilización como vector energético trae dos inconvenientes: emisiones de gases de efecto invernadero y agotamiento (y encarecimiento) del recurso.

La contemplación de estos dos conceptos en un modelo único se encuentra en discusión ya que requiere de perspectivas de análisis diferentes. En la sustentabilidad energética, la sociedad debe analizarse teniendo en cuenta los distintos estratos o sectores sociales, mientras que en la sustentabilidad ambiental la sociedad debe analizarse como un solo ente o unidad. Las teorías económicas no respondieron satisfactoriamente sobre la metodología a aplicar para la modelación de este problema. En este sentido, se desglosaron y describieron las principales características de los sistemas eléctricos de potencia actuales y las fuentes de generación más utilizadas en la actualidad.

En este contexto, surge la generación distribuida, redes inteligentes y la generación renovable. La incorporación de estas tres tecnologías requiere superar obstáculos tecnológicos, políticos, regulatorios y económicos.

Respecto a la GD se debe contemplar lo siguiente:

- La cantidad de energía que pueden proporcionar frente a la que se invierte en el proceso de transformación mediante el sistema más eficiente.
- El respaldo necesario para su fabricación y sustitución, en caso de indisponibilidad. En caso de fabricación nacional de los generadores, transición pierde sentido si la matriz energética es mayormente fósil, debido al incremento de emisiones de CO₂ en el cual se incurre.

- Su capacidad más o menos limitada, dada la variabilidad de la fuente y problemas técnicos asociados.
- El impacto ambiental que pueden provocar.
- La equidad, esto es, que su explotación no beneficie sólo a unos pocos a costa del perjuicio del resto.
- El impacto en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) y la maduración tecnológica requerida para su aplicación.

Los tres primeros aspectos se interrelacionan para componer el índice de *Tasa de Retorno Energética* (TRE) o *Energy Returned On Investment* (EROI) del sistema asociado a la fuente primaria de energía renovable considerada. Una definición operativa para este concepto implicaría un cociente entre la *Energía útil de Retorno del sistema* - ER - y la *Energía útil Invertida* - EI - en desarrollar y mantener ese sistema de transformación de energía a lo largo de su vida útil.

Respecto al marco regulatorio y más específicamente a la Generación Distribuida, en los últimos años se buscó incentivar la implementación de renovables. Independientemente de que pueden ser múltiples oferentes del servicio de generación los que pueden participar, se considera que existe un solo evaluador o existe un consenso de evaluación. Por lo tanto, se busca minimizar los costos totales. La justificación de esta simplificación se presenta en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 5

MODELADO DE OPTIMIZACIÓN

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se presentan los conceptos de los modelos de optimización. En los capítulos uno a tres se observó que los problemas de ingeniería son problemas de optimización, especialmente los problemas de ingeniería eléctrica. La complejidad del problema, su formulación, alcance, hipótesis simplificadoras, etc., determinan la calidad y significado de la solución obtenida. Por lo tanto, mientras menos complejo sea el problema, mayores posibilidades hay de resolverlo, incluso con técnicas básicas como la programación lineal. Sin embargo, en la práctica de la ingeniería esto raramente ocurre, dado que la mayoría de los problemas son no lineales o en el peor de los casos no existe una relación funcional.

Se definieron los términos adaptación y economía. La adaptación económica se refiere a cómo administrar de la mejor forma los recursos, con el fin de maximizar alguna función de utilidad. Se está adaptado si esa función de utilidad es la mejor forma de administrar los recursos y desadaptado si ocurre lo contrario. En la práctica, no es tan simple la definición de esa función de utilidad, ya que si únicamente representa el costo o el beneficio se pueden producir externalidades negativas. Por lo tanto, el término *Sistema Económicamente Adaptado* se encuentra continuamente en discusión por las autoridades regulatorias y los distintos sectores vulnerables. Es un concepto que la Autoridad Regulatoria Eléctrica, ha acuñado e introducido en las normativas de diferentes países. Aún con las continuas reformas y leyes aplicadas al sector eléctrico argentino, existen serias dificultades que hasta ahora son difíciles de resolver. La sola planificación de corto, mediano y largo plazo, se encuentra con los siguientes inconvenientes:

- La planificación pretende determinar un costo mínimo, enfrentando un problema de optimización multicriterio, en el cual varios criterios carecen de valoración económica objetiva. Esto se debe a que las desadaptaciones o externalidades son de difícil evaluación y aplicación.
- Existe un factor adicional, que sobre todo en la economía, el cual es difícil de resolver: la incertidumbre. Los resultados de tomar una u otra

decisión económica, más allá de su fundamento teórico, pueden ser impredecibles.

En el presente capítulo se desarrolla entonces las distintas formulaciones de los modelos de optimización disponible en el estado del arte, de acuerdo al alcance, hipótesis y simplificaciones adoptadas. Se introduce a la teoría de la decisión y finalmente a la teoría de la decisión difusa introducida por Bellman y Zadeh.

Esta temática se encuentra desarrollada en mayor profundidad en el trabajo (Casanova, 2018).

2 MODELACIÓN Y OPTIMIZACION

Se pueden describir dos metodologías principales que se disponen en el estado del arte, a la hora de resolver problemas:

- *Modelos econométricos*: es una representación simplificada y en símbolos matemáticos de cierto conjunto de relaciones económicas, es decir un modelo matemático referido a relaciones económicas. Las características mínimas que debe reunir un modelo teórico o económico son: representar un fenómeno económico real, hacerlo en forma simplificada y usar términos matemáticos (Dagum, 1968).
- *Modelos de optimización*: consiste en elegir aquel o aquellos valores de las variables de decisión pertenecientes a un espacio de búsqueda determinado, que proporcionan el mayor o menor valor de la función objetivo (Hillier & Lieberman, 2002).

Los modelos econométricos son interesantes de aplicar a la hora de obtener simulaciones o relaciones funcionales a base del conocimiento teórico y estadístico del problema. Sin embargo, son altamente sensibles a la incertidumbre de los parámetros.

Dentro de los modelos de optimización existen clasificaciones, acorde al tipo de variable, cantidad de etapas, influencia o no de la incertidumbre, etc., las cuales serán definidas levemente en la sección siguiente.

2.1 Definición de optimización y clasificación

Los problemas de optimización emergieron a mediados del siglo XX, junto con su correspondiente colección de técnicas para su resolución. El interés en los estudios de eficiencia económica ha crecido rápidamente desde sus propuestas originales en los años cincuenta y sesenta. Esto se debe en gran parte a los desarrollos de la segunda guerra mundial, donde los recursos eran escasos y debían ser asignados eficientemente.

Un modelo de programación matemática genérico es el siguiente (Castillo et al., 2002).

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } f(x) && (12) \\ & \text{Sujeto a } && \\ & \quad g_i(x) \geq 0 \quad i = 1.., m \\ & \quad h_j(x) \geq 0 \quad j = 1.., p \end{aligned}$$

Donde f , g_i y h_j son funciones definidas para $x \in \mathbb{R}^n$. El vector x contiene las *variables de decisión* del problema, y una valoración de x se conoce como solución, esto es, una asignación particular de valores para las variables. Generalmente a f se le llama *función objetivo*, y representa una medida de eficiencia para una valoración de x . De la misma manera, se le llama *restricciones* a g_i y h_j , por representar condiciones de vínculo obligatorias que los valores de x deben cumplir simultáneamente para considerarse una solución *factible*. Las técnicas para resolver este tipo de problemas son casi todas de naturaleza iterativa, y su convergencia es estudiada utilizando análisis matemático.

Si $f(x)$ corresponde a un solo objetivo a maximizar, se habla de modelos mono objetivo, frente los problemas con objetivos múltiples o multiobjetivos. De acuerdo a las restricciones del modelo g_i y h_j , se habla de *problemas restringidos* o *problemas sin restricciones*. Según la continuidad de las variables, se clasifican como problemas continuos o problemas discretos. Cuando f es convexa, g_i cóncava, y h_j lineal, se tiene un problema de *programación convexa*. Este problema tiene la conveniente propiedad de que la optimidad local implica la optimidad global. Además, se tienen condiciones suficientes de optimidad: las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker. Cuando f , todas las g_i y h_j son lineales, se tiene un problema de

programación lineal. Varios cambios importantes se presentan en esta clase de problemas. Primero, cualquier problema dentro de esta clase se reduce a seleccionar una solución de un conjunto finito de posibles soluciones. Puede llamarse a esta característica *combinatoria*. El conjunto finito de soluciones candidatas es el conjunto de vértices del polítopo convexo definido por las restricciones lineales.

El *algoritmo simplex* de Dantzig (1947) encuentra una solución óptima para un problema de programación lineal en una cantidad finita de pasos. La estrategia del algoritmo es mejorar la función objetivo moviéndose de un punto a otro del polítopo. Con el paso de los años y las mejoras sobre el algoritmo llevaron a formas consideradas como muy eficientes. Sin embargo, también es cierto que existen problemas especialmente diseñados (análisis del peor caso) en los que completar el algoritmo simplex lleva una desagradable cantidad exponencial de iteraciones.

De acuerdo al modelo de optimización básico planteado, se habla de *modelos deterministas* cuando se conoce con exactitud los parámetros que intervienen en el modelo. En cambio, si se conoce la distribución de probabilidad de los mismos, se habla de *modelos estocásticos*. Se habla de *problemas dinámicos* cuando la variable tiempo interviene de forma explícita en el modelo, caso contrario, se habla de *problemas estáticos*. Un tercer tipo son los modelos posibilísticos o difusos, en los cuales la incertidumbre es modelada mediante conjuntos difusos.

Entonces, la solución utilizada puede clasificarse de acuerdo con la metodología utilizada: *determinista*, *probabilística* (o estocástica) y *posibilística* (o difuso). En modelos determinísticos se conoce con certeza el valor de la función objetivo y si se cumplen o no las restricciones. Por otro lado, los modelos probabilísticos o estocásticos poseen alguna aleatoriedad inherente, donde el mismo conjunto de valores de parámetros y condiciones iniciales conducirá a un conjunto de salidas diferentes con una distribución de probabilidad conocida.

En la *TABLA V* se presenta un resumen de las definiciones y clasificaciones propuestas: modelo, tipo de funciones, tipo de variables, tipo de incertidumbre y cantidad de etapas.

TABLA V. Definición y clasificación de los modelos de optimización.
Fuente: Elaboración Propia.

MODELO	Mono objetivo	$f(x)$
	Multi objetivo	$f(f_1, f_2, \dots, f_N)$ Donde N es la cantidad de atributos.
FUNCIONES	Lineales	$f(x)$, g_i y h_j son lineales
	No lineales	$f(x)$, g_i y/o h_j son no lineales
VARIABLES	Enteras	x es un vector de números enteros
	Continuas	x es un vector de números reales
	Mixtas	x está compuesto de números enteros y reales
INCERTIDUMBRE	Determinístico	Los parámetros del modelo son perfectamente conocidos.
	Probabilístico o estocásticos	Se conoce la distribución de probabilidad de los parámetros o función objetivo.
	Difuso o posibilístico	Los parámetros o la función objetivo se modela mediante conjuntos difusos.
ETAPAS	Mono etapa (programación estática)	Se analiza una sola etapa k
	Multi etapa (programación dinámica)	Se analizan dos o más etapas

2.1.1 Planificación de largo y corto plazo

Se vio que, en la teoría de decisión, uno o más evaluadores realizan una ponderación de distintas alternativas, con el fin de maximizar o minimizar los objetivos buscados. En este sentido, se denomina *planificación*, al conjunto de decisiones que la organización contempla en el tiempo para alcanzar sus objetivos. Entonces, se realiza un análisis de actuaciones futuras para mejorar la situación de la empresa en el mercado, es decir, los gastos e inversiones requeridos. La empresa busca satisfacer metas de carácter general, pues se contempla la organización empresarial como un todo. Se denomina también *Planificación Estratégica*.

2.1.2 Horizonte de planificación

El horizonte de la planificación determina la longitud del plazo: *corto, medio o largo plazo*. El que una planificación sea de corto, mediano y largo plazo, depende de los autores, y la aplicación. En la planificación del mercado diario eléctrico, el corto plazo corresponde a cada hora, mientras que la planificación de inversiones, el corto plazo puede corresponder a un año. El grado de incertidumbre respecto al desarrollo esperado crece en la misma medida que el lapso planeado. Respecto a los criterios de plazo, en primera instancia es necesario definir los tiempos correspondientes. Muchos autores proponen:

- Corto plazo para un año.
- Mediano plazo para dos o tres años.
- Largo plazo para cinco o más años.

Por otra parte J. Westwood (Westwood, 1991 y 2016), expone:

"La *planeación a largo plazo* estima las tendencias futuras económicas y comerciales con varios años de anticipación. Permite a una compañía determinar estrategias que mantengan el crecimiento y logren los objetivos corporativos a largo plazo. Es de especial importancia en campos tales como los productos aeroespaciales y farmacéuticos, donde las épocas de desarrollo para nuevos productos pueden tomar de cinco a diez años. La planeación en estos casos puede llegar a cubrir períodos de 10 o 20 años. Pero casi ninguna compañía gasta todo ese tiempo desarrollando un producto, sino que planifica para un plazo que no exceda los cinco o siete años..."

"La *planeación a mediano plazo* es más práctica y normalmente cubre un periodo de dos a cinco años (tres años es lo más común). Este es un ejercicio más práctico porque los planificadores están cerca y en el momento presente. Se necesitan menos hipótesis y el plan probablemente refleja lo que está sucediendo. El plan estratégico a mediano plazo refleja las estrategias desarrolladas en el plan a largo plazo, pero incluye las decisiones más importantes necesarias para el corto plazo. Estas decisiones incluyen cosas tales como la introducción de nuevos productos requerimientos de inversión de capital y la disponibilidad y utilización de personal y recursos..."

"La *planeación a corto plazo* (y el presupuesto) normalmente cubre un período de un año y presenta el plan de mercadotecnia o corporativo de la compañía con sus presupuestos correspondientes. Este es un plan que cubre el futuro inmediato y detalles que la compañía pretende hacer en un período de doce meses (ligados al año fiscal de la compañía). Los planes a corto plazo se presentan con más detalles que cualquier otro plan. También se pueden revisar dentro del año en caso necesario..."

2.1.3 Programación dinámica

La idea principal de la *Programación Dinámica* (PD) es descomponer el problema en subproblemas (más manejables). Los cálculos se realizan recursivamente donde la solución óptima de un subproblema se utiliza como dato de entrada al siguiente problema. La solución para todo el problema está disponible cuando se soluciona el último subproblema. La forma en que se realizan los cálculos recursivos depende de cómo se descomponga el problema original. En particular, normalmente los subproblemas están vinculados por restricciones comunes. La factibilidad de estas restricciones comunes se mantiene en todas las iteraciones. De aquí se habla de modelos mono etapa o multi etapa, esto es cada etapa es un instante de tiempo de la programación dinámica (Hillier, 1997).

En la *TABLA XLIV*, del ANEXO, se presenta el algoritmo básico. Las características de la *Programación Dinámica* son las siguientes:

- El problema se puede dividir en etapas, cada una de las cuales requiere de una política de decisión.
- Cada etapa tiene cierto número de estados asociados con su inicio.
- El efecto de la política de decisión en cada etapa es transformar el estado actual en un estado asociado con el inicio de la siguiente etapa, quizá según una distribución de probabilidad.
- El procedimiento de solución está diseñado para encontrar una política óptima para manejar el problema completo, es decir, una receta para elaborar la política de decisión óptima para cada etapa en cada uno de los estados posibles.
- Dado el estado actual, una política óptima para las etapas restantes es independiente de la política adoptada en etapas anteriores. Por tanto, la decisión inmediata óptima depende sólo del estado actual y no de cómo se llegó ahí. Éste es el principio de optimalidad (Bellman) de la programación dinámica.

En general, en los problemas de programación dinámica, el conocimiento del estado actual del sistema expresa toda la información sobre su comportamiento anterior, información que es necesaria para determinar la política óptima de ahí en

adelante (propiedad markoviana). Un problema que carezca de esta propiedad no se puede formular como un problema de programación dinámica.

2.1.4 Maldición de la dimensionalidad

El aumento en la cantidad de variables de estado incrementa los cálculos en cada etapa. Esto es particularmente evidente en cálculos tabulares de PD debido a que el número de filas en cada tabla corresponde a todas las posibles combinaciones de las variables de estado. Esta dificultad computacional en ocasiones se conoce en la literatura como maleficio o maldición de la dimensionalidad (Delicado, 2008).

2.2 *Problemas de decisión multiobjetivo*

2.2.1 Frontera de Pareto

En los problemas de optimización multiobjetivos, existen distintos atributos del sistema $f_i(x)$ que se quieren maximizar o minimizar. En el contexto de regulación el regulador debe garantizar que se realice la máxima inversión posible (atributo de costo) que minimice o maximice los índices de calidad propuestos (atributos de calidad de servicio, sustentabilidad ambiental y energética). En este sentido, dado un conjunto de alternativas x , se buscan soluciones donde todos los atributos sean máximos o mínimos según corresponda.

En un principio, existen alternativas que son ineficientes ya que existe al menos otra alternativa donde todos los atributos de costo y calidad sean mejores a esta. Este es el concepto de *dominancia*, una solución X_1 es dominante a otra X_2 (si en todos los atributos i , las funciones $f_i(X_1)$ son mayores que la anterior $f_i(X_2)$). Entonces, suponiendo que tenemos dos personas 1 y 2 entre las que repartir una serie de bienes (cuyas funciones de utilidad son f_1 y f_2 , respectivamente). El punto $(f_1(X_1), f_2(X_1))$ es mejor en términos de f_1 que los puntos $(f_1(X_2), f_2(X_2))$ y $(f_1(X_3), f_2(X_3))$. Respecto de f_2 , la alternativa X_2 domina a X_1 y X_3 . Sin embargo, respecto de f_1 y f_2 no se puede determinar si X_1 o X_2 es mejor, (X_3 es dominada por ambas). Este concepto, que es utilizado en economía y diferentes ciencias sociales, se denomina eficiencia de Pareto, óptimo de Pareto u *optimalidad de Pareto*. El principio dice lo siguiente: dada una asignación inicial de bienes entre un conjunto de individuos, un cambio hacia una nueva asignación que al menos mejora la

situación de un individuo sin hacer que empeore la situación de los demás se denomina mejora de Pareto (Neuman y Witt, 2012; Dobb, 2015; Monares, 2018).

Es decir, una asignación se define como *pareto-eficiente* o *pareto-óptima* cuando no pueden lograrse nuevas mejoras de Pareto. La eficiencia de Pareto es una noción mínima de la eficiencia y no necesariamente da por resultado una distribución socialmente deseable de los recursos. Se presenta gráficamente en la *Figura 20* la frontera de Pareto: a) se presenta gráficamente el concepto de dominancia explicado y en b) se presentan soluciones no dominadas.

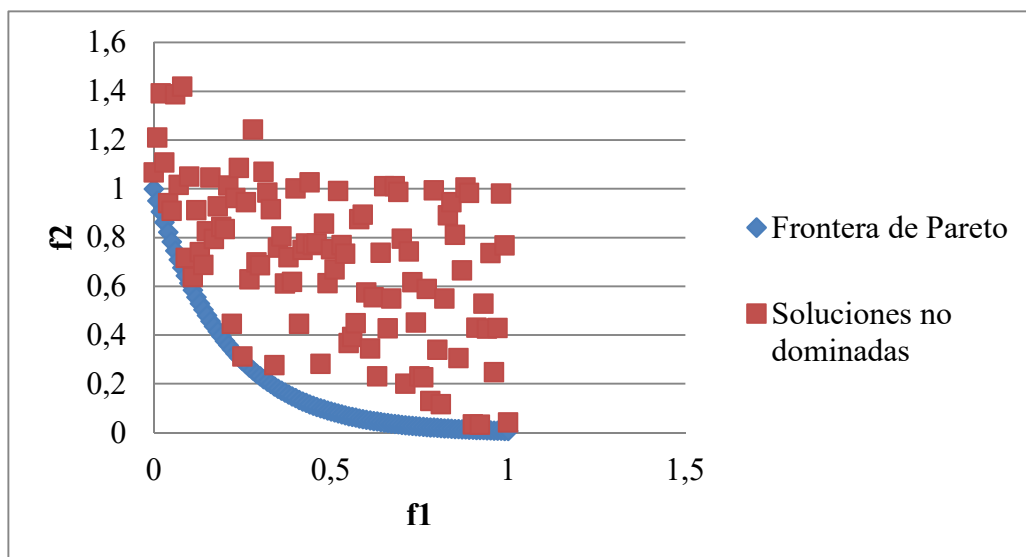
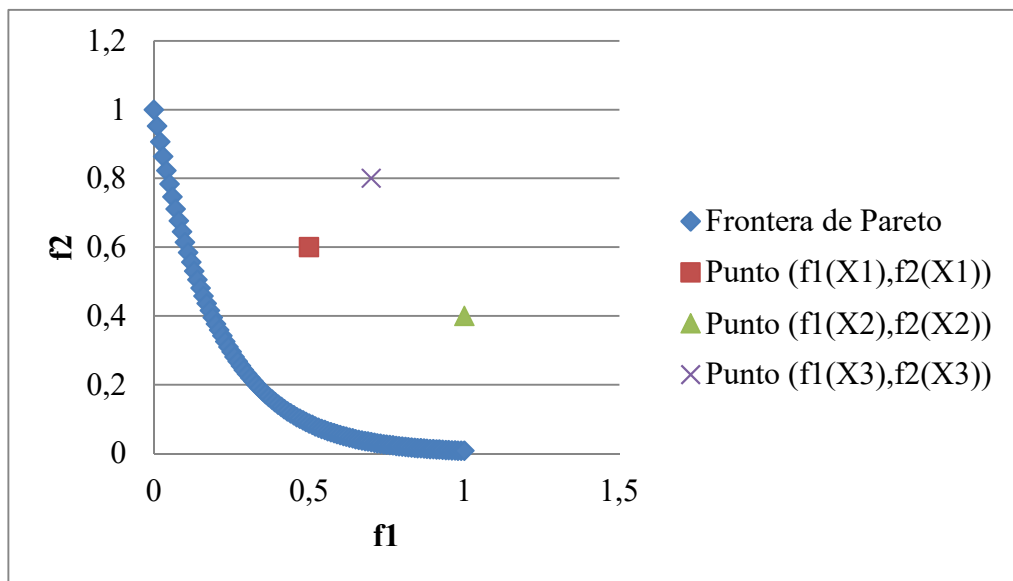


Figura 20. (a) Dominancia; (b) Soluciones no dominadas y Frontera de Pareto.

Fuente: Elaboración Propia.

Ambos son óptimos de Pareto, porque siempre que se intenta mejorar a uno va a empeorar el otro. Todo lo que está por abajo de esos puntos no son óptimos, porque no se está distribuyendo todos los recursos de manera eficiente. Los puntos por encima (como el punto X_3) son puntos inalcanzables con los recursos disponibles. Existe entonces una región llamada frontera de Pareto donde se encuentran soluciones no dominadas entre ellas, es decir ninguna es mejor que otra en todos los atributos. Esto constituye un problema ya que la elección de una solución depende de la importancia relativa que se le dé a cada atributo, la cual depende de cada evaluador. Acorde a esto la solución obtenida será acorde al método de ponderación que se adopte en cada criterio y que adopte el evaluador. Aquí es donde surge el concepto de solución más satisfactoria.

2.2.2 Teoría de la decisión

La teoría de la decisión se ocupa de analizar cómo elige una persona aquella acción que, de entre un conjunto de acciones posibles, le conduce al mejor resultado dadas sus preferencias. Si una persona debe invertir o no en bienes de equipo, qué carrera estudiar, qué coche comprar o, incluso, con quién casarse, son problemas muy comunes de la vida cotidiana y a los que se enfrenta la *teoría de la decisión*. En este sentido, la aplicación de la teoría de la decisión se fue incorporando en forma creciente en disciplinas como la psicología y la economía, la sociología, la ciencia política y la filosofía. (Bell, Raiffa et al., 1988: 18; Klose, 2000).

Se cuenta con un individuo, que ha de tomar una determinada decisión, y de quien se dan por supuestas sus preferencias. Se puede clasificar según la cantidad de actores, el contexto de decisión y el manejo y tipo de información que maneja el o los individuos. En el caso de un actor, condiciones paramétricas y manejo de información completa, el individuo encontrará una situación de certidumbre con la elección y jerarquía realizada. Podrá de esta manera maximizar a su criterio la utilidad conforme a la elección tomada. Esta condición es la ideal y más buscada, aunque raramente se da en la práctica.

Cuando el individuo posee *información incompleta* sobre las consecuencias posibles de su elección, entonces puede darse una *situación de riesgo* o *incertidumbre*. Existe riesgo si el individuo dispone al menos de estudios

probabilísticos sobre las consecuencias de las elecciones a tomar. El individuo puede inferir con cierto grado de confianza sobre las consecuencias de sus elecciones y tomar en base a estas las elecciones que maximicen su utilidad. Existe *incertidumbre*, cuando ya se desconoce el resultado de su elección y la probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto, el decisor difícilmente puede establecer un criterio de jerarquía entre los atributos analizados, este concepto fue referido por Keynes como incertidumbre fundamental (Lavoie, 1992; Dequech, 2000). Se presenta en la *TABLA VI* la clasificación de la teoría de decisión, según la cantidad de actores y manejo de la información.

TABLA VI. Clasificación de la teoría de la decisión según la cantidad de actores.

Fuente: Elaboración Propia.

	TIPOS	MANEJO DE LA INFORMACIÓN	
UN ACTOR	Paramétrica: si el contexto se considera dado, es decir, un parámetro.	Información completa: se conoce con seguridad las consecuencias de las decisiones.	Certidumbre: el individuo se hallará ante una situación de certidumbre.
		Información incompleta: se desconoce qué consecuencias tendrán las decisiones.	Riesgo: no existe certeza sobre el resultado de la decisión, pero se conoce al menos la probabilidad de los distintos resultados alternativos. Incertidumbre: no sólo se desconoce el resultado final, sino que no puede predecirse en términos de probabilidades.
MÁS DE UN ACTOR	Estratégica: si las decisiones de los actores son interdependientes, de forma que nuestra decisión dependa de lo que hagan los demás'.	Teoría de juegos: la elección de cada individuo dependerá de las elecciones de los otros.	
		Teoría de la decisión social: la preferencia colectiva dependerá de las preferencias de cada individuo.	

2.2.3 Axiomas para la evaluación de alternativas

Independientemente del caso particular estudiado, desde la *Teoría de la decisión* se busca que las preferencias satisfagan ciertos criterios básicos de consistencia lógica, entre los que cabe destacar por su importancia los siguientes. Si los primeros cuatro requisitos no se cumplen a la vez, resultará imposible saber qué es lo que el individuo prefiere; no se podrán ordenar —jerarquizar— sus preferencias. En ese caso, la teoría de la decisión considerará que dicha persona no elige racionalmente, es decir de forma lógicamente consistente (González, 2004).

Cumplir con el requisito de la *transitividad* nos asegura, por ejemplo, que no tomemos una decisión de manera tal que salgamos perjudicados. La *completud* exige que la persona compare entre sí todas sus opciones y se decida por una de ellas o manifieste su indiferencia. A su vez, la *asimetría* y la *simetría* resultan evidentes de por sí. En este sentido, si es indiferente entre la alternativa *A* y *B*, no puede afirmar que prefiere la alternativa *B* a la *A*; y si prefiere estrictamente la alternativa *B* al *A*, no puede preferir la alternativa *A* a la *B*. Esta descripción se presenta en la *TABLA VII*.

*TABLA VII. Axiomas de la teoría de la decisión.
Fuente: Elaboración Propia.*

AXIOMA	CONDICION	CASO 1	CASO 2
Transitividad	Para toda alternativa <i>A, B, C</i>	Si la alternativa <i>A</i> es preferida a <i>B</i> y <i>B</i> es preferida a <i>C</i>	Entonces la alternativa <i>A</i> es preferida a <i>C</i>
Completud		O bien la alternativa <i>A</i> es preferida a <i>B</i>	O bien la <i>B</i> es preferida a <i>A</i>
Asimetría		Si la alternativa <i>A</i> es preferida estrictamente a <i>B</i>	Entonces la alternativa <i>B</i> no es preferida estrictamente a <i>A</i>
Simetría de la indiferencia		Si la alternativa <i>A</i> es indiferente a <i>B</i>	Si la alternativa <i>B</i> es indiferente a <i>A</i>
Unanimidad		La sociedad prefiere <i>A</i> a <i>B</i>	En la medida en que cada individuo prefiera <i>A</i> a <i>B</i> .
Independencia de alternativas irrelevantes		No añadir o considerar nuevas alternativas a <i>A, B, C</i> o variar el orden de preferencia entre ellas.	
Dictadura		Si siempre que un individuo prefiera <i>A</i> a <i>B</i>	Entonces la sociedad prefiere <i>A</i> a <i>B</i>

Así pues, si estos requisitos se cumplen se podrá atribuir al individuo una función de utilidad, es decir, un índice o número a cada una de sus preferencias de forma que las podamos ordenar de menor a mayor, de lo menos preferido a lo más preferido. Para proceder al análisis de la decisión en estos axiomas es preciso identificar previamente un conjunto de opciones posibles o factibles de alternativas y un conjunto de consecuencias de cada una de las opciones. Se supone que, dado su conjunto factible, el individuo elegirá aquella opción que tenga las mejores consecuencias, es decir, la que prefiera más.

La definición dada por Arrow en 1963 dice (Arrow, 1963; González, 1998; Müller, 2000):

"Cualquier regla de votación que respete el axioma de transitividad, independencia de alternativas irrelevantes y el de unanimidad es una dictadura, en tanto en cuanto la decisión se plantee, al menos, respecto de tres alternativas".

La *paradoja de Arrow* o *teorema de imposibilidad de Arrow* establece que cuando los votantes tienen tres o más alternativas, no es posible diseñar un sistema de votación que permita reflejar las preferencias de los individuos en una preferencia global de la comunidad de modo que al mismo tiempo se cumplan ciertos criterios 'racionales':

- Dominio no restringido.
- Ausencia de un "dictador", es decir, de una persona que tenga el poder para cambiar las preferencias del grupo.
- Eficiencia de Pareto.
- Independencia de alternativas irrelevantes.

Entonces, la *teoría de la decisión social* busca responder a la siguiente pregunta: ¿En qué contexto resulta posible que las preferencias agregadas de un conjunto de individuos sean racionales (reflexivas, transitivas y completas)? Es decir, ¿Se puede obtener de alguna forma una función que agregue todas las preferencias individuales y cumpla un mínimo de condiciones que podamos considerar como democráticas? El resultado del Teorema de Arrow concluye que no existe ninguna regla de agregación de preferencias que satisfaga todas las propiedades normativas deseables. Es decir, no se puede cumplir simultáneamente lo siguiente:

- La agregación resulte en preferencias racionales que represente a cada individuo.
- La regla y los resultados sean válidos para cualquier configuración de preferencias.
- Se obtenga una decisión unánime o satisfactoria para todos los individuos.
- La preferencia social entre dos alternativas sea independiente de la existencia o no de terceras alternativas, a no ser que las preferencias sean el fiel reflejo de las preferencias de algún individuo (dictador).

2.2.4 Proceso analítico jerárquico (AHP)

A partir del análisis el cumplimiento de los primeros cuatro axiomas surge el *Proceso De Análisis Jerárquico (AHP)*, desarrollado por Thomas L. Saaty, que está diseñado para resolver problemas complejos de criterios múltiples (Saaty, 2000; Jiménez, 2002). El proceso requiere que quien toma las decisiones proporcione evaluaciones subjetivas respecto a la importancia relativa de cada uno de los criterios. Posteriormente, el tomador de decisiones debe especificar su preferencia con respecto a cada una de las alternativas de decisión. El resultado del *AHP* es una jerarquización con prioridades que muestran la preferencia global para cada una de las alternativas de decisión. Para una instancia de un problema de optimización con j objetivos, se desea establecer una escala de preferencias entre los mismos a través de un vector de prioridades $w = [w_1, \dots, w_k]$ cuyos elementos representen ponderaciones para los objetivos. Entonces, relacionándolo con los axiomas presentados, se presenta en la TABLA VIII los principales axiomas relacionados a la teoría de la decisión social, donde w_A y w_B son ponderadores utilizados para evaluar los atributos A y B .

*TABLA VIII. Axiomas de la teoría de decisión social.
Fuente: Elaboración Propia.*

Transitividad	Si $w_A > w_B$ y $w_B > w_C$	Entonces $w_A > w_C$
Compleitud	O bien $w_A \geq w_B$	O bien $w_A \leq w_B$
Asimetría	Si $w_A > w_B$	Entonces $w_A < w_B$
Simetría de la indiferencia	Si $w_A = w_B$	Entonces $w_B = w_A$

Entonces se construye una matriz de preferencia donde cada elemento representa las preferencias relativas de un atributo respecto de otro $a_{ij} = \frac{w_i}{w_j}$. Para esto, se requiere una matriz de preferencias A , de orden $k \times k$, cuyas entradas representan la importancia relativa de los objetivos. Así, la entrada a_{ij} de la matriz indica cuánto más importante es el objetivo i respecto del objetivo j .

La importancia se mide en una escala de valores enteros del 1 al 9. Si, por ejemplo, $a_{12} = 2$, significa que el objetivo 1 es doblemente importante que el objetivo 2. De esta definición se sigue que $a_{ii} = 1$ para toda i , y que $a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}}$. De esta forma, resulta que A es una matriz positiva y recíproca. Utilizando el mismo ejemplo, si $a_{12} = 2$, luego $a_{21} = 1/2$. La matriz de preferencias A se define entonces de forma genérica, para n objetivos, como:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{21}} & 1 & a_{2k} \\ \frac{1}{a_{n1}} & \frac{1}{a_{2k}} & 1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

El teorema de Perron garantiza, para tal matriz, la existencia de un autovalor dominante y positivo, λP , así como de su correspondiente autovector, VP , cuyos componentes son también positivos. Se cumple que $\lambda P \geq n$ (donde n es el orden de la matriz). Sólo si la matriz A exhibe *preferencias consistentes*, resultará $\lambda P = n$. La condición de consistencia entre objetivos, establece:

$$a_{ik} = a_{ij} \cdot a_{jk} \quad \forall i, j, k = 1, \dots, n \quad (14)$$

Para medir la consistencia de la matriz A , puede calcularse la razón de consistencia, como:

$$RC = \begin{bmatrix} IC \\ RI \end{bmatrix} \quad (15)$$

Donde IC_{AHP} se llama *Índice De Consistencia* (Miranda & Schweickardt, 2007), y se calcula como:

$$IC_{AHP} = \frac{\lambda P - n}{n - 1} \quad (16)$$

RI es el denominado *coeficiente de consistencia aleatoria*, que se calcula como:

$$RI = \frac{1.98 \cdot (n - 2)}{n} \quad (17)$$

Si $RC \leq 0.1$, el nivel de inconsistencia es aceptable. De lo contrario, la inconsistencia es alta y quizás el tomador de decisiones deba revisar las estimaciones de los a_{ij} .

Lai y Hwang distinguen tres tipos de metodologías para la resolución de problemas multiobjetivo basados en el tipo de información sobre las preferencias del decisor (Lai & Hwang, 1994):

- Sin necesidad de información sobre las preferencias del decisor (Hwang & Yoon, 1981; Lai & Hwang, 1994). Una vez que se han definido los objetivos y las restricciones del problema, no es necesaria información adicional por parte del decisor.
- Con información facilitada *a priori* sobre las preferencias del decisor y (Hans-Jürgen Zimmermann, 1978; Young-Jou & Ching-Lai, 1993). Se asume que los decisores tienen un conjunto de metas a alcanzar que son conocidas antes de formular el modelo correspondiente, ya sea conscientemente o inconscientemente.
- Con información facilitada progresivamente por el decisor sobre sus preferencias (Sakawa & Yano, 1985; Zeleny, 1981). Esta metodología, también conocido como metodologías interactivas, requiere de una mayor participación del decisor cuyas preferencias interactúan en el proceso de resolución del problema en cada iteración, determinando una nueva solución cada vez hasta llegar a un valor aceptado.

Por lo tanto, se describe a continuación los fundamentos de la modelación multiobjetivo difusa.

2.2.5 Conjuntos difusos

Se analizaron las distintas áreas en la teoría de decisiones, una de ellas es cuando el decisor posee incertidumbre en el resultado de su decisión y la probabilidad asociada, la cual se denomina como incertidumbre fundamental. Existen técnicas que se basan en el razonamiento humano, el cual se basa en datos

inexactos. Estas técnicas manejan información con incertidumbre para la toma de decisiones. Zadeh ha sugerido un enfoque para la gestión de la incertidumbre basándose en la lógica difusa (Bellman & Zadeh, 1970; Klir & Yuan, 1995; Kahraman, 2008).

Una característica de la lógica difusa que es de particular importancia para la gestión de la incertidumbre en sistemas expertos es que provee un marco de trabajo sistemático para lidiar con cuantificadores difusos, por caso, muchos, algunos, alrededor de, pocos, etc. De esta manera, la lógica difusa incluye tanto la lógica de predicados como la teoría de la probabilidad, y hace posible lidiar con diferentes tipos de incertidumbre dentro del mismo marco conceptual.

La lógica difusa o borrosa provee un modelo para realizar razonamientos aproximados. Esto difiere de la lógica clásica, donde los sistemas formales proveen un modelo de razonamiento exacto, modelos en los cuales no hay lugar para la imprecisión, la vaguedad o la ambigüedad. Sin embargo, muchos de los razonamientos realizados por humanos son más aproximados que precisos en naturaleza. Por razonamiento aproximado se entiende un proceso por el cual se deduce una conclusión imprecisa posible de un conjunto de premisas imprecisas. Los rasgos distintivos de la lógica difusa son:

- Valores de verdad difusos expresados en términos lingüísticos.
- Tablas de verdad imprecisas.
- Reglas de inferencia cuya validez es aproximada en lugar de exacta.

En un contexto de toma de decisiones, los conjuntos difusos pueden ser utilizados para representar apreciaciones subjetivas del decisor sobre el grado en que los elementos de un conjunto cumplen con determinado objetivo.

En la Investigación Operativa existe una clara distinción entre los conceptos de objetivo y restricción. Un objetivo representa una medida de eficiencia, generalmente cuantitativa, que permite establecer qué soluciones son preferibles respecto de otras. En cambio, una restricción establece un requisito que las soluciones deben cumplir para ser consideradas factibles. Estas restricciones no son más que conjuntos rígidos, que asignan valor 1 o 0 a cada solución, según resulte factible o no. Pero este concepto de factibilidad puede ser generalizado, mostrando

grados de satisfacción, y esta flexibilización puede realizarse utilizando conjuntos difusos.

La lógica difusa se basa en la premisa de que la percepción humana involucra conjuntos difusos, esto es, clases de objetos en los cuales la transición entre pertenencia y no pertenencia es gradual en lugar de abrupta. Por ejemplo, podría pensarse en las personas altas de una determinada comunidad. Usualmente hay miembros que son definitivamente altos, otros que definitivamente no lo son, pero existen casos bordes.

Si se estuvieran utilizando conjuntos clásicos o rígidos, se establecería un límite, debajo del cual las personas no son altas y sobre el cual sí lo son. Supóngase que se define este límite en 180 cm, y considérense dos personas, a y b, con altura 179 cm y 181 cm respectivamente. A la vista puede no existir diferencia apreciable, sin embargo, a no es alto (le corresponde un valor de pertenencia al conjunto de 0) y b sí lo es (le corresponde un valor de pertenencia de 1) según el criterio rígido definido. En cambio, utilizando un conjunto difuso se le asignaría un valor de 1 a las personas que son definitivamente altas, un 0 a los que definitivamente no lo son, y los casos bordes toman valores fraccionarios entre 0 y 1. El uso de esta escala numérica dentro del intervalo $[0, 1]$ permite una representación conveniente del grado de pertenencia. Considérese un conjunto clásico o rígido X , llamado el *universo del discurso*. La pertenencia en un subconjunto clásico A de X puede verse como una función característica, μ_A de X a $\{0, 1\}$, de modo que:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1, & \text{sii } x \in A \\ 0, & \text{sii } x \notin A \end{cases} \quad (18)$$

Donde:

- El término sii es la abreviatura de “si y sólo si”.
- $\{0, 1\}$ es llamado el conjunto de valuación.

Si el conjunto de valuación puede ser el intervalo real $[0, 1]$, A es llamado *conjunto difuso*. Como convención, se notan los conjuntos difusos con virgulilla, \tilde{A} . $\mu_{\tilde{A}}$ es llamada *función de pertenencia* y $\mu_{\tilde{A}}(x)$ es el grado de pertenencia de x a \tilde{A} . Cuanto más cerca de 1 es el valor de $\mu_{\tilde{A}}(x)$, x pertenece en mayor medida al

conjunto \hat{A} . Luego \hat{A} queda caracterizado por el conjunto (rígido) de pares ordenados.

$$A = \{(x, \mu_{\hat{A}}(x)), x \in X\} \quad (19)$$

2.2.6 Confluencia de conjuntos difusos

Cuando la decisión incluye varios criterios, suponiendo inicialmente que todos ellos tienen la misma importancia, lo que se requiere es que se satisfagan de la mejor manera posible, simultáneamente. El concepto de simultaneidad tiene su asidero en la teoría de los conjuntos difusos en las t-normas, que son generalizaciones de la intersección de conjuntos rígidos. De modo que si se tienen dos conjuntos \tilde{A} y \tilde{B} que representan, por caso, respectivamente los objetivos “bonito” y “barato”, el conjunto $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ representará el conjunto “bonito y barato”, sea cual sea la t-norma elegida. El conjunto intersección $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ es llamado también conjunto difuso de decisión, \tilde{D} , y mapea los elementos del dominio del discurso con su grado de satisfacción simultáneo de ambos objetivos componentes. Así, $\mu_{\tilde{D}}(x) = \mu_{\tilde{A}}(x) \wedge \mu_{\tilde{B}}(x)$. En general, suponiendo que existen n objetivos $\tilde{G}_1, \tilde{G}_2, \dots, \tilde{G}_n$ y m restricciones $\tilde{C}_1, \tilde{C}_2, \dots, \tilde{C}_m$ puede formarse el conjunto difuso de decisión, \tilde{D} , mediante la aplicación de la intersección según una norma triangular t, que representa la confluencia de todos los objetivos y las restricciones. Así, \tilde{D} se define como:

$$\tilde{D} = \tilde{G}_1 \underset{t}{\cap} \tilde{G}_2 \underset{t}{\cap} \tilde{G}_3 \underset{t}{\cap} \dots \underset{t}{\cap} \tilde{G}_n \underset{t}{\cap} \tilde{C}_1 \underset{t}{\cap} \tilde{C}_2 \underset{t}{\cap} \tilde{C}_3 \dots \underset{t}{\cap} \tilde{C}_m \quad (20)$$

Y consecuentemente, utilizando una notación *in-order* para t:

$$\mu_{\tilde{D}}(x) = \mu_{\tilde{G}_1} \underset{t}{\cap} \mu_{\tilde{G}_2} \underset{t}{\cap} \dots \underset{t}{\cap} \mu_{\tilde{G}_n} \underset{t}{\cap} \mu_{\tilde{C}_1} \underset{t}{\cap} \mu_{\tilde{C}_2} \underset{t}{\cap} \dots \underset{t}{\cap} \mu_{\tilde{C}_m} \quad (21)$$

Donde el operador se denomina operador de confluencia o t-norma. La pregunta en esta instancia es cuál de los elementos de X (las alternativas) debería elegirse. Resulta razonable en la mayoría de los casos elegir aquella alternativa x cuyo grado de pertenencia al conjunto difuso de decisión (esto es, el grado de satisfacción simultáneo de objetivos y restricciones) resulte máximo (decisión maximizante). De esta manera, el conjunto (rígido) solución se define como (Bellman & Zadeh, 1970):

$$S = \{x^* | \mu_{\bar{D}}(x^*) = \text{Max}\{\mu_{\bar{D}}(x)\}_{x \in X}\} \tag{22}$$

Los elementos de tal conjunto son las soluciones óptimas para el proceso de decisión, llamadas también en este contexto soluciones más satisfactorias. Es decir que, para elegir la mejor alternativa según este principio de decisión, utilizando una estrategia exhaustiva, debería:

- Calcularse el valor de pertenencia al conjunto difuso de decisión de cada alternativa posible $x \in X$ utilizando una t-norma elegida previamente.
- Seleccionarse aquella/s alternativa/s cuyo valor de pertenencia al conjunto difuso de decisión sea el valor máximo.

En el caso de considerar más evaluadores, se tendría que definir una función $\mu_{\bar{D}}$ en función de las preferencias de cada evaluador. Aunque existen muchas t normas en el estado del arte, se presentan a continuación las que son de interés. Donde x e y son funciones de pertenencia genéricas. Algunas de las t-norma disponibles en el estado del arte se presentan en la *TABLA IX*.

*TABLA IX. Ejemplos de conjuntos difusos.
Fuente: (Casanova, 2018).*

CONJUNTO DIFUSO	$\mu_{\bar{A}}(x)$	$\mu_{\bar{B}}(x)$	t_{min}	t_{prod}	t_{pe}
			Min(x,y)	$x \cdot y$	$\frac{x \cdot y}{2 - (x + y - x \cdot y)}$
EJEMPLO 1	0.1	0.5	0.1	0.05	0.03
EJEMPLO 2	0.3	0.8	0.3	0.24	0.21
EJEMPLO 3	0.6	1	0.6	0.6	0.6
EJEMPLO 4	0.8	0.7	0.7	0.56	0.53
EJEMPLO 5	1	0.4	0.4	0.4	0.4

Una cualidad que es buscada en la presente investigación es que la t norma sea diferenciable, esto es no presente puntos de discontinuidad por lo menos en una región acotada. La t-norma t_{min} no cumple esta condición y por lo tanto no es utilizada para realizar la confluencia de los atributos, sino solamente para ejemplos simplificados.

2.2.7 Ponderaciones

Lo desarrollado en la sección anterior es aplicable si todos los criterios difusos tienen la misma importancia. Sin embargo, en ocasiones algunos criterios pueden resultar de mayor importancia que otros. El trabajo de Yager extiende la metodología de decisión difusa para este caso (Yager, 1977). Yager utiliza en su trabajo ponderadores exponenciales EW , cuya acción aumenta o disminuye la importancia de los objetivos mediante la contracción o dilatación de las funciones de pertenencia de los conjuntos difusos solidarios a cada criterio m . Si se tiene una función difusa lineal, de pendiente positiva o negativa y valores de referencia máximo U_m^{Sup} y mínimo U_m^{Inf} , entonces se tiene las ecuaciones (23) y (24).

$$\mu_m = \begin{cases} 1 & , U_m^{Inf} \geq U_m \\ \left(\frac{U_m^{Sup} - U_m}{U_m^{Sup} - U_m^{Inf}} \right)^{EW_m} & , U_m^{Inf} \leq U_m \leq U_m^{Sup} \\ 0 & , U_m^{Sup} \leq U_m \end{cases} \quad (23)$$

$$\mu_m = \begin{cases} 0 & , U_m^{Inf} \geq 0 \\ \left(\frac{U_m - U_m^{Inf}}{U_m^{Sup} - U_m^{Inf}} \right)^{EW_m} & , U_m^{Inf} \leq U_m \leq U_m^{Sup} \\ 1 & , U_m^{Sup} \leq U_m \end{cases} \quad (24)$$

El valor EW recibe en este contexto el nombre de ponderador. Por lo tanto, si se elevan los valores de la función de pertenencia de un conjunto difuso a una potencia de exponente $EW > 1$, los mismos serán menores que el original, y por tanto, tal objetivo será más importante en el proceso de decisión. Tal modificación se conoce como contracción del conjunto difuso, y coloquialmente se corresponde con expresiones coloquiales como "muy", "demasiado", "excesivamente".

En cambio, si el ponderador $EW < 1$, los mismos serán mayores que el original, y por tanto, tal objetivo será menos importante en el proceso de decisión. Tal modificación se conoce como dilatación del conjunto difuso, y las expresiones asociadas a esta modificación incluyen "algo", "más o menos", "poco".

El conjunto difuso resultante de aplicar un ponderador exponencial EW a las funciones de pertenencia de otro conjunto difuso \tilde{A} se simboliza \tilde{A}^{EW} . Así, si \tilde{A} es un conjunto difuso que refleja la propiedad "barato", \tilde{A}^2 podría traducirse como

"muy barato", \tilde{A}^3 como "excesivamente barato", $\tilde{A}^{0.5}$ como "algo barato", etc. Este concepto se presenta en la *Figura 21* (Casanova, 2018).

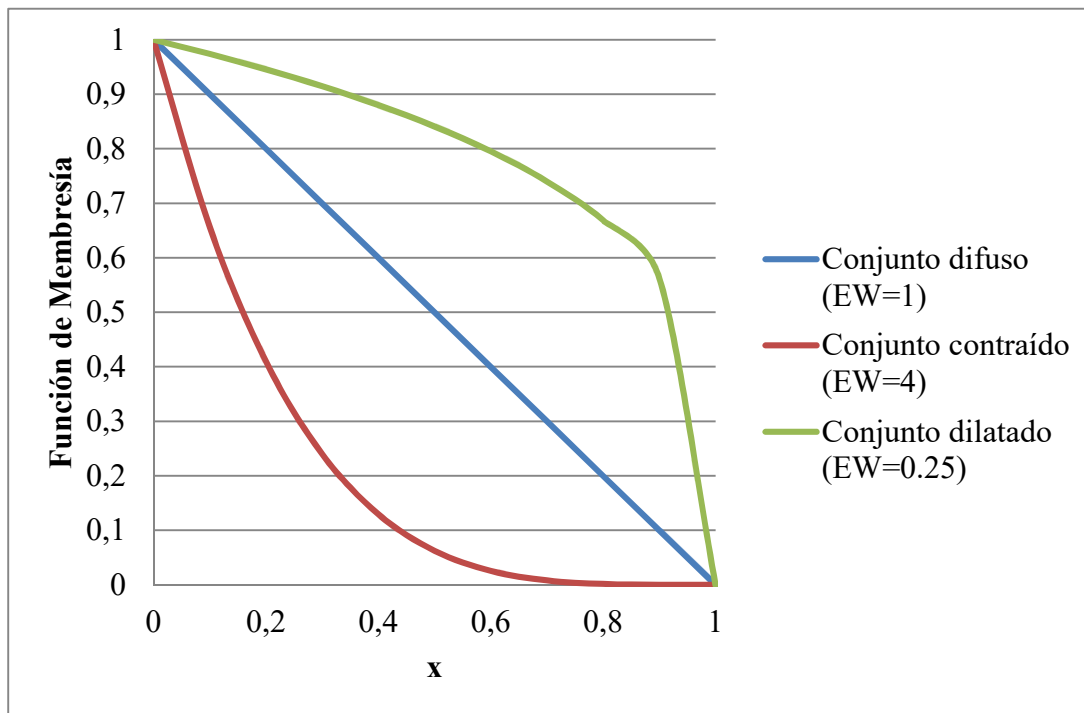


Figura 21. Contracción y dilatación de conjuntos difusos: Conjunto difuso, Conjunto contraído (EW = 4) y Conjunto dilatado (EW = 0.25)
 Fuente: *Elaboración Propia.*

3 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentaron en este capítulo los conceptos básicos utilizados para la optimización y planificación. La base teórica es amplia correspondiente a optimización, planificación, teorías de decisión, etc. Entonces, los principales factores a tener en cuenta son:

- Cantidad objetivos a optimizar (mono o multiobjetivo).
- Cantidad de etapas (mono o multietapa). En caso de ser multietapa, cual es el año horizonte.
- Tipo de certidumbre o incertidumbre: modelación determinística, posibilística y/o difusa.
- Cantidad de evaluadores y determinación de preferencias.
- Valoración del costo social de oportunidad.

CAPÍTULO 6

SOLUCIÓN POR METAHEURÍSTICAS

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

La economía computacional trata de resolver los problemas económicos vinculados a la administración de los recursos con el fin de maximizar los beneficios económicos obtenidos mediante el uso de herramientas computacionales. Dentro del tema de las redes eléctricas, todos los enfoques mencionados confluyen en la llamada Economía Computacional de Regulación de Redes Eléctricas (ECRRE). Es un área del conocimiento que se encarga del estudio de problemas de optimización, modelos matemáticos y métodos de solución, tendientes a establecer metodologías formales para la regulación de mercados eléctricos.

Se vieron los mecanismos de regulación de precios, que son generalmente resueltos dentro de la ECRRE. Existen estudios complementarios correspondientes a los métodos de despacho económico y algoritmos de cierre de mercado: subastas mono y multi periodo y walrasiana. También se disponen distintos estudios relacionados a la calidad de servicio técnico y confiabilidad. Dentro del área computacional, los métodos de resolución más implementados son: técnicas de programación matemática, métodos iterativos o heurísticos y técnicas de soft-computing (Guo & Tanaka, 2001; Wu, 2009). La soft computing es una rama de la Inteligencia Artificial que engloba diversas técnicas empleadas para solucionar problemas que manejan información incompleta, con incertidumbre y/o inexacta.

La *soft computing* difiere de la *hard computing* o computación convencional en que es tolerante a la imprecisión, la incertidumbre, la verdad parcial y la aproximación. En efecto, el modelo a seguir para la *soft computing* es la mente humana. El principio guía de la *soft computing* es: aprovechar la tolerancia a la imprecisión, la incertidumbre, la verdad parcial y la aproximación para conseguir robustez y soluciones de bajo costo. Las técnicas de la *soft computing* incluyen la lógica difusa, algoritmos genéticos, redes neuronales artificiales, aprendizaje de máquinas y sistemas expertos. Estos múltiples métodos no son competitivos entre sí, sino que son complementarios y pueden ser utilizados juntos para resolver un problema dado. La precisión, el rigor y la certeza son atributos que implícitamente

establecen un compromiso: se está en posesión de toda la información necesaria para poder encontrar la mejor solución posible para el problema dado. La complejidad de ciertos problemas produce que no sea posible utilizar técnicas tradicionales para abordarlos si lo que se pretende son buenas soluciones en lapsos razonables. Más aún, para problemáticas cercanas a la realidad, las hipótesis y supuestos de las mismas pueden hacer imposible la aplicación de técnicas de computación convencional, generalmente debido a la presencia de formas específicas de incertidumbre en los parámetros, por caso, la incertidumbre fundamental de valor. De modo que nociones como las de “solución óptima” pueden verse como demasiado idealistas a la hora de realizar una aplicación de este tipo.

La *soft computing*, en tal caso, apunta a resolver los problemas aprovechando la imprecisión y la incertidumbre presente en el proceso de toma de decisiones, brindando las “soluciones más satisfactorias” en tal contexto de toma de decisiones. En el estado del arte de la inteligencia artificial se disponen de herramientas comúnmente utilizadas y de alta flexibilidad llamadas metaheurísticas. Estas son estrategias generales para construir algoritmos en un grado superior de las heurísticas, y van algo más allá, se denominan metaheurísticas. Esto significa que tiene heurísticas subordinadas para resolver el problema de forma eficiente. La disponibilidad de técnicas metaheurísticas es extensa, donde las más conocidas son la Optimización del Enjambre de Partículas, Colonia de Hormigas, Algoritmos Genéticos, etc. La presente línea de investigación realizó numerosos estudios utilizando X variantes del PSO y la posibilidad de combinarlos para obtener mejores soluciones (Schweickardt, Álvarez, & Casanova, 2016; Schweickardt & Pistonesi, 2010; Casanova, 2018; Casanova et al., 2018).

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Heurísticas

La etimología del término *Heurística*, proviene de la palabra griega *heuriskein* que se traduce como encontrar. La heurística está diseñada para encontrar buenas soluciones aproximadas de problemas combinatorios difíciles que no pueden resolverse eficientemente mediante los algoritmos de optimización disponibles. Una heurística es una técnica de búsqueda directa que utiliza reglas favorables prácticas

para localizar soluciones mejoradas. La ventaja de la heurística es que en general determina (buenas) soluciones con rapidez, utilizando reglas de solución simples. La desventaja es que la calidad de la solución (con respecto a la óptima) suele desconocerse. Con frecuencia los métodos heurísticos se basan en ideas bastante simples, de sentido común, acerca de la forma en que se debe buscar una buena solución. Estas ideas deben ajustarse al problema específico de interés. En consecuencia, los métodos heurísticos tienden a ser ad hoc por naturaleza. Esto es, por lo general cada método se diseña para abordar un tipo específico de problema en vez de una variedad de aplicaciones. Ejemplos de esto son las heurísticas para encontrar soluciones básicas factibles de problemas de transporte: regla de la esquina noroeste, regla de los mínimos costos y método de Vögel. Las primeras generaciones de heurísticas se basan en la regla de búsqueda codiciosa que dicta que se mejore lo máximo posible el valor de la función objetivo con cada movimiento de búsqueda. La búsqueda termina en un óptimo local donde ya no son posibles más mejoras.

2.2 *Definición básica de metaheurística*

En los últimos años ha surgido un nuevo tipo de algoritmos aproximados que básicamente trata de combinar métodos heurísticos básicos en *frameworks* de nivel superior dirigidos a explorar efectiva y eficientemente el espacio de búsqueda. Estos métodos son los que hoy se llaman metaheurísticas.

El término *metaheurística*, deriva del complemento entre la palabra *heuriskein* y el prefijo *meta*, el cual se traduce como *más allá de* o *en un nivel superior*. Fue introducido por primera vez por Fred Glover, al presentar el método denominado *Tabu Search* (Búsqueda Tabú). Esta clase de algoritmos incluye la optimización por enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization*, PSO), optimización por colonia de hormigas (*Ant Colony Optimization*, ACO), computación evolutiva incluyendo algoritmos genéticos, búsqueda local iterativa (*Iterated Local Search*, ILS), Recocido Simulado (*Simulated Annealing*, SA), y Búsqueda Tabú (*Tabu Search*, TS).

Si bien no existe una definición convenida en el estado del arte, pueden identificarse varias características de las metaheurísticas.

- Son estrategias que guían el proceso de búsqueda.
- El objetivo es explorar eficientemente el espacio de búsqueda para encontrar soluciones cercanas a la óptima.
- Las técnicas que constituyen algoritmos metaheurísticos van desde simples procedimientos de búsqueda local a complejos procesos de aprendizaje.
- Son algoritmos aproximados y usualmente aleatorizados.
- Incorporan mecanismos para evitar quedar atrapadas en áreas específicas del espacio de búsqueda.
- No son específicas para un problema.

2.3 Tipos de metaheurística en el estado el arte

Existen diferentes maneras de clasificar y describir los algoritmos metaheurísticos. Dependiendo de las características elegidas para diferenciarlas, es posible identificar varias clasificaciones, siendo cada una de ellas el resultado de un punto de vista específico.

Bioinspirados vs. no bioinspirados. Quizás, la manera más intuitiva de clasificar metaheurísticas está basada en los orígenes del algoritmo. Existen algoritmos inspirados en la naturaleza, como los algoritmos genéticos, ACO, PSO, y otros que no, como la Búsqueda Tabú e ILS.

Basados en población vs. Búsqueda de un único punto. Otra característica que puede ser usada para clasificar es el número de soluciones usadas al mismo tiempo. ¿El algoritmo trabaja sobre una población o sobre una única solución al mismo tiempo? Los algoritmos que trabajan sobre una única solución reciben el nombre de métodos de trayectoria y abarcan metaheurísticas basadas en búsqueda local, como *Búsqueda Tabú*, ILS y *Variable Neighbourhood Search* (VNS). Todas comparten la propiedad de describir una trayectoria en el espacio de búsqueda durante el proceso de búsqueda. Las metaheurísticas poblacionales, en cambio, realizan procesos de búsqueda que describen la evolución de un conjunto de puntos dentro del espacio de búsqueda.

Función objetivo dinámica vs. Estática. Las metaheurísticas también pueden ser clasificadas de acuerdo a la forma en que hacen uso de la función objetivo. Mientras algunos algoritmos mantienen la función objetivo dada en la

representación del problema, algunos otros, como *Guided Local Search* (GLS) la modifican durante la búsqueda. La idea detrás de este enfoque es escapar de mínimos locales modificando la forma en que se “ve” el espacio de búsqueda. De acuerdo a esto, la función objetivo se altera tratando de incorporar información recolectada durante el proceso de búsqueda.

Un vecindario vs. Varios vecindarios. La mayoría de las metaheurísticas trabajan sobre un único vecindario. En otras palabras, la estructura de la topología de comunicación no cambia en todo el algoritmo. Otras metaheurísticas, como *Variable Neighbourhood Search* (VNS), usan un conjunto de estructuras de vecindario las cuales dan la posibilidad de diversificar la búsqueda cambiando entre diferentes topologías de comunicación.

Con uso de memoria vs. sin uso de memoria. Una característica muy importante para clasificar metaheurísticas es el uso que las mismas realizan de su historia de búsqueda, esto es, si usan memoria o no. Los algoritmos sin memoria realizan procesos markovianos, ya que la información que utilizan exclusivamente para determinar la nueva acción es el estado actual del proceso de búsqueda. Existen diferentes maneras para hacer uso de memoria. Usualmente se diferencia entre los usos de memoria a corto plazo y a largo plazo. Los primeros usualmente mantienen un historial de los últimos movimientos realizados, soluciones visitadas o decisiones tomadas. Los segundos suelen ser una acumulación de parámetros sintéticos sobre la búsqueda. El uso de memoria es reconocido como uno de los elementos fundamentales de las metaheurísticas poderosas.

2.4 Algoritmos genéticos

Los *Algoritmos Genéticos* (AG) son métodos adaptativos que están basados en el proceso genético de los organismos vivos y pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. A lo largo de las generaciones, las poblaciones evolucionan en la naturaleza acorde con los principios de la selección natural y la supervivencia de los más fuertes. Por imitación de este proceso, los AG son capaces crear soluciones para problemas del mundo real.

La evolución de dichas soluciones hacia valores óptimos del problema depende en buena medida de una adecuada codificación de las mismas. En la naturaleza los individuos de una población compiten entre sí en la búsqueda de

recursos tales como comida, agua y refugio. Incluso los miembros de una misma especie compiten a menudo en la búsqueda de un compañero. Aquellos individuos que tienen más éxito en sobrevivir y en atraer compañeros tienen mayor probabilidad de generar un gran número de descendientes. Por el contrario, individuos poco dotados producirán un menor número de descendientes. Esto significa que los genes de los individuos mejor adaptados se propagarán en sucesivas generaciones hacia un número de individuos creciente. La combinación de buenas características provenientes de diferentes ancestros, puede a veces producir descendientes cuya adaptación es mucho mayor que la de cualquiera de sus ancestros. De esta manera, las especies evolucionan logrando unas características cada vez mejor adaptadas al entorno en el que viven.

Los AG trabajan con una población de individuos, cada uno de los cuales representa una solución factible a un problema dado. A cada individuo se le asigna un valor o puntuación, relacionado con la bondad de dicha solución (función de aptitud). En la naturaleza esto equivaldrá al grado de efectividad de un organismo para competir por unos determinados recursos. Cuanto mayor sea la adaptación de un individuo al problema, mayor será la probabilidad de que el mismo sea seleccionado para reproducirse, cruzando su material genético con otro individuo seleccionado de igual forma. Este cruce producirá nuevos individuos o descendientes, los cuales comparten algunas de las características de sus padres. Cuanto menor sea la adaptación de un individuo, menor será la probabilidad de que dicho individuo sea seleccionado para la reproducción, y por tanto de que su material genético se propague en sucesivas generaciones. De esta manera se produce una nueva población de posibles soluciones, la cual reemplaza a la anterior. Así a lo largo de las generaciones las buenas características se propagan a través de la población. Favoreciendo el cruce de los individuos mejor adaptados, van siendo exploradas las áreas más prometedoras del espacio de búsqueda.

VENTAJAS:

- Operan de forma simultánea con varias soluciones y no de manera secuencial como lo hacen las técnicas tradicionales.
- Exploran un sinnúmero de soluciones y si se llegan a encontrar con soluciones subóptimas, simplemente desechan esta opción y continúan con otra opción de solución, caso contrario a los tradicionales pues estos tienen que abandonar su trabajo y empezar desde cero nuevamente.

- Si bien no se garantiza que se encuentre la solución óptima del problema, pueden encontrarse soluciones de un nivel aceptable, en un tiempo competitivo con el resto de algoritmos de optimización combinatoria.
- No es necesario tener un conocimiento previo sobre el problema que se presenta para resolver. Usan operadores probabilísticos, en vez de los típicos operadores determinísticos de las otras técnicas.
- Cuando se usan para maximizar una función objetivo, resultan menos afectados por los máximos locales (falsas soluciones) que las técnicas tradicionales.
- Se trata de una técnica robusta y puede tratar con éxito una gran variedad de problemas provenientes de diferentes áreas, incluyendo aquellos en los que otros métodos encuentran dificultades.

DESVENTAJAS:

- El lenguaje a utilizar debe tener la capacidad de tolerar cambios aleatorios; que no lleguen a producir resultados sin sentido o errores fatales. Una solución posible será definir a los individuos por listas de números donde cada uno de estos números representa algún aspecto de la solución que se tenga.
- Puede demorarse bastante en converger, o no hacerlo. Esto depende, en cierto modo, de los parámetros que se estén utilizando: tamaño de la población, número de generaciones, etc.

2.5 Metaheurística optimización por enjambre de partículas

2.5.1 Optimización por enjambre de partículas (PSO)

El primer enfoque PSO (*Particle Swarm Optimization*) u *Optimización por Enjambre de Partículas*, fue propuesto en (Kennedy & Eberhart, 1995). Este tipo de solución puede tratar con problemas de optimización monoobjetivo y se lo conoce como PSO Clásico. En el modelo PSO Clásico existe, en cada iteración hacia la solución buscada, un conjunto de alternativas (cuya factibilidad exhibe cierto grado de aptitud), las cuales son denominadas partículas. El conjunto es la población o

enjambre. Desde una iteración a la siguiente, cada partícula se mueve en el espacio de búsqueda, conforme a cierta regla de movimiento que depende de tres factores, que se explican a continuación. Se indicará mediante X el vector de partículas en movimiento, de modo que X_i resultará una partícula individual de las nP partículas que pertenecen al enjambre.

Cada partícula se encuentra ubicada en una posición del espacio de búsqueda, representada por un vector de dimensionalidad idéntica a la cantidad de variables de decisión del problema – nD –, por lo tanto, tal posición representa una posible solución a la instancia del problema considerado.

El vector de posiciones de todas las partículas es denotado con $[X]$, por lo cual la posición en la que está ubicada la partícula p_i se denota X_i . Adicionalmente, se indicará mediante $[b]$ el vector de las mejores posiciones que las partículas han alcanzado individualmente en las iteraciones anteriores (aspecto referido en el modelo como vida pasada de la partícula); entonces b_i se corresponderá con el óptimo individual de la partícula i en su vida pasada. Del mismo modo, se indicará mediante b_G la mejor posición globalmente alcanzada por todas las partículas en las iteraciones anteriores, llamado en este contexto óptimo global alcanzado por el sistema de partículas hasta la iteración presente. Dado el vector que indica la posición de las partículas en cierta iteración k , $X^{[k]}$, el cambio de posición en la iteración siguiente, $k + 1$, para la partícula i -ésima, resultará de la siguiente regla de movimiento:

$$X_i^{[k+1]} = X_i^{[k]} + V_i^{[k+1]} \cdot \Delta t \quad (25)$$

Donde el término $V_i^{[k+1]}$ es referido como velocidad de la partícula i -ésima; Δt es el paso de iteración (símil temporal) e igual a la unidad. De modo que es más frecuente encontrar la expresión:

$$X_i^{[k+1]} = X_i^{[k]} + V_i^{[k+1]} \quad (26)$$

El vector velocidad para la partícula i -ésima, se expresa como sigue:

$$V_i^{[k+1]} = V_i^{[k]} + w_c \cdot r_1^{[k]} \cdot [b_i^{[k]} - X_i^{[k]}] + w_s \cdot r_2^{[k]} \cdot [b_G^{[k]} - X_i^{[k]}] \quad (27)$$

En la expresión anterior, el primer término representa la inercia o hábito de la partícula i : tiende a mantener su movimiento, para la iteración $k + 1$, en la dirección

en la que se movía en la iteración k . El segundo término representa la memoria o capacidad cognitiva de la partícula i : es atraída por el mejor punto del espacio de búsqueda alcanzado individualmente en su vida pasada. El tercer término representa la cooperación entre el conjunto, o capacidad social, de la partícula i respecto del enjambre: las partículas comparten información sobre la mejor posición globalmente alcanzada por el enjambre. La incidencia de estos factores sobre cada partícula, está dada por las constantes o parámetros del modelo, $w_{[c,s]}$.

El parámetro w_c recibe el nombre de constante cognitiva y el parámetro w_s se denomina constante social del enjambre. Intervienen los vectores aleatorios r_1 y r_2 , uniformemente distribuidos en $[0,1], U[0,1]$, y cuyo objetivo es emular el comportamiento estocástico (un tanto impredecible), que exhibe la población o enjambre, en cada iteración k .

Este algoritmo es *aleatorizado*: incorpora la generación de números pseudoaleatorios para la exploración del espacio de búsqueda. Además, es claramente bioinspirado, ya que originalmente el objetivo era emular el comportamiento de bandadas de pájaros. Es una metaheurística poblacional, ya que en cada iteración se cuenta con múltiples soluciones. En la *TABLA X* se consignan las dimensiones de cada elemento en la ecuación de movimiento.

*TABLA X. Dimensiones de los vectores correspondientes a la ecuación de movimiento de la Optimización por Enjambre de Partículas.
Fuente: (Casanova, 2018)*

Elemento	Dimensión
$V^{[k]}, X^{[k]}, b^{[k]}$	$nP \times nD$
w_c, w_s	1×1
$r_1^{[k]}, r_2^{[k]}$	$nP \times nD$
$V_i^{[k]}, X_i^{[k]}, b_i^{[k]}, b_G^{[k]}$	$1 \times nD$

2.5.2 Espacio de búsqueda

En su formulación original, PSO se utilizó para resolver problemas continuos, definidos para todos los valores posibles de las variables. Sin embargo, como se ha visto en el capítulo anterior, es de interés el estudio de la capacidad de esta metaheurística para resolver problemas de optimización combinatoria. El espacio de búsqueda de éste tipo de problemas se caracteriza por dos aspectos:

- Cada variable de decisión x_j está acotada inferior y superiormente por dos valores, X_{ij}^{min} y X_{ij}^{max} , esto es, $\forall j: X_{ij}^{min} \leq X_{ij}^{[k]} \leq X_{ij}^{max}$.
- Los valores que tomen las variables de decisión $X_{ij}^{[k]}$ deben ser enteros, esto es, $\forall j: X_{ij}^{[k]} \in \mathbb{N}$.

2.5.3 Inicialización

La inicialización simplemente consiste en ubicar de forma aleatoria a las partículas uniformemente distribuidas dentro del espacio de búsqueda. Esta es una etapa que se encuentra virtualmente en todos los algoritmos de optimización iterativa estocástica. Además, las partículas poseen velocidades. Por definición, la velocidad es un vector, o más precisamente, un operador, el cual, aplicado a la posición, resulta en otra posición. Es, de hecho, un desplazamiento, llamado velocidad porque el incremento de tiempo de las iteraciones está implícitamente considerado igual a 1.

2.5.4 Confinamiento

Durante la evolución del enjambre, algunas partículas pueden salir de los límites deseados de alguna de sus componentes al aplicar la ecuación de movimiento correspondiente. Esto debe tratarse adecuadamente, ya que la función de aptitud puede no estar definida para otros valores que no sean los del intervalo deseado. Por

caso, la función $f(X) = \sum_{j=1}^n \sqrt{X_{ij}^{[k]}}$ arrojaría un error cuando al menos una de las variables es negativa. Las reglas, generalmente heurísticas, que impiden que las partículas abandonen el espacio de búsqueda deseado se conocen como métodos de confinamiento. Para el caso de los problemas de optimización combinatoria, hacen falta dos métodos de confinamiento, uno por cada característica del espacio de

búsqueda combinatorio: (a) uno para conservar cada $X_{ij}^{[k]}$ de cada partícula dentro del intervalo real $[X_{ij}^{min}, X_{ij}^{max}]$ correspondiente, y (b) uno para "enterizar" cada $X_{ij}^{[k]}$ de forma que tomen valores enteros. Ejemplos de mecanismos para (a) las constituyen las reglas de pared reflectante y pared frontera, que modifican tanto la posición como la velocidad de la partícula. Ejemplos de mecanismos para (b) pueden ser buscar el entero más cercano por redondeo o truncamiento.

Pared reflectante:

$$X_{ij}^{[k]} \notin [X_{ij}^{min}, X_{ij}^{max}] \Rightarrow \begin{cases} V_{ij}^{[k]} = -V_{ij}^{[k]} \\ X_{ij}^{[k]} < X_{ij}^{min} \Rightarrow X_{ij}^{[k]} = 2 \cdot X_{ij}^{min} - X_{ij}^{[k]} \\ X_{ij}^{[k]} > X_{ij}^{max} \Rightarrow X_{ij}^{[k]} = 2 \cdot X_{ij}^{max} - X_{ij}^{[k]} \end{cases} \quad (28)$$

Pared frontera:

$$X_{ij}^{[k]} \notin [X_{ij}^{min}, X_{ij}^{max}] \Rightarrow \begin{cases} V_{ij}^{[k]} = 0 \\ X_{ij}^{[k]} < X_{ij}^{min} \Rightarrow X_{ij}^{[k]} = X_{ij}^{min} \\ X_{ij}^{[k]} > X_{ij}^{max} \Rightarrow X_{ij}^{[k]} = X_{ij}^{max} \end{cases} \quad (29)$$

Explosión y velocidad máxima: Es una buena práctica limitar el valor de la velocidad. Con cada iteración, el término de inercia puede llevar a la "explosión" del enjambre, escapando de los límites del espacio de búsqueda en prácticamente todas las iteraciones. Una opción para solucionar esto puede ser introducir un parámetro adicional, w_i , para reducir en cada iteración la importancia del término inercial. Para los casos en que esto no es deseable por alguna razón (como propiciar la exploración), suele introducirse otro nuevo parámetro, V_{ij}^{max} , para establecerlo como cota máxima para la velocidad. En principio es un número real, aunque puede ser distinto para cada dimensión. Una regla empírica para determinar su valor es, para cada dimensión j , $V_{ij}^{[k]}$ debe estar comprendida entre $\left[\frac{(X_{ij}^{min} - X_{ij}^{max})}{2}, \frac{(X_{ij}^{max} - X_{ij}^{min})}{2} \right]$.

Se explica a continuación y en la figura el funcionamiento básico del PSO en un diagrama de flujo y en pseudocódigo.

2.6 Optimización por Enjambre de Partículas con factor de constricción (FC-PSO)

Esta variante se propuso en la referencia (Clerc & Kennedy, 2002). Con esta modificación del modelo clásico de PSO se promueve una mejor convergencia de las partículas en el tiempo, mediante la constricción o reducción de la amplitud de oscilación de partículas a medida que se enfocan en un determinado punto focal. En este caso, el operador de velocidad clásica se modifica de la siguiente manera:

$$V_i^{[k+1]} = \chi \cdot [V_i^{[k]} + w_C \cdot r_1^{[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_S \cdot r_2^{[k]} \cdot (b_G^{[k]} - X_i^{[k]})] \quad (30)$$

Donde χ se denomina Factor de Constricción, y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\chi = \frac{2 \cdot \kappa}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\kappa}|} \quad (31)$$

$$\text{Con: } \varphi_M + \varphi_C = \varphi; \varphi > 4 \text{ y } 0 < \kappa \leq 1 \quad (32)$$

Una configuración de parámetros conocida es $\varphi = 4.1$, $\varphi_M = \varphi_C = 2.05$. Esto resulta en un valor de $\chi \approx 0.73$. Cuando $\kappa = 1$, la convergencia es lo suficientemente lenta como para permitir una exploración detallada antes de que la búsqueda se estabilice en el punto de máxima aptitud encontrado.

En la *TABLA XLIX* del ANEXO, se presenta el algoritmo básico de la metaheurística Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo (EPSO).

2.7 Optimización por Enjambre de Partículas con factor de constricción y topología de VonNeumann (FC-PSO VN)

Esta variante X-PSO difiere de la PSO FC fundamentalmente en dos aspectos: la topología de comunicación y la forma en que se utiliza la información topológica. La topología utilizada en este caso es la llamada de VonNeumann, que se describe a continuación. Esta topología es utilizada en los Autómatas Celulares y las Redes Neuronales Artificiales, particularmente los mapas auto organizados (SOM). En PSO, se ha utilizado en trabajos como (Kennedy & Mendes, 2003; Casanova, 2018), en gran parte, para que la velocidad con que la información referente al óptimo global del enjambre se propaga no sea instantánea, sino que se amortigüe, tratando de evitar de esta manera la convergencia prematura en óptimos locales.

En esta topología, el enjambre se configura según un arreglo bidimensional de partículas, de tamaño $m \times n$, donde cada partícula, ubicada genéricamente en la posición $[x, y]$ del arreglo, tiene exactamente cuatro vecinos: el superior $[(x + 1) \bmod m, y]$, el inferior $[(x - 1) \bmod m, y]$, el derecho $[x, (y + 1) \bmod n]$ y el izquierdo $[x, (y - 1) \bmod n]$.

El operador $a \bmod b$ denota el resto de la división entera de a/b . Esto tiene como consecuencia un conocimiento acotado de cada partícula respecto del enjambre. Por lo tanto, la ecuación de movimiento para esta estrategia es igual que la estrategia anterior, a excepción de que ya no contiene la mejor posición global del enjambre, $b_G^{[k]}$, sino que se reemplaza por la mejor posición en el vecindario de VonNeumann de la partícula correspondiente, $b_{VN}^{[k]}$ (esto es, la mejor de los cuatro vecinos).

$$V_i^{[k+1]} = \chi \cdot \left[V_i^{[k]} + w_C \cdot r_1^{[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_S \cdot r_2^{[k]} \cdot (b_{VN}^{[k]} - X_i^{[k]}) \right] \quad (33)$$

En la *TABLA XLVIII* del ANEXO, se presenta el algoritmo básico de la metaheurística Enjambre de Partículas con factor de constricción y topología de VonNeumann (FC-PSO VN).

2.8 Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo (EPSO)

Desde los diferentes aportes realizados atentos a la performance de las formas X-PSO mono-objetivo, se encuentra la Metaheurística EPSO (*Evolutionary Particle Swarm Optimization*) u Optimización Evolutivo por Enjambre de Partículas propuesta en (Miranda et al., 2007; Casanova, 2018). Constituye un algoritmo de optimización metaheurístico que integra los conceptos de estrategias evolutivas y la Optimización de Enjambre de Partículas (PSO). Los autores proponen conferirle al PSO una capacidad auto-adaptativa, tal que permita a la metaheurística desarrollar un proceso de cambio de comportamiento, conforme resulte la evolución de las soluciones. La auto-adaptación, permitiría que, en cada iteración k , los parámetros que requieren de ajuste externo puedan adaptarse sin riesgo de una convergencia prematura a un óptimo local. El mecanismo del algoritmo EPSO se puede describir de la siguiente manera: para una iteración (también llamada en este contexto

“generación”) k del PSO, las partículas evolucionarán según los siguientes operadores evolutivos:

- a) *Replicación*: cada partícula es replicada un número r de veces, generando partículas iguales a las existentes.
- b) *Mutación*: los parámetros estratégicos (constantes de inercia, cognitiva y social, esencialmente) son mutados en cada iteración k .
- c) *Cruzamiento*: las partículas replicadas y mutadas se mueven según la regla de movimiento correspondiente, combinando información de generaciones anteriores.
- d) *Evaluación*: cada sucesor concebido a través de los pasos anteriores, es evaluado mediante la función de aptitud definida.
- e) *Selección*: mediante algún proceso, por ejemplo, el torneo estocástico, las mejores partículas sobreviven para formar la nueva generación. Esta nueva generación se somete a la nueva regla de movimiento en la siguiente iteración.

La ecuación evolutiva para la regla del movimiento en el EPSO, se sintetiza en la velocidad de la partícula i -ésima, entendiendo que la iteración k se corresponde con una nueva generación:

$$V_i^{[k+1]} = w_{Ii}^{*[k]} \cdot V_i^{[k]} + w_{Ci}^{*[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_{Si}^{*[k]} \cdot (b_G^{*[k]} - X_i^{[k]}) \quad (34)$$

Donde el superíndice (*), significa que los parámetros son evolutivos, producto de la mutación. La regla de mutación aplicable a las constantes $w_{[I,C,S]i}^{[k]}$ tiene, como expresión general:

$$w_{[I,C,S]i}^{*[k+1]} = w_{[I,C,S]i}^{*[k]} \cdot (1 + \sigma \cdot N(0,1)) \quad (35)$$

En la cual: σ es un parámetro de aprendizaje, externamente fijado, que controla la amplitud de las mutaciones; $N(0,1)$ es una variable aleatoria con distribución gaussiana de media 0 y varianza 1. Adicionalmente, el óptimo global también es perturbado en cada iteración, según la regla:

$$b_G^{*[k]} = b_G^{*[k]} + w_{Ni}^{*[k]} \cdot N(0,1) \quad (36)$$

Donde $w_{Ni}^{*[k]}$, es un cuarto parámetro estratégico de la regla de movimiento, que controla la amplitud del vecindario de $b_G^{*[k]}$ donde es más probable localizar la mejor solución global (entendida, al menos, como una solución mejor que la $b_G^{*[k]}$ actual, para la iteración k). El nuevo parámetro, como se indica con el superíndice (*), es también mutado según la regla (36). Se infiere que en la regla de movimiento modificada para el EPSO, el vector cooperación mutado no apuntará en la dirección de $b_G^{[k]}$, sino de $b_G^{*[k]}$.

En la TABLA XLIX del ANEXO, se presenta el algoritmo básico de la metaheurística Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo (EPSO).

3 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentaron y desarrollaron en el capítulo los métodos utilizados para resolver problemas de optimización. Las formas X-PSO utilizan una función de aptitud como información para dirigir la búsqueda. Cómo se calcula la función de aptitud y sus propiedades no resultan de importancia para el algoritmo PSO ni de ninguna de sus variantes, ya que la búsqueda no se basa en propiedades de la misma. El único requisito es que tal función de aptitud debe devolver un único resultado numérico, por lo que en su formulación original no se contempla la resolución de problemas multiobjetivo.

Entre las principales ventajas se encuentran:

- Flexibilidad para aplicarse a cualquier problema de optimización o resolución.
- Baja probabilidad de estancarse en óptimos locales. Alta robustez: mayor performance por número de partículas que en los Algoritmos Genéticos.
- Automatización: los parámetros son ajustados por el método según la topología utilizada.

Entre las principales desventajas:

- No se garantiza que la solución encontrada sea óptima.
- No se conoce cuán lejos se está de la solución óptima.

CAPÍTULO 7

METODOLOGÍA Y MODELO UTILIZADO

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se presenta la metodología y modelación propuesta. Se presenta un esquema básico y resumen de la metodología propuesta en la presente figura. En ella se observa cómo interactúan las distintas teorías observadas: teoría del valor y marginal, optimización y teorías de decisión, inteligencia artificial, etc. Por lo desarrollado en los capítulos 1-6, cuando se menciona de aquí en adelante el término "alternativa óptima", se refiere a "alternativa más satisfactoria".

2 MODELOS DE OPTIMIZACIÓN

2.1 *Metodología aplicada*

La metodología se resume en el algoritmo de la *TABLA XXXIII* del ANEXO. En primer lugar, se realiza un relevamiento de los datos necesarios para el modelo. Luego, se definen los modelos funcionales que permitan modelar el problema. Se definen las funciones objetivos y ponderadores. Adicionalmente, se selecciona el modelo de optimización a emplear. Por último, se evalúan los objetivos propuestos. Se obtienen los costos de peaje deseados y el costo propio de distribución.

2.2 *Hipótesis simplificadoras*

- La planificación de corto plazo del sistema de distribución, corresponde a un solo año de funcionamiento de la red. Es decir, desde la puesta en marcha de la configuración de protecciones propuesta.
- En la etapa inicial de la planificación todos se encuentran correctamente instalados, según la configuración propuesta. Se impone como restricción que todas las alternativas consideren un Interruptor principal en el nodo slack.
- Se recuerda que la red que cumple las restricciones de radialidad, tanto los equipos SP como las SETAs son ideales, y en consecuencia no tienen tasas de falla asociadas a su funcionamiento. Las restricciones operativas

de la red se consideran satisfechas, independientemente de la alternativa seleccionada: no existen límites operativos para los equipos SP y SETAS. Los parámetros se los consideran fijos, e independientes del estado de operación de la red, no se realiza distinción ni el análisis de logística que lleva mover la cuadrilla desde un punto de la red hasta otro. Se supone que existen planes de acción (reparación y maniobras) que cumplen con las normas de seguridad correspondientes, con el fin de garantizar la integridad del personal y equipos ante el riesgo eléctrico.

- Se considera que el equipo que actúa ante una falla es el más cercano a la misma agua arriba. No se realizó distinción en los tipos de fallas según la fase afectada, en primera instancia puede suponerse el caso más simple de falla trifásica.

2.3 *Confiabilidad de los sistemas de distribución*

2.3.1 Dispositivo de seccionamiento y protección

El objetivo del modelo es determinar la localización óptima de equipos SP de distinto tipo, ponderando cuatro criterios: Costos de Inversión Total [*USD/año*], ENS [*KWh/año*], SAIFI y SAIDI [*hs*]. En este trabajo se consideran tres tipos de equipos, sin subdivisiones de precio o de potencia dentro de un mismo tipo: *Interruptor*, *Seccionador* y *Fusible*. Las características principales del funcionamiento de cada uno son (Camargo et al., 2018; Casanova, 2018):

- Los fusibles (F) operan solamente ante una falla activa, desconectando todo el segmento de la red aguas abajo y dejándolo sin suministro. No permiten maniobras y deben reemplazarse ante cada falla que produzca su accionamiento.
- Los seccionadores o desconectores (D) no se accionan automáticamente ante una falla activa. Su función es desconectar todo el segmento de red aguas abajo para permitir la realización de maniobras de forma segura, teniendo en cuenta que no están diseñados para ser accionados cuando se encuentran bajo carga.
- Los interruptores (I) operan ante una falla activa y permiten desconectar o conectar bajo carga el segmento de la red aguas abajo. Asociado a la

reconexión, se requiere un tiempo de espera para el enfriamiento del aceite que extingue el arco generado durante el proceso de corte antes de poder reconectar. Pueden ser telecomandados.

2.3.2 Definición del problema

Formalmente, el problema de la optimización de la confiabilidad de un SDEE por ubicación de equipos SP posee un conjunto de soluciones factibles $F \subseteq \{1,2,3\}^{nT}$, y su función objetivo es una función de valuación vectorial (multiobjetivo). El vector relacionado a la variable de decisión está definido por X_j . Esta variable representa la decisión de situar (o no) un equipo SP en el tramo j de la red. Los 3 tipos de equipos se codifican: fusible (1), desconectador (2), interruptor (3). Esta variable contempla que en cada tramo puede colocarse como máximo un SP, de uno de 3 tipos (o ningún equipo). Por lo tanto, la cantidad de soluciones para este problema está dada por las permutaciones con repetición de 4 elementos, tomados de a nT , siendo nT el número de tramos de la red. Entonces, el espacio de búsqueda tiene $4 \cdot nT$ soluciones.

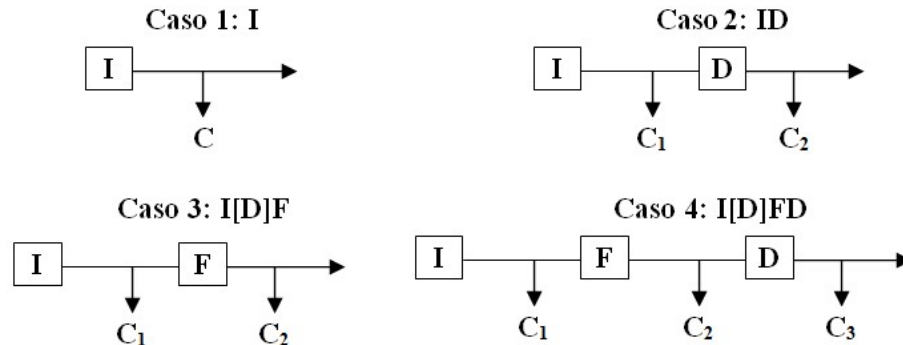


Figura 22. Casos principales obtenidos con las combinaciones de los tres equipos.

Fuente: (Camargo et al., 2018; Casanova, 2018).

La ubicación de equipos de distinto tipo en la red determina efectos distintos en las cargas conectadas a la misma según qué equipos sean los más cercanos a ellas. Los equipos que efectivamente segmentan la red son los interruptores, ya que poseen ambas funcionalidades: reacción ante las fallas y maniobra bajo carga. Dentro de un segmento, esto es, en la parte de la red comprendida entre dos

interruptores, puede haber muchas combinaciones de líneas, cargas (usuarios), fusibles y seccionadores. Las distintas combinaciones determinan cuáles de los usuarios se quedan sin suministro y durante cuánto tiempo. A continuación se exponen cuatro casos que resumen todas las posibilidades de configuración de un segmento para estos tres tipos de equipos, ilustrados en la *Figura 22*. Todas las demás combinaciones resultan redundantes respecto de estas cuatro (Camargo et al., 2018; Casanova, 2018).

Caso 1: I

En este caso, el más básico, entre dos interruptores solo hay una combinación de líneas y cargas. Ante una falla en cualquiera de los tramos, toda la red aguas abajo del interruptor queda sin suministro y no puede ser restablecido en ninguno de ellos hasta que la falla sea reparada. Se asume que en el nodo raíz de la red hay un interruptor debidamente ubicado.

Caso 2: ID

En este caso, ante una falla en un tramo entre I y D se procede igual que en el caso 1. Para una falla luego de D, se acciona I y se deja sin suministro aguas abajo. Sin embargo, el suministro para los tramos que se encuentran entre I y D puede restablecerse abriendo D, desconectando de esta manera toda la red aguas abajo de D y accionando I para restablecer el servicio para los usuarios entre I y D. Una vez reparada la falla, debe accionarse D para restablecer el servicio aguas abajo, no sin antes accionar I para poder hacerlo, interrumpiendo nuevamente el suministro. Una vez pasado el tiempo de enfriamiento de I, se restablece el servicio en toda la red.

Caso 3: I[D]F

En este caso, ante una falla en un tramo entre I y F se procede igual que en el caso 2 o 1, dependiendo de si hay ubicados D o no. Para una falla luego de F, este se acciona y se deja sin suministro aguas abajo. Los usuarios entre I y F no se ven afectados por el corte. Nótese que puede haber equipos de tipo D entre I y F que no resultan de ninguna utilidad en este caso. Una vez reparada la falla, debe reemplazarse F, para lo cual se debe interrumpir el suministro aguas abajo de I. Suponiendo que el tiempo de enfriamiento de I es superior al tiempo de reemplazo del fusible, una vez transcurrido t_{CD} se restablece el servicio en toda la red.

Caso 4: I[D]FD

En este caso, ante una falla antes de D se procede igual que en el caso anterior. Para una falla luego de D, se acciona F dejando sin suministro aguas abajo. La falla no afecta aguas arriba de F. Sin embargo, considerando que $t_r \gg t_{CD}$, puede restablecerse el suministro a los usuarios entre F y D, abriendo D y reemplazando el fusible correspondiente. Para esto último es necesario cortar el suministro desde I, reemplazar F y esperar el tiempo de enfriamiento para volver a accionar I, teniendo en cuenta que D debe abrirse antes de completar el proceso. Una vez realizada esta primera maniobra se repara la falla y debe volver a accionarse I, cortando el suministro, accionar D y esperar t_{CD} para restablecer el suministro aguas abajo de D. En la TABLA XI se presentan los tiempos sin suministro y cantidad de cortes, según los 4 casos estudiados.

*TABLA XI. Tiempos sin suministro y cantidad de cortes por caso
Fuente: (Camargo et al., 2018; Casanova, 2018).*

CASO	TIEMPO SIN SUMINISTRO	CANTIDAD DE CORTES
I	C: $T_c + T_p + T_l + T_r$	1
ID	C1: $T_c + T_p + T_l + T_{CD}$	2
	C2: $T_c + T_p + T_l + T_r + T_{CD}$	1
I[D]F	C1: T_{CD}	1
	C2: $T_c + T_p + T_l + T_r + T_{CD}$	1
I[D]FD	C1: $2T_{CD}$	2
	C2: $T_c + T_p + T_l + 2T_{CD}$	2
	C3: $T_c + T_p + T_l + T_r + 2T_{CD}$	1

Dado que los tiempos de interrupción y cantidad de cortes son distintos para estos casos, entonces se obtienen de esta forma los índices de confiabilidad de interés. Estos índices son: la Energía No Suministrada (ENS), el Índice de tiempo de

interrupción (SAIDI) y el Índice de frecuencia de interrupción (SAIFI). Lógicamente, el costo de inversión será distinto para estos casos.

- *Energía No Suministrada (ENS)* por interrupción del servicio: donde P_k es la potencia no abastecida del nodo k , y t_k es el tiempo que el nodo se encuentra interrumpido en el periodo considerado.

$$ENS \left[\frac{\text{kWh}}{\text{year}} \right] = \sum_{k=1}^{N_T} (P_k \cdot t_k) \quad (37)$$

- *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del sistema - System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*. Donde N_i es el número de clientes afectados por el corte i , y N_T es el número total de clientes.

$$SAIFI \left[\frac{1}{\text{year}} \right] = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{N_i}{N_T} \quad (38)$$

- *Índice de Duración de Interrupción Promedio del SDEE - System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*: donde T_i es el tiempo de duración del corte i .

$$SAIDI \left[\frac{\text{hs}}{\text{year}} \right] = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{N_i \cdot T_i}{N_T} \quad (39)$$

- *Costo de Adquisición y mantenimiento de Equipos*: para el caso de los interruptores y seccionadores, es el costo de los Equipos afectados por el factor de recuperación de capital.

$$C_{SP} \left[\frac{\text{USD}}{\text{year}} \right] = FRC_{SP} \cdot E_P \quad (40)$$

2.4 Evaluación potencial de la generación distribuida

En primer lugar, se busca obtener el mejor escenario de matriz eléctrica en el largo plazo. Se obtienen los parámetros del modelo a partir del análisis de ciclo de vida, escenarios energéticos proyectados según Business As Usual (BAU) y Responsabilidad colectiva (RC). El problema de los cargos de acceso a la generación distribuida se resuelve considerando los costos de inversión (C), las emisiones (CO_2) y la Tasa de Retorno Energético del sistema argentino (*Energy Returned on*

Investment - EROI). Las variables de este problema son continuas y por lo tanto el problema es complejo de resolver (Camargo & Schweickardt, 2016). En este modelo se tienen las siguientes consideraciones:

- Se analiza el sistema eléctrico argentino. Los 5 sectores principales son extracción, procesamiento, fabricación, ensamblaje y transporte, este último se distribuye por todo el sistema. El sistema de transporte consiste en: camiones, trenes de carga y barco. No se consideran restricciones en la capacidad de los distintos sectores.
- Las unidades utilizadas para los gastos energéticos de materiales fueron en Toneladas Equivalentes de Petróleo (ETP).
- Las variables son determinísticas, es decir existe certidumbre sobre el comportamiento de los parámetros y restricciones en cada etapa. No se consideran las curvas de crecimiento de petróleo y población.

Los coeficientes del modelo son calculados a partir de un Análisis de Ciclo de Vida - LCA, considerando que las entradas: gastos G , rendimientos η y tiempos por etapa. En primera instancia, no se considera una inversión tecnológica para disminuir los gastos G . Las unidades utilizadas para las salidas fueron TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo). El mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos ayuda a la preservación de los mismos, reemplazando las partes defectuosas o de avanzada vida útil con la consiguiente prolongación de la vida útil del equipo. Esto es estimado mediante coeficientes, los cuales son aplicados a la potencia instalada.

De esta manera, se obtiene la Tasa de Retorno Energético *EROI*, la cual es uno de los principales parámetros del modelo. Este procedimiento se detalla en la *TABLA XXXVII* del

ANEXO, subsección 5.2.2. Adicionalmente, en el ANEXO, subsección 4.1 se desarrollan las ecuaciones utilizadas, asociadas al modelo presentado. Se considera que las entradas del ciclo de vida y los parámetros relacionados a cada etapa no varían, es decir, no se introducen mejoras en los rendimientos η , por lo tanto la *EROI* no varía de una etapa a otra.

Se realiza un modelo multiobjetivo, donde los atributos a optimizar son:

- *Tasa de Retorno Energético - Energy Returned On Investment:*

$$EROI_T^{[k]} = \frac{\sum (AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum \left(AP_{gi}^{[k]} \cdot \frac{VU_{gi}^{[k]}}{EROI_{gi}^{[k]}} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \right)} \quad (41)$$

- *Emisiones de dióxido de carbono CO₂:*

$$CO_{2T}^{[k]} = 720 \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left(f e_{gi} \cdot AP_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \right) \quad (42)$$

- *Costo de inversión y mantenimiento de Equipos:*

$$C^{[k]} \left[\frac{USD}{MW} \right] = \frac{2.3 \cdot 10^5}{(1 + t_d)^k} \cdot \sum_1^{gn} \left(FRC \cdot \frac{AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \quad (43)$$

- *Inversión en potencia instalada de renovables por potencia instalada total:*

$$P_{Renovable}^{[k]} [Unidad] = \frac{\sum_{gi \in Renovables}^{gn} P_{gi}^{[k]}}{\sum_1^{gn} P_{gi}^{[k]}} \quad (44)$$

2.5 Modelo de emplazamiento óptimo de generación renovable en forma distribuida

En segundo lugar, y a partir del modelo de escenario óptimo, se define otro problema de optimización. Este se refiere a obtener la mejor alternativa para el emplazamiento óptimo de los generadores en forma distribuida en Media Tensión.

Los datos necesarios son los siguientes:

- Datos técnicos y topología de la red, es decir, los mismos datos que en el problema de la confiabilidad.

- Potencias demandadas de las subestaciones transformadoras (SETA).
- Datos técnicos de los generadores seleccionados (mismos datos que en el problema de los escenarios).

La variable de decisión representa si se vincula o no un generador en el nodo considerado y potencia del equipo. Se tienen nG equipos y N nodos, entonces el espacio de búsqueda será nG^N . Se realiza un modelo multiobjetivo, acorde a la *TABLA XLII* del ANEXO, donde los atributos a optimizar son:

- *Emisiones de dióxido de carbono CO_2 :*

$$U_1 = CO_{2T}^{[k]} = 8640 \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left(fe_{gi} \cdot P_{gi} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}} \right) \right) \quad (45)$$

- *Costo de inversión y mantenimiento de Equipos:*

$$U_2 = C^{[k]}[USD] = 2.3 \cdot 10^5 \cdot \sum_1^{gn} \left(FRC \cdot \frac{P_{gi} \cdot VU_{gi} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}} \right) \quad (46)$$

- *Producto técnico de tensión de suministro y Pérdidas Eléctricas: EL se asocia al conjunto de nodos ubicados en los extremos de línea (de cantidad N_{EL}).*

$$U_3 = \sqrt[N_{EL}]{\prod_{j \in EL} V_j} \quad U_4 = Perd \quad (47)$$

- *Inversión en potencia instalada de renovables por potencia instalada total:*

$$U_5 = P_{Renovable}^{[k]}[MW] = \sum_{1,2,4} (P_{gi} \cdot FC_{gi}) \quad (48)$$

2.6 Valoración económica de los atributos no monetizables

En la presente línea de investigación, la valoración económica de los criterios optimizados se realizó a través del índice de Costo intrínseco (CI) - *Intrinsic Cost* (IC), donde ambos términos se usan sin distinción. Se definió derivando la variable relacionada con el criterio a optimizar U_j , con respecto a la variable generalmente relacionada con el costo U_i (Schweickardt et al., 2010; Camargo et al., 2018):

$$IC_{ij} = \pm \frac{\partial U_i}{\partial U_j} = \pm \frac{\partial U_i}{\partial \mu_i} \cdot \frac{\partial \mu_i}{\partial \mu_j} \cdot \frac{\partial \mu_j}{\partial U_j} \quad (49)$$

El signo \pm depende del sentido de la optimización, es decir, si ambos atributos i y j son de maximización o minimización. En caso de que coincidan los sentidos el signo es (+), o (-) en caso contrario. Los términos $\frac{\partial \mu_i}{\partial U_i}$ y $\frac{\partial \mu_j}{\partial U_j}$ son las derivadas de los criterios analizados, respecto de sus funciones de preferencia difusas.

$$\frac{\partial \mu_i}{\partial U_j} = \frac{-EW_i}{U_i^{Sup} - U_i^{Inf}} \cdot \mu_i^{1-\frac{1}{EW_i}} \quad (50)$$

$$\frac{\partial \mu_j}{\partial U_j} = \frac{-EW_j}{U_j^{Sup} - U_j^{Inf}} \cdot \mu_j^{1-\frac{1}{EW_j}} \quad (51)$$

Entonces, la expresión del costo intrínseco es la siguiente:

$$IC_j = \pm \frac{EW_i}{EW_j} \cdot \frac{U_j^{Sup} - U_j^{Inf}}{U_i^{Sup} - U_i^{Inf}} \cdot \frac{\mu_i^{1-\frac{1}{EW_i}}}{\mu_j^{1-\frac{1}{EW_j}}} \cdot \frac{\partial \mu_i}{\partial \mu_j} \quad (52)$$

En estos trabajos, la expresión matemática para determinar $\frac{\partial \mu_j}{\partial \mu_i}$ se obtuvo a partir de la función de aptitud que aplica la cláusula '*Ceteris Paribus*'. Esta cláusula, que generalmente se usa en economía, significa "todas las otras cosas permanecen invariables o constantes". Luego, las otras variables asociadas con los criterios de optimización se consideraron constantes. Este enfoque conduce a expresiones matemáticas extensas cuando el número de objetivos a maximizar o minimizar es grande. Partiendo entonces de la definición de la confluencia t-norma producto de Einstein:

$$\mu(\mu_i, \mu_r) = \frac{\mu_i \cdot \mu_r}{2 - (\mu_i + \mu_r - \mu_i \cdot \mu_r)} \quad (53)$$

Derivando el término $\mu(\mu_i, \mu_r)$ respecto a μ_i :

$$\frac{\partial \mu}{\partial \mu_i} = \left(\mu_r + \mu_i \cdot \frac{\partial \mu_r}{\partial \mu_i} \right) \cdot \left(2 - (\mu_i + \mu_r - \mu_i \cdot \mu_r) \right) - \mu_i \cdot \mu_r \cdot \left(\mu_r + \mu_i \cdot \frac{\partial \mu_r}{\partial \mu_i} - 1 - \partial \mu_r \right) \quad (54)$$

Por '*Ceteris Paribus*' si es verdad que $\frac{\partial \mu}{\partial \mu_i} = 0$, entonces el término $\frac{\partial \mu_r}{\partial \mu_i}$ puede ser obtenido como:

$$\frac{\partial \mu_r}{\partial \mu_i} = - \frac{\mu_r}{\mu_i} \cdot \frac{\mu_r - 2}{\mu_i - 2} \quad (55)$$

2.6.1 Costo de peaje

Considerando el fundamento los costos de peaje, se debe calcular el monto económico por el desvío de la alternativa propuesta. Si se analiza la definición del IC, la variable $\partial\mu_i$ puede aislarse, resultando la integral entre U_i^{Ref} (alternativa de referencia) y U_i . Esta expresión se denomina "Peaje" (TABLA XII), que se refiere a los gastos generales cobrados por los desvíos respecto a los valores máximos o mínimos de referencia.

TABLA XII. Penalización a partir del Costo Intrínseco (CI) - Intrinsic Cost (IC).

Fuente: Elaboración Propia.

VALORACIÓN DEL ATRIBUTO	$\int_{U_i}^{U_i^*} \partial U_r = \int_{U_i^*}^{U_i} IC_{r i} \partial U_i$
COSTO DE PEAJE	$Ep_{r i} = \frac{IC_{r i}^{Ref} + IC_{r i}}{2} \cdot (U^{Ref} - U_r)$
ÍNDICE DE COSTO INTRÍNSECO (IC)	$IC_{r i} = \frac{EW_i}{EW_r} \cdot \frac{U_r^{Sup} - U_r^{Inf}}{U_i^{Sup} - U_i^{Inf}} \cdot \frac{\mu_i \frac{1}{EW_i}}{\mu_r \frac{1}{EW_r}} \cdot \frac{\mu_r - 2}{\mu_i - 2}$
ÍNDICE DE COSTO INTRÍNSECO PROMEDIO	$\bar{IC}_{r i} = \frac{IC_{r i}^{Ref} + IC_{r i}}{2}$
ÍNDICE DE EFICIENCIA	$i_{eficiencia} = \frac{\mu_i^*}{\mu_i}$

El superíndice * se refiere a la alternativa óptima. Respecto a los tipos de externalidad propuestos, se tienen tres casos:

- Si el peaje es positivo $Ep_{r i} > 0$, entonces la externalidad es positiva. Es decir la alternativa seleccionada por la empresa de distribución es peor que el valor de referencia U^{Ref} y se impone una penalización económica.
- Si el peaje es negativo $Ep_{r i} < 0$, la externalidad es negativa. Es decir la alternativa seleccionada por la empresa de distribución es mejor que el valor de referencia U^{Ref} . Entonces se retribuye con un subsidio.
- Si el peaje es nulo $Ep_{r i} = 0$, no hay externalidad y por lo tanto la empresa no es penalizada ni subsidiada. Sin embargo, la exención de multa económica podría verse como un incentivo para la empresa.

Esta integral es compleja de calcular analíticamente, ya que el costo intrínseco es una expresión no lineal, y la variable de integración también aparece como una relación funcional con otras variables. Por lo tanto, se pueden aplicar métodos numéricos para resolver dicha integral, como el método de los trapecios, integral de Simpson, etc. Se utiliza como aproximación el método los trapecios, del cual surge el término índice de costo intrínseco promedio $\overline{TC}_{r,i}$. Si se evalúan un conjunto de alternativas r y se obtiene el costo total, incluyendo la valoración de los atributos no monetizables, se obtiene lo que en la presente tesis se denomina peaje.

3 PROCEDIMIENTO

Para mayor comprensión de la metodología propuesta, se realizaron algoritmos explicando cada una de las herramientas utilizadas, las cuales se presentan en el ANEXO, sección 5.2.2. En estos algoritmos se vinculan los tres pilares de la tesis: *la modelación del problema* (escenarios energéticos, confiabilidad y generación distribuida), *modelación multiobjetivo* y *resolución por metaheurística*.

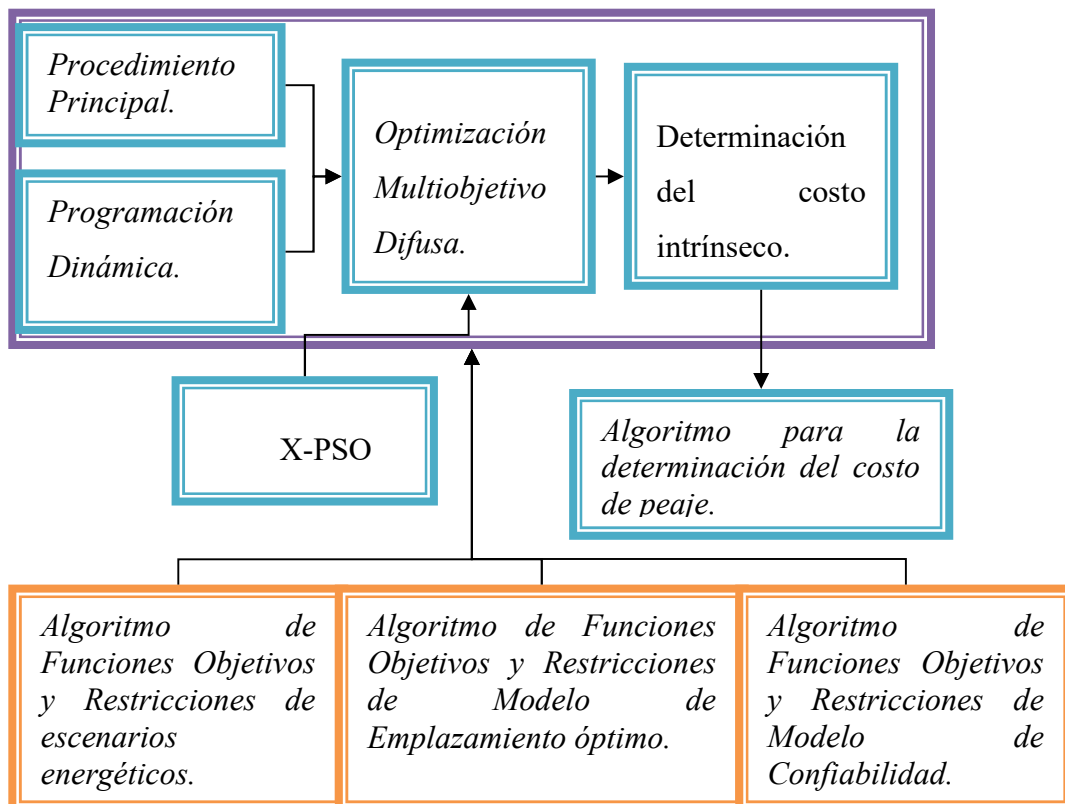


Figura 23. Descripción esquemática de la metodología propuesta, basado en los algoritmos del ANEXO, sección 5.2.2.
Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta en la *Figura 23* un diagrama esquemático descriptivo para vincular estos algoritmos. Los tres problemas se resuelven en forma similar, al problema de los escenarios energéticos debe añadirse una programación dinámica difusa, la cual considera adicionalmente la confluencia difusa entre etapas. La función de aptitud resultante se optimiza de igual forma para los tres problemas, mediante metaheurísticas X-PSO.

3.1 Escenario más satisfactorio para la transición energética hacia las renovables

En la *Figura 24* se presenta el diagrama esquemático relacionado al funcionamiento para la determinación del escenario más satisfactorio.

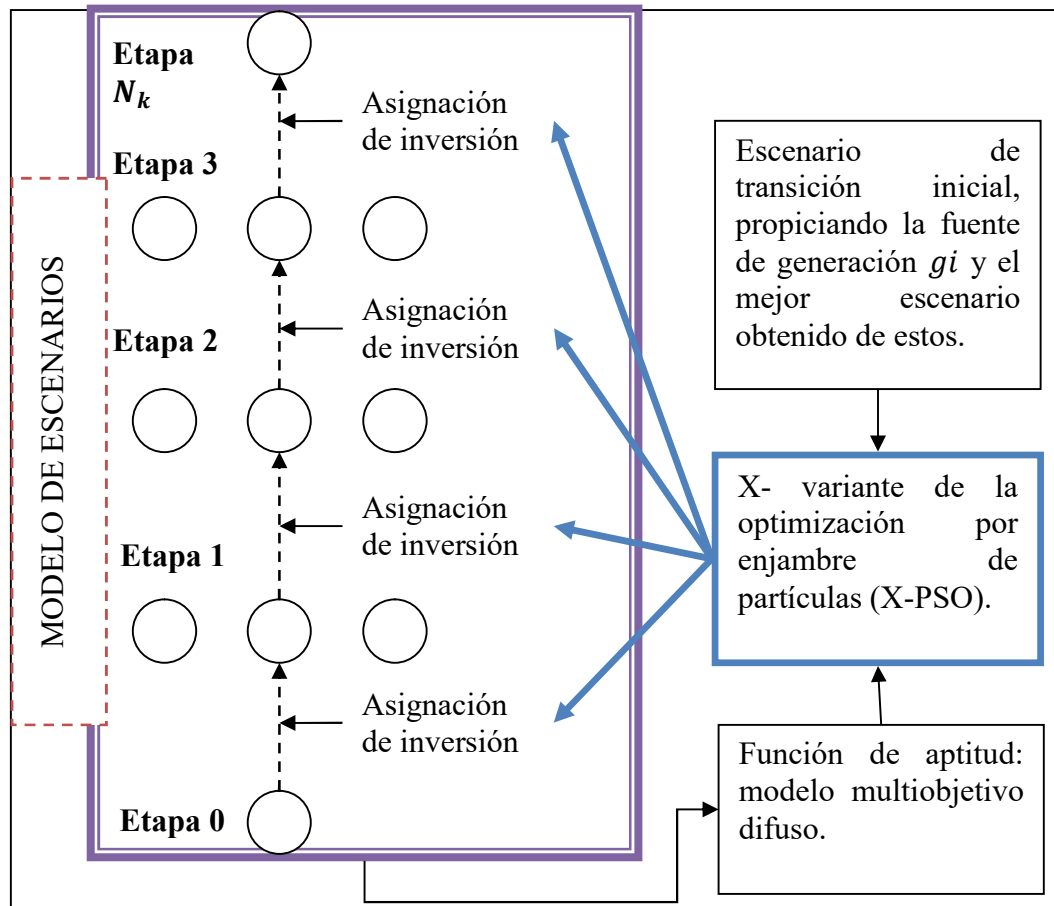


Figura 24. Modelo de escenario más satisfactorio, basado en la asignación de inversiones en potencia instalada, por fuente de generación.
 Fuente: Elaboración Propia.

Se aplica en primer lugar este procedimiento para cada tipo de generación, con el fin de ajustar cada escenario. Se parten de escenarios iniciales, que incrementan la matriz eléctrica de cada tipo de generación. Posteriormente, se realiza la optimización de cada escenario mediante el mismo procedimiento descrito en dicha figura. De esta manera, se obtienen escenarios de transición que han sido mejorados por la metaheurística FEPSO (Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo con extensión al dominio difuso - *Fuzzy Evolutive*). Posteriormente, se selecciona el que tiene mejor función de aptitud como entrada para realizar el mismo procedimiento. De esta manera se obtiene el escenario más satisfactorio. Adicionalmente, en la *Figura 25* se presenta un esquema aclarativo del modelo de escenarios, para la determinación de los escenarios de transición hacia cada tipo de generación y la determinación del escenario más satisfactorio.

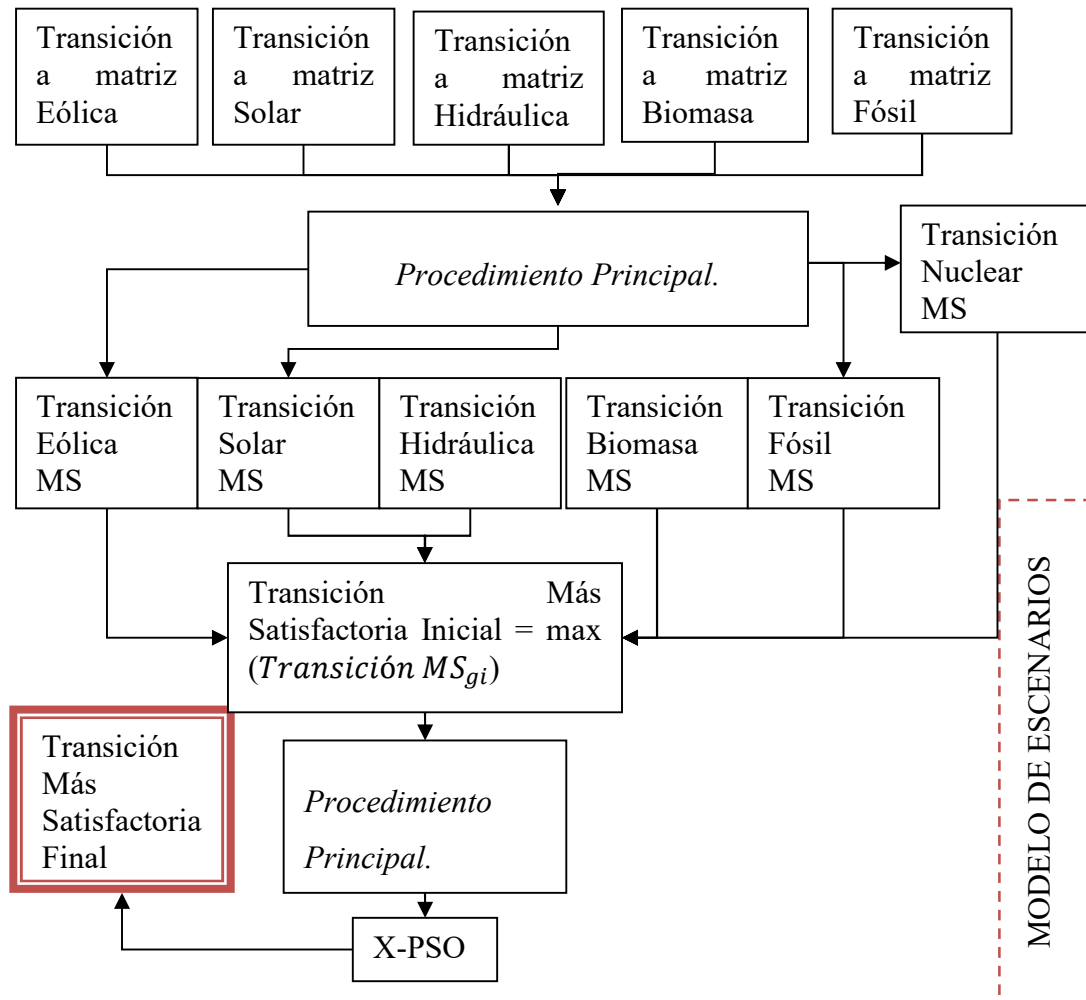


Figura 25. Modelo de escenario más satisfactorio, donde la TABLA XXXIII se refiere al Procedimiento Principal.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2 *Sistemas de distribución en Media Tensión: emplazamiento óptimo de generación renovable en forma distribuida y problema de confiabilidad*

Una vez obtenido el mejor escenario de inversión en renovables, se verifica dicho plan de inversión mediante el modelo de optimización de emplazamiento óptimo. Se obtienen los valores de referencia de los conjuntos difusos asociados a los distintos atributos: *Costo de Inversión*, *Emisiones de CO₂*, *Pérdidas eléctricas*, *Tensión de suministro* (máxima y mínima) y *potencia generada media*. Las tensión y pérdidas eléctricas se limitan en base a los valores regulatorios:

- Tensión De Suministro Máxima: se limita entre el 3% y %5 por exceso del Valor Nominal de tensión, es decir, 13.2 kV. Este atributo corresponde a una función difusa del tipo rampa de pendiente positiva.
- Tensión De Suministro Mínima: se limita entre el 3% y %5 por defecto del Valor Nominal de tensión. Este atributo corresponde a una función difusa del tipo rampa de pendiente negativa.
- Pérdidas Eléctricas: se limita entre el 1% y el 7% de la potencia demandada total.

El valor de referencia relacionado a las emisiones de *Emisiones de CO₂* mínimas (v^{Inf}) se obtuvieron mediante una optimización monoobjetivo, sin restricciones (ver *Figura 26*):

$$\min CO_2 = 720 \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left(fe_{gi} \cdot P_{gi} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}} \right) \right) \quad (56)$$

Donde los parámetros son fe_{gi} (Factor de emisiones de CO₂), el rendimiento η_{gi} , el factor de carga FC_{gi} y la tasa de retorno energético $EROI_{gi}$. La variable de decisión corresponde a la potencia a instalar en el emplazamiento de Generación Distribuida (GD): P_{gi} . De este escenario, se obtuvo también el valor de referencia, relacionado al costo máximo de inversión en los generadores distribuidos v^{sup} . Es decir, la máxima inversión de referencia corresponde a la alternativa que minimiza las emisiones (ver *Figura 26* y *Figura 27*). La peor situación de referencia relacionada a los atributos de calidad corresponde a la alternativa de no invertir en el emplazamiento de generadores la red. Una vez obtenidos los valores de referencia de los conjuntos difusos, se resolvió el problema del emplazamiento óptimo de

generación distribuida mediante el Modelo Multiobjetivo Difuso, propuesto en la *Figura 28*. Se aclara que se resolvieron los problemas de Confiabilidad y Generación distribuida en forma separada, es decir, no se consideró el funcionamiento de los generadores durante el accionamiento de los equipos de Seccionamiento y Protección.

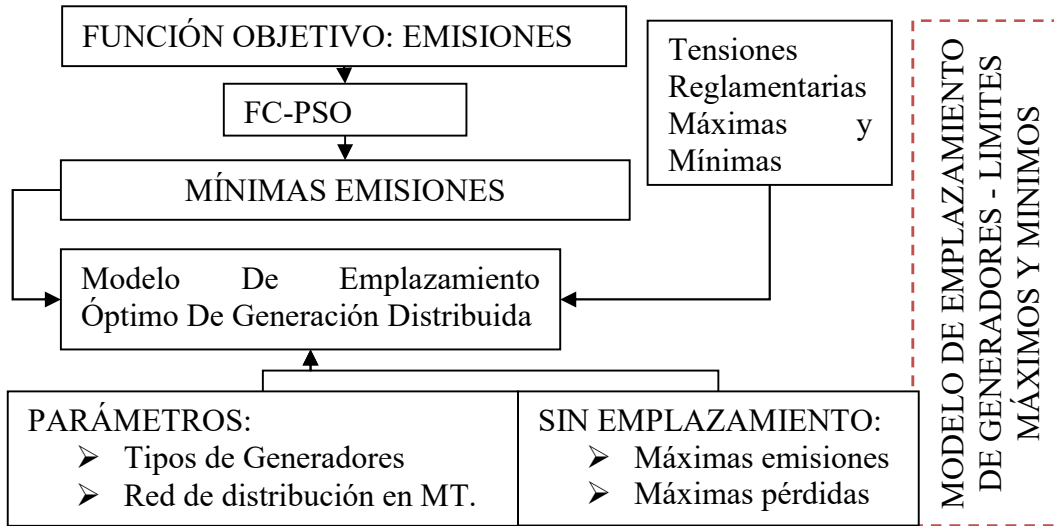


Figura 26. Obtención de los valores de referencia del modelo de emplazamiento de Generación Distribuida en Media Tensión. Fuente: Elaboración Propia.

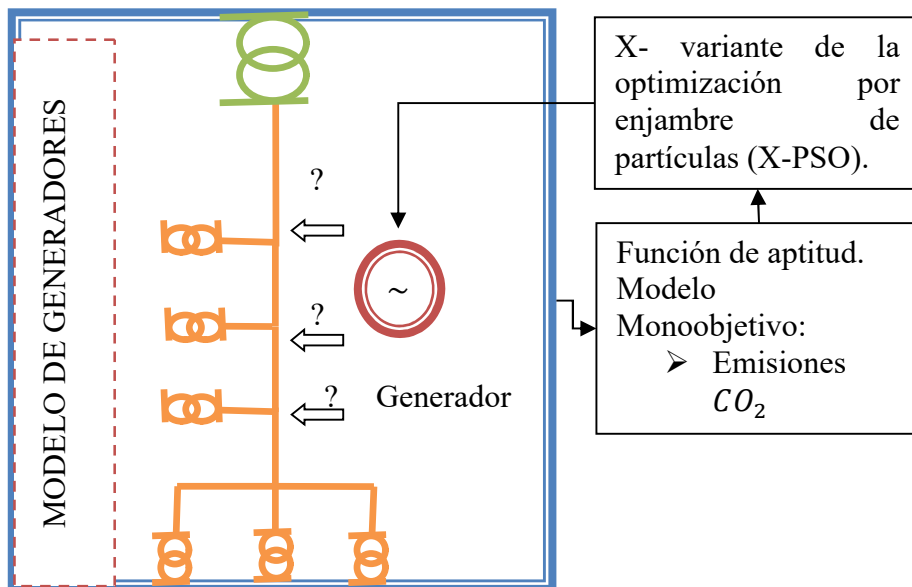


Figura 27. Obtención de los límites operativos. Fuente: Elaboración Propia.

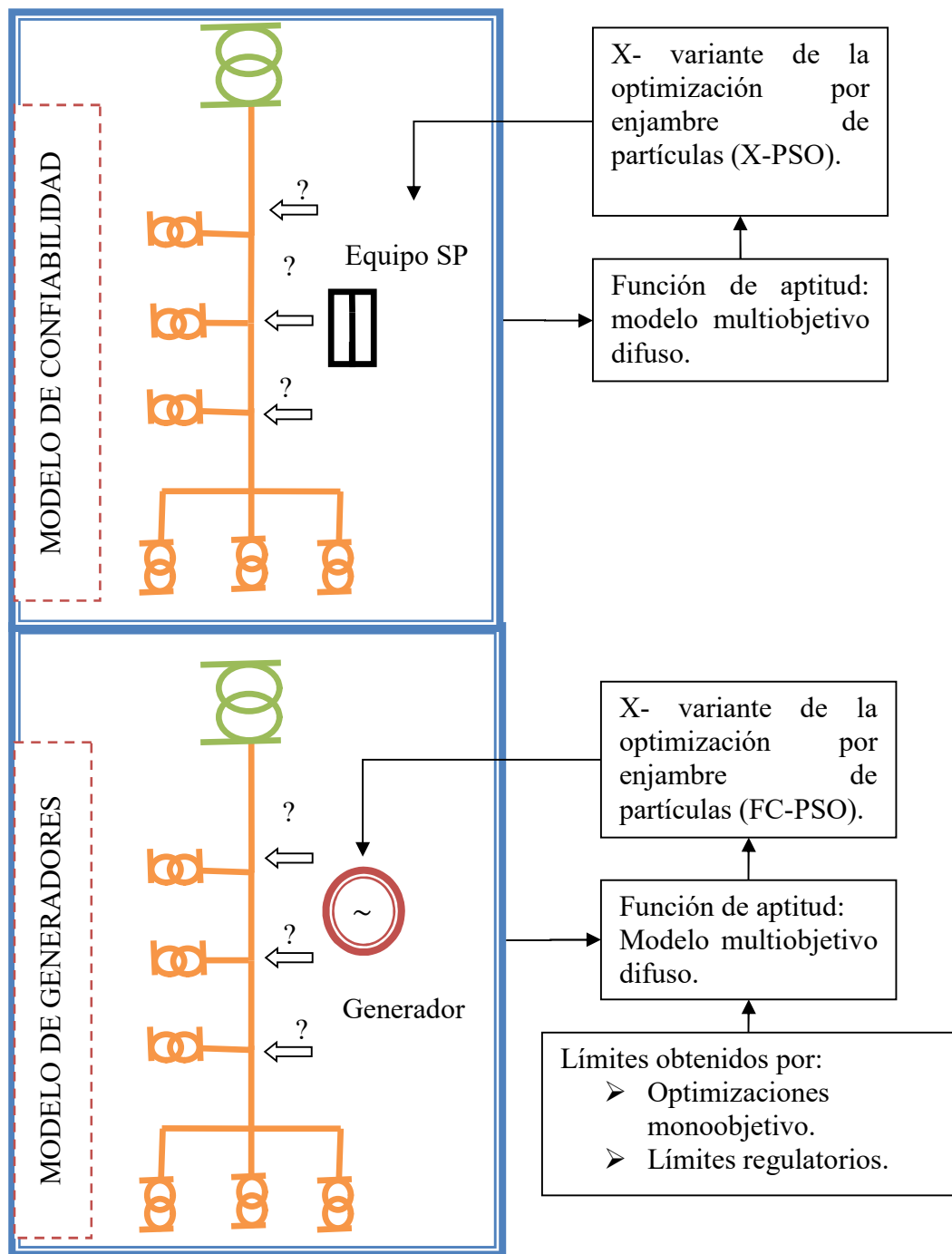


Figura 28. a) Modelo de confiabilidad. b) Modelo de emplazamiento de generadores.

Fuente: Elaboración Propia.

Se comparan los modelos de Confiabilidad y Generación Distribuida con el objetivo de mostrar las semejanzas y diferencias en la resolución de los mismos. En estos problemas se deben emplazar distintos tipos de equipos en cada nodo de la red (generadores o SP, según el problema analizado). Es decir, en estos problemas la

metaheurística propone una configuración de equipos a instalar según dos criterios (en forma conceptual): si se instala o no el equipo y qué clase de equipo.

Las diferencias son las siguientes:

- En el caso del problema de confiabilidad, el equipo está asociado a un dispositivo de Seccionamiento y Protección SP (Interruptor, Seccionador y Fusible). De esta forma, se obtienen los índices de costo y confiabilidad mediante el algoritmo de la *TABLA XXXV* del ANEXO, sección 5.2.2.
- En el caso del problema de emplazamiento óptimo de generación distribuida, el equipo está asociado a un generador a instalar (Solar fotovoltaico, eólico, biomasa y fósil). Se basa en la *TABLA XXXIX* del ANEXO, sección 5.2.2. Posteriormente, se obtienen los índices de costo y calidad técnica mediante el algoritmo de la *TABLA XLIII*.

En la *TABLA XIII*, se presentan descriptivamente la forma de las funciones de aptitud de cada uno de los problemas analizados. Se optó por la función de aptitud rampa, por ser la más simple de implementar y analizar. La función rampa que puede ser:

- Con pendiente positiva, es decir creciente, lo cual implica que la función será de maximización. De esta forma, a mayor valor del atributo analizado, mayor será la función de aptitud. Esto es hasta que alcance el valor máximo para el cual valdrá 1.
- Con pendiente negativa, es decir decreciente, lo cual implica que la función será de minimización. Al contrario que en el caso de maximización, a menor valor del atributo analizado, mayor valor de aptitud se tiene.

Entonces, aquellos criterios que se quisieron maximizar, se usó la función de aptitud de rampa creciente y viceversa.

TABLA XIII. Resumen de características de funciones difusas.

Fuente: Elaboración Propia.

TIPO		FUNCIÓN DE PREFERENCIA	
DECRECIENTE (MINIMIZACIÓN)		$\mu_m = \begin{cases} 1 & , U_m^{Inf} \geq U_m \\ \left(\frac{U_m^{Sup} - U_m}{U_m^{Sup} - U_m^{Inf}} \right)^{EW_m} & , U_m^{Inf} \leq U_m \leq U_m^{Sup} \\ 0 & , U_m^{Sup} \leq U_m \end{cases}$	
CRECIENTE (MAXIMIZACIÓN)		$\mu_m = \begin{cases} 0 & , U_m^{Inf} \geq 0 \\ \left(\frac{U_m - U_m^{Inf}}{U_m^{Sup} - U_m^{Inf}} \right)^{EW_m} & , U_m^{Inf} \leq U_m \leq U_m^{Sup} \\ 1 & , U_m^{Sup} \leq U_m \end{cases}$	
ARTIBUTO		TIPO DE FUNCIÓN	PENDIENTE
CONFIABILIDAD	Costo de inversión	Rampa	Decreciente (minimización)
	SAIDI		
	SAIFI		
	ENS		
MODELO DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS	Tasa De Retorno Energético		Creciente (maximización)
	Costo de inversión		Decreciente (minimización)
	CO ₂		
	Potencia instalada		
MODELO DE EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO	Costo de inversión		Decreciente (minimización)
	CO ₂		
	Perdidas		
	Potencia instalada		
	Tensión máxima		
	Tensión mínima	Creciente (maximización)	

Para favorecer el análisis, se presentan como complemento a los resultados obtenidos, gráficas de algunos atributos en forma de mapas. El término mapa se refiere en este documento al uso de figuras bidimensionales donde los valores de los índices se estudiaron en una escala de colores. Estos mapas representan los nodos de la red, ubicados en las coordenadas geométricas que les corresponden, con el objetivo de visualizar cuantitativamente como impactan las soluciones propuestas en los índices de calidad a los nodos de los distribuidores. A su vez, se busca observar las zonas más vulnerables. Los ejes de coordenadas 'x' e 'y' son la distancia con respecto a un punto de referencia, hacia el este y hacia el norte, respectivamente. El origen de coordenadas (0,0) representa el nodo alimentador principal del sistema de distribución estudiado (ver *Figura 29*). En la referencia (Camargo et al., 2018) se aplicó este modelo para resolver uno de los sistemas de distribución.

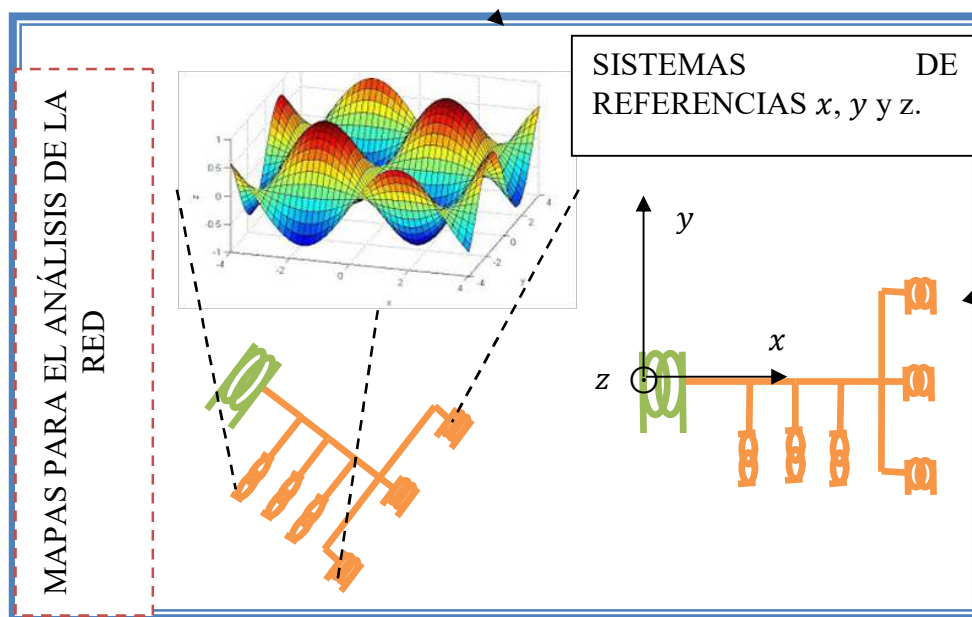


Figura 29. Descripción gráfica de la representación de los mapas relacionados a los atributos de los sistemas de distribución.
 Fuente: Elaboración Propia.

Para obtener el costo propio de distribución se obtuvo en primer lugar el Valor Intrínseco del costo asociado a los atributos de optimización o Costo Intrínseco. Para ello, se utilizó el procedimiento de la *TABLA XXXV* y *TABLA XXXVI* del ANEXO, sección 5.2.2. A partir de los índices de costo y calidad se obtienen los índices difusos correspondientes y posteriormente se obtiene el costo intrínseco y su valor

medio. Entonces, se obtienen los costos de peaje (costo propio de distribución en el caso de los sistemas de distribución).

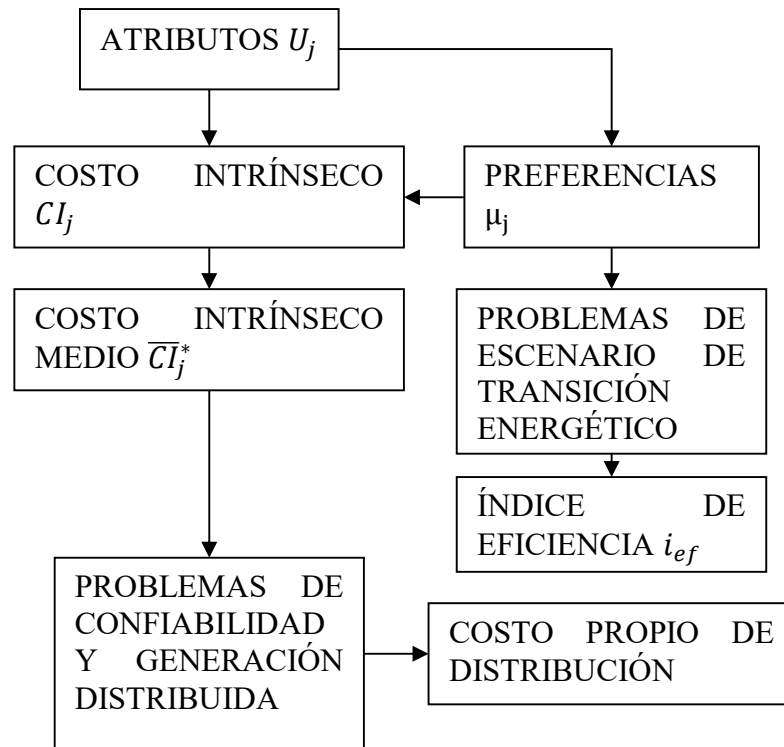


Figura 30. Descripción gráfica de la metodología utilizada para obtener los costos de peaje en el sistema de distribución, y el índice de eficiencia para la comparación de escenarios de transición energética.

Fuente: Elaboración Propia.

Para el problema de transición energética se propuso un índice adicional, con el cual se busca comparar los distintos escenarios obtenidos. Este índice se denominó índice de eficiencia, y mide la relación entre la valoración de la mejor alternativa disponible y la alternativa i a evaluar. Si se dispone de un conjunto de alternativas i a evaluar y una de ellas posee la mayor función de aptitud μ_j^* , entonces es de interés obtener la relación entre el peaje mínimo y el peaje de cada alternativa r .

$$i_{ef} = \frac{\mu_i^*}{\mu_i} \tag{57}$$

4 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentó en este capítulo el modelo utilizado en la presente tesis, junto con las herramientas regulatorias. Este modelo contempla:

- En primer lugar, los problemas analizados: confiabilidad, escenarios y emplazamiento de generación renovable.
- Inclusión de la modelación multiobjetivo difuso, basado en el modelo de Bellman y Zadeh, para formular la función de aptitud.
- Incorporación de metaheurísticas X-PSO: con topología de Factor de Constricción (FC-PSO), von Neumann (FC-PSO VN) y evolutivo (EPSO).
- Contempla los conceptos de externalidades aplicados a las penalizaciones. Se observa que la metodología aplicada es compleja, por lo tanto, se presentaron los principales aspectos de interés.

CAPÍTULO 8

RELEVAMIENTO DE LA INFORMACION

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el *CAPÍTULO 6* se resumió el modelo y metodología aplicada en la presente tesis, la cual está basada en las hipótesis metodológicas del *CAPÍTULO 5*. Acorde a estos modelos, resumen los principales parámetros del modelo que fueron relevados e hipótesis adicionales de importancia, relacionadas al relevamiento.

Se realizó un relevamiento del problema según los tres tipos planteados: escenarios energéticos, confiabilidad y emplazamiento óptimo.

Para el escenario energético, se relevaron datos de la matriz energética actual, crecimientos pronosticados según los escenarios de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER) y datos adicionales. Adicionalmente, mediante el modelo de simulación propuesto en la presente tesis, se realizaron escenarios de generación propiciando cada fuente de generación: eólica, solar fotovoltaica, hidráulica, biomasa, fósil y nuclear.

Respecto a la red de distribución, se estudió una red modelo real que representa la red de Concepción del Uruguay. Este modelo es útil para los problemas de optimización de la confiabilidad y emplazamiento de generadores. El sistema de distribución está compuesto por tres independientes, administradas por tres distribuidoras. En el presente trabajo se llaman: Red 1, Red 2 y Red 3.

2 RELEVAMIENTO DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS

En la *TABLA XIV* se presentan los datos utilizados para la fabricación de cada tipo de generación: Generación Eólica (GE), Solar Fotovoltaica (GS), Hidráulica (GH), Biomasa (GB), Fósil (GF) y Nuclear (GN). Se presentan adicionalmente los datos de composición por cada tipo de generación, según los requerimientos relativos de materiales: polímeros, hierro, aluminio, cobre, hormigón y otros (dispositivos electrónicos). Adicionalmente, se presentan los factores utilizados para el factor de seguridad de servicio, correspondiente al aprovechamiento de la potencia instalada. El gasto de combustible representa la equivalencia en Toneladas Equivalentes de Petróleo de la fuente de generación [TEP/TON], para los tres

primeros se recurrió a la equivalencia para el vector energético Energía eléctrica [TEP/KWh].

TABLA XIV. Datos de Composición de Materiales según Generación. Se presenta respectivamente: el peso por potencia, el porcentaje en polímeros, hierro, aluminio, cobre, hormigón, y otros. También se presentan el rendimiento energético o gasto de los combustibles utilizados [TEP/TON], Factor de Carga (FC), Rendimiento, Vida Útil (VU), Tasa de Retorno Energético (TRE) y Tiempo de Recuperación.

Fuente: Elaboración Propia.

PARÁMETROS DEL MODELO						
TDG	GE	GS	GH	GB	GF	GN
Peso [Tan/MW]	300	500	700	800	800	500
Polímeros [%]	0.1	0	0.05	0.1	0.1	0.1
Hierro [%]	0.5	0.3	0.35	0.5	0.5	0.5
Aluminio [%]	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Cobre [%]	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Hormigón [%]	0.2	0.1	0.4	0.2	0.2	0.2
Otros [%]	0.1	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1
GASTO [TEP/TON]	0.27	0.27	0.27	2000	2000	3646.8
FC	0.37	0.24	0.69	0.71	0.89	0.72
Rendimiento	0.8	0.65	0.8	0.32	0.35	0.3
VU [AÑOS]	25	25	60	15	15	40
TRE	4.11	3.59	6.63	4.54	4.3089	9.6154
TR	6.08	6.96	9.04	3.30	3.48	4.15

Se observa en la *TABLA XIV* que la mayor tasa de retorno obtenida corresponde a la generación nuclear, debido a la alta relación de equivalencia [TEP/TN combustible] y al bajo gasto de combustible anual (Camargo et al 2016). El requerimiento de combustible es aproximadamente 80 Tn de uranio con un enriquecimiento del 3% aproximadamente, un gasto 1000 veces menor al requerido por las centrales térmicas. Los tiempos de Recuperación de las centrales Eólicas, Nuclear y Fósil son similares, y por lo cual ambas fuentes son reemplazantes viables. La generación Solar e Hidráulica presentan un tiempo de recuperación alto, la primera por la baja EROI que resulta debido al alto gasto de materiales por potencia invertida y bajo factor de Seguridad de Servicio. Respecto a la generación hidráulica, si bien la EROI es alta, el tiempo de Vida Útil (VU) es elevado (60 años

aproximadamente). Por esta razón, y debido a los altos costos energéticos y económicos, se buscan alternativas a este tipo de generación.

3 RELEVAMIENTO ENERGÉTICO

3.1 Relevamiento de la generación por biomasa y biogás

Se realizó un relevamiento estimado del potencial de biomasa y biogás disponible en Entre Ríos y aprovechable en Concepción del Uruguay. La materia prima utilizada para generar está compuesta por Biomasa y Biogás. En el primero se estudian la foresto y agro industria y en el segundo los residuos orgánicos del gallinazo. En este sentido, se considera a utilización de grupos electrógenos de cogeneración que permitan la obtención de electricidad y calor, que puede ser utilizado para una segunda etapa de turbina de gas. Este equipo se emplaza en el lugar de la estación transformadora de interés. Se instala además un depósito de reserva en el lugar. Se supone que existe aceptación de los usuarios.

3.1.1 Relevamiento de la generación por biomasa

Argentina cuenta con aproximadamente 23.9 millones de hectáreas sembradas de cultivos Transgénicos, siendo el tercer productor mundial más importante de cultivos transgénicos y el segundo en América Latina. La actividad está regulada por la ley N° 26093, que establece como meta un 5% del diésel de consumo en biodiesel. La ley 26093 se denomina Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles (Anschau et al., 2009).

La producción de biocombustibles, como el etanol y el biodiesel, tiene el potencial para reemplazar cantidades significativas de combustibles fósiles en muchas aplicaciones de transporte. Generalmente el biodiesel es utilizado como aditivo del diésel convencional en proporción del 20%, dependiendo del costo del combustible base y de los beneficios esperados. Su gran ventaja es reducir considerablemente las emisiones, el humo negro y el olor. La mezcla denominada E20, constituida 20% de etanol y 80% de derivados del petróleo, resulta aplicable en la mayoría de motores de ignición. Actualmente, este tipo de combustible es subsidiado, pero, en el futuro, su actividad puede hacerse competitiva. Sin embargo, debe considerarse que la rentabilidad de los biocombustibles es menor comparada que los combustibles fósiles (Network, 2002).

En Entre Ríos se disponen de múltiples fuentes de biomasa.

- Aserraderos de monte nativo 6768.
- Aserraderos de plantaciones forestales 153714.
- Molinos arroceros 84450.

La metodología denominada WISDOM (por sus siglas en inglés de Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles) permite identificar, cuantificar y localizar la producción y demanda de biomasa, así como otros eventuales recursos de este tipo aun no utilizados, dentro de un área geográfica específica (Trossero et al., 2009). Respecto a los residuos de cosecha en cultivos de arroz, hasta el momento se ha identificado 140000 ha en Entre Ríos (de un total de 170000 ha), estando las restantes 30000 ha localizadas en otras provincias.

Se estima que el potencial de Entre Ríos en Biomasa/biogás es alrededor de 400 MW. Dado que la demanda es del orden del 4% de la demanda total (1.28 GW de 32 GW), se puede cubrir el 30% de la demanda total de Entre Ríos por este medio. De los 400 MW se puede asignar a Concepción del Uruguay alrededor de 32 MW (un 8% según la proporción de la población). Con un factor de potencia de 0.85 equivale a una potencia instalada de 37.6 MVA.

3.1.2 Relevamiento de la generación por biogás

Dada la gran concentración de industrias avícolas en la provincia, se consideran los residuos provenientes de estas para la producción de biogás. Para la cría y engorde de pollo se supone que se utiliza cáscara de arroz, en vez de aserrín, para el armado de esta. Se hace esta suposición por distintas razones. En primer lugar, la abundancia de este residuo en la provincia y dificultades de uso alternativo. En segundo lugar, el uso de aserrín dificulta la utilización de las camas de pollos una vez desechadas para la producción de biogás. Por lo tanto, se supone que por reglamentación provincial se exige que las camas de pollo contengan cáscara de arroz y que su residuo sea tratado en plantas de producción de biogás. El biogás será utilizado para producción energética y los residuos fertilizantes serán cedidos a la empresa de criado y engorde. A partir de la información existente en Registro Único el 31 de marzo del 2017, se obtuvo información la cantidad de granjas desagregadas por provincia y tipo de producción: carne, huevos, reproducción, recría, incubación,

otros. En ese estudio, se relevó la distribución de las unidades productivas con actividad de granja por departamento o partido, para las siguientes producciones: granjas avícolas para producción de carne, granjas avícolas para producción de huevos, granjas avícolas para reproducción. Adicionalmente, la mitad de las granjas se concentran principalmente en las provincias de Entre Ríos (52 %), fundamentalmente en las proximidades de los grandes centros urbanos. A nivel país predominan las granjas con capacidad de alojamiento menor a 50000 aves, siendo las de mayor frecuencia las que alojan entre 10000 y 20000 aves (granjas de tipo familiar), localizadas principalmente en las provincias de Entre Ríos y Buenos Aires. En Entre Ríos predomina la estructura de tipo familiar con capacidad menor a 30.000 aves, mientras que, en Buenos Aires, si bien también se destacan las granjas familiares, predominan las granjas de mayor tamaño, que superan las 100000 aves (Cardin, 2016). Adicionalmente, en la primera, se encuentran alrededor de 2700 granjas. En el año 2017 la faena nacional fue de 729929000 cabezas, y la producción provincial fue del 52 %, esto es 379563080 cabezas. Se asigna a Concepción del Uruguay un 8 % de las granjas (acorde al porcentaje de población respecto a la provincia).

Adicionalmente, el periodo de engorde de cada pollo es de 45 días aproximadamente, por lo cual se tienen $365[\text{días}] \cdot \frac{1}{45} \left[\frac{\text{vez}}{\text{días}} \right] = 9 \left[\frac{\text{veces}}{\text{año}} \right]$. Entonces, $\frac{729 \cdot 10^6 \text{ cabezas/año}}{9 \text{ lote/año}} \cdot 52[\%] \cdot 8[\%] = 3.368 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cabezas}}{\text{lote}} \right]$ corresponde a la cantidad de cabezas de ave por lote obtenido a los 45 días en Concepción del Uruguay. Si se traslada esta cantidad a mes, se obtiene una cantidad de cabezas/mes de $3.368 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cabezas}}{\text{lote}} \right] \cdot \frac{1 [\text{lote}]}{45 [\text{días}]} \cdot 30 [\text{días}] = 2.24 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cabezas}}{\text{mes}} \right]$.

Para calcular el volumen de biogás disponible, dado que se pueden obtener en residuos una cantidad de $0.150 \left[\frac{\text{kg residuos}}{\text{cabeza} \cdot \text{dia}} \right]$ y a partir de estos residuos, se puede obtener en biogás $\frac{90 [\text{m}^3 \text{ biogas}]}{1000 [\text{kg residuo}]}$. Entonces el volumen de biogás disponible a partir de los residuos del gallinazo corresponde a:

$$\begin{aligned} \text{Biogas} &= 2.24 \cdot 10^6 \left[\frac{\text{cabezas}}{\text{mes}} \right] \cdot 0.150 \left[\frac{\text{kg residuos}}{\text{cabeza} \cdot \text{dia}} \right] \cdot 30 [\text{días}] \\ &\cdot \frac{90 [\text{m}^3 \text{ biogas}]}{1000 [\text{kg residuo}]} = 909360 \left[\frac{\text{lbs biogas}}{\text{mes}} \right] \end{aligned} \quad (58)$$

Si se dispone de un equipo de generación de 0.2 MVA, con un consumo de 35 [lts/hr] se tiene una potencia instalada de:

$$P_{\text{media}} = 909360 \left[\frac{\text{lts biogas}}{\text{mes}} \right] \cdot \frac{1 [\text{mes}]}{30 [\text{días}]} \cdot \frac{1 [\text{día}]}{24 [\text{hr}]} \cdot \frac{[\text{hr}]}{35 [\text{lts}]} \cdot 0.2 [\text{MVA}] \quad (59)$$

$$= 7.216 [\text{MVA}]$$

Entonces, si se tiene un factor de carga del 71% (16 hs de funcionamiento a plena carga), se tiene una potencia instalada de:

$$P = \frac{7.216 [\text{MVA}]}{71[\%]} = 10.1[\text{MVA}] \quad (60)$$

Por lo tanto, considerando únicamente el sector avícola, se disponen potencialmente de 10.1 [MVA] para ser utilizado como insumo de generación. Si se disponen de unidades de generación de 0.2 MVA pueden instalarse hasta 50 generadores. En conclusión, la biomasa y biogás pueden usarse potencialmente como insumo para generar energía. También estos recursos son candidatos para ser utilizados para la Generación Distribuida.

3.2 Relevamiento de datos de potencial eólico

El potencial eólico de la Argentina supera los 2000 GW, 65 veces la capacidad total instalada. La Patagonia es una de las regiones de mayor potencial eólico, tres variables están presente en forma casi simultánea: dirección, constancia y velocidad del viento. La forma de medición del viento es en m/s , cuando su velocidad supera los 4 m/s (equivalente a 14 km/h) es apto para instalaciones eólicas. En la Patagonia hay regiones con promedios de 9 m/s . En un área de 1 km^2 con 16 turbinas 450/500 kW de capacidad se puede generar 23 $GW/año$.

Respecto a las posibilidades de penetración de la generación eólica, entre las ventajas mencionadas resaltan que la transformación de energía es “gratuita”, aprovechando la energía del viento, que es un recurso no escaso. Pueden obtenerse altas potencias instaladas en espacios reducidos, comparado con la generación solar, lo cual reduce enormemente los requerimientos de terreno para la instalación de un parque eólico. La integración a gran escala de energía eólica conlleva nuevos desafíos para los operadores de modo de mantener sus estándares de seguridad y calidad de servicio. Las principales variaciones de la potencia eólica están dadas por los patrones climáticos diarios, siendo estas variaciones causadas por turbulencias u

otros de bajo impacto. Respecto a la intermitencia del viento y seguimiento de la demanda, en los sistemas de potencia la generación total debe ser continuamente ajustada para poder suplir la demanda y mantener la frecuencia dentro de los rangos impuestos por la norma técnica en vigencia. Para la aplicación de esta alternativa en Generación Distribuida (GD) es viable el uso de generadores de baja y media potencia, esto es hasta 1 MW, debido al incremento de los costos de inversión, equipamiento requerido, dimensiones del generador y predio requerido para las instalaciones.

3.2.1 Potencial en Entre Ríos

A partir de los registros obtenidos de las mediciones meteorológicas en la zona se puede obtener información gráfica y estadística de las velocidades de viento y el hipotético funcionamiento de un *aerogenerador*. Las mediciones de velocidad del viento se realizan mediante *anemómetros*, instalados a una altura de 10 mts.

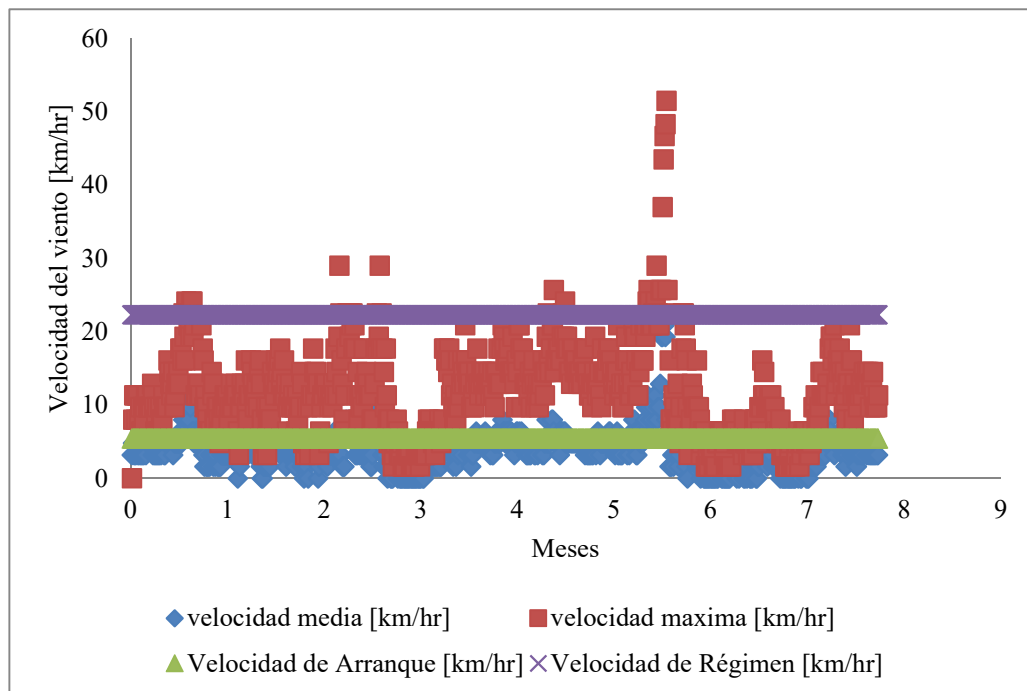


Figura 31. Gráfica de curva semanal de viento.

Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 31 se tienen las velocidades máximas y mínimas del régimen de viento para Concepción del Uruguay. Adicionalmente, se tienen las *velocidades de arranque y régimen del aerogenerador*. Se observa que las velocidades son menor o comparables a la velocidad de arranque del generador, con un corto periodo de

tiempo en los cuales se presentan estas velocidades. La velocidad promedio de las mediciones es de 3.8 km/hr , la de arranque es 5.4 km/hr y la de régimen es de 22 km/hr . Se presentan también las curvas probabilísticas de distribución de la velocidad de viento y función acumulada, donde el eje de abscisa es la velocidad del viento, el eje de ordenada es el mes analizado y el color representa la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento. Se observa que las velocidades mayores a las de régimen presentan una probabilidad menor al 10% (ver *Figura 32* y *Figura 33*). Es decir, el 10% del semestre, el generador llegará a la velocidad de régimen o de funcionamiento normal (no a la velocidad de máxima capacidad).

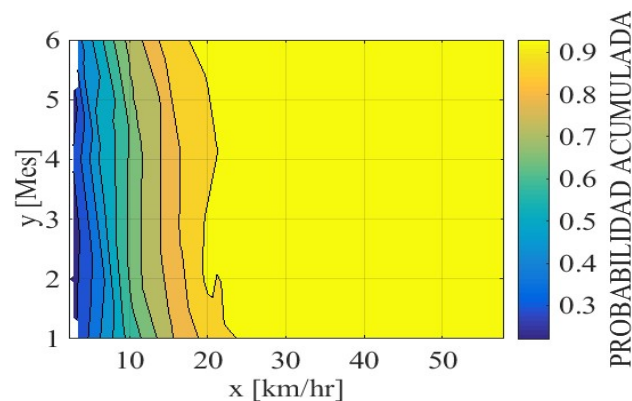


Figura 32. Gráfica de distribución de probabilidad asociada a la velocidad de viento.

Fuente: Elaboración Propia.

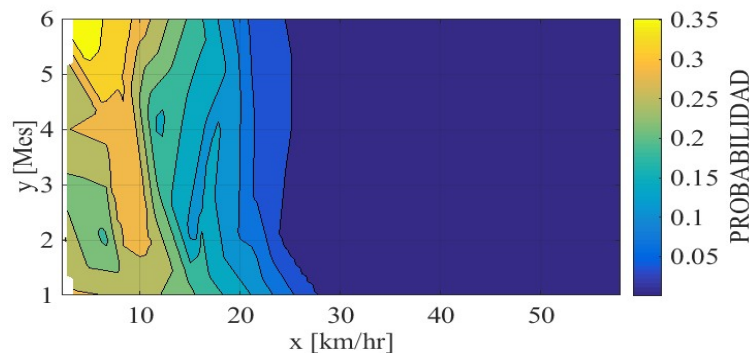


Figura 33. Gráfica de distribución de probabilidad acumulada asociada a la velocidad de viento.

Fuente: Elaboración Propia.

Por lo tanto, se recurre a incrementar la altura de los aerogeneradores, con el fin de obtener velocidades de viento mayores. Para extrapolar la medición para otras alturas, distintas a las de medición, se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_2 = \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^n \cdot V_1 \tag{61}$$

Donde n es la constante adimensional de von Karman (vale 0.4), V_1 es la velocidad medida por la estación meteorológica a una altura H_1 , obteniendo una velocidad V_2 a una altura H_2 . En esta sección se presentan las curvas probabilísticas de distribución de la velocidad de viento y función acumulada. En estas gráficas, en el eje x se presenta la velocidad del viento, y en el eje y se presenta el mes correspondiente. En ellas se observa que la probabilidad de obtener velocidades mayores a 20 km/hr es del 10%, y por lo tanto la energía no suministrada por esta fuente por intermitencia será alta. Si se incrementa la altura a 30 mts, se obtiene una velocidad media de 25 km/hr. Si se recurre a una curva típica de funcionamiento de un aerogenerador, se obtiene un Factor de Carga del 32%. Las ordenadas de estas curvas generalmente se encuentran en m/s, pero se cambió la unidad para mejor interpretación. Entonces, se requiere de una gran altura, para obtener la tercera parte de la potencia instalada del generador.

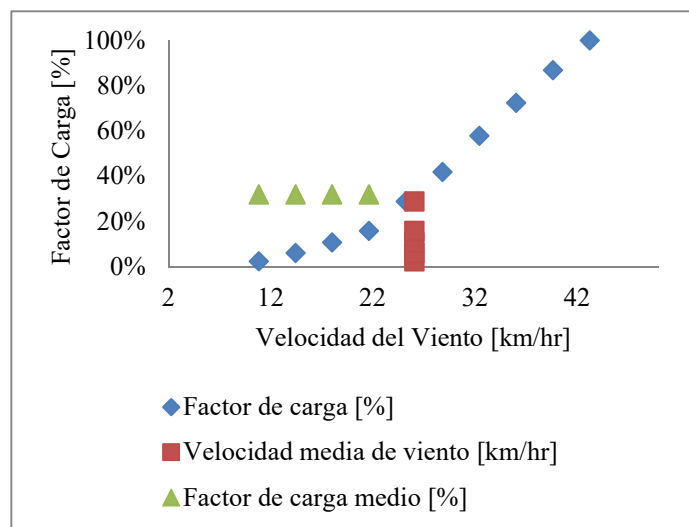


Figura 34. Gráfica de factor de carga a partir de la velocidad media de régimen de viento.

Fuente: Elaboración Propia.

3.3 Gráfica de radiación solar directa

Se utilizaron estudios de radiación solar para un periodo de 4 meses, correspondientes a la estación meteorológica de Gualeguaychu. En estos estudios se obtuvieron la radiación solar global (total) y la radiación difusa (la radiación que

queda atrapada en la atmósfera) por minuto. Estos datos fueron procesados y presentados en la *Figura 35*. En ella se presenta la radiación solar directa en $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$, la cual es la diferencia entre la radiación global o total y la radiación difusa.

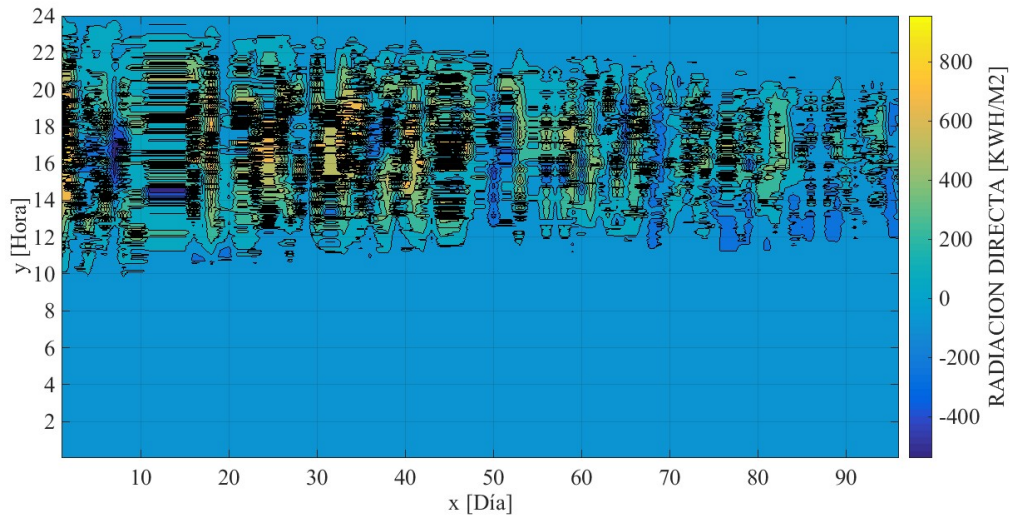


Figura 35. Gráfica de radiación solar directa.

Fuente: Elaboración Propia.

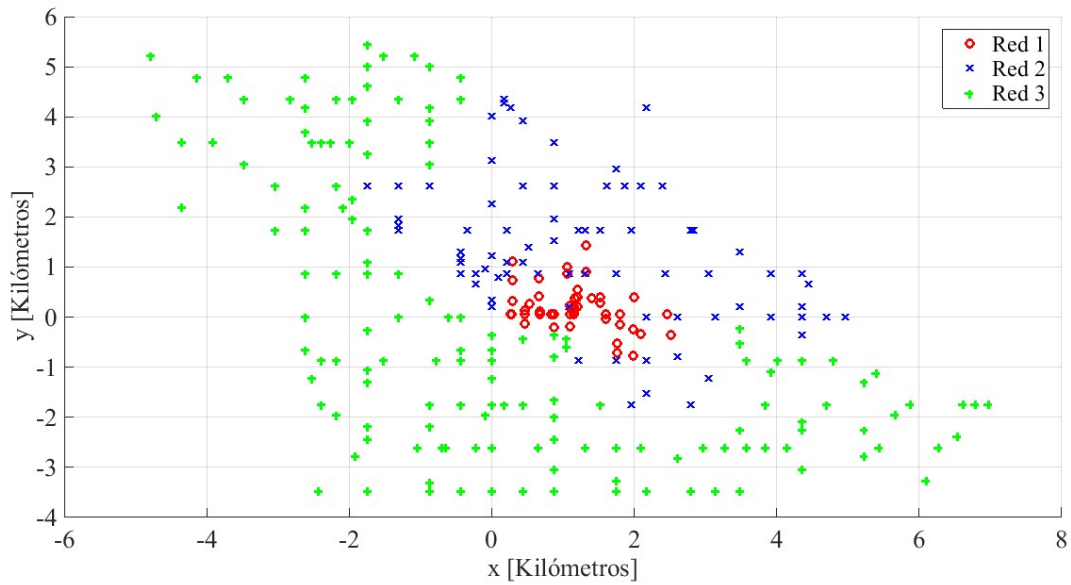
En esta gráfica, en el eje x se presenta el día del año y , en el eje y se presenta el mes correspondiente. El eje z , representado por el color de la barra, representa la radiación directa recibida en una superficie plana fija. Se observa que los valores de irradiancia energética rondan entre 400 y 800 kWh/m^2 .

De esta gráfica, se obtiene un factor de carga alrededor del 24 %, acorde a las horas de salida del sol, y tiempo en que la radiación directa incide en el panel solar para la transformación energética.

La zona negativa representa el efecto de la humedad al retener la energía procedente de la radiación difusa, la cual queda atrapada en la atmósfera (la radiación difusa es mayor a la global).

4 RELEVAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se estudió un Sistema De Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) en Media Tensión (13,2 kV) modelo, con el fin de asemejar al sistema de distribución de Concepción del Uruguay. Esta red está compuesta por tres sistemas de distribución independientes, cuyo nodo slack corresponde a la estación transformadora.



*Figura 36. Sistema de Distribución.
Fuente: Elaboración Propia.*

Se presenta en la *Figura 36* el sistema de distribución analizado, el cual consiste en tres subsistemas de distribución: red 1, red 2 y red 3.

- La red de color rojo representa la zona céntrica de la ciudad (red 1). Esta red es la que posee mayor concentración de usuarios y con mayores potencias demandadas por SETA. Su área de cobertura es la menor (ver *TABLA XV*)
- La red de color azul representa la zona noreste (red 2). Esta red abarca parte de la zona céntrica y zonas aledañas de menores demandas. Posee un área de cobertura intermedia.
- La red de color verde representa la zona sur y noroeste (red 3). Esta red abarca zonas alejadas con menores demandas y gran área de cobertura intermedia.

El origen de coordenadas corresponde a la ubicación de la Estación Transformadora principal, que abastece los tres sistemas de distribución. En este punto salen las líneas correspondientes a estos tres sistemas.

La *TABLA XV* muestra cuantitativamente las diferencias entre estos sistemas de distribución, a partir de los principales datos extraídos: cantidad de nodos, usuarios, potencia demandada e instalada. El área de la red influye en la impedancia y tasas de falla que tendrán las líneas eléctricas (debido a la longitud de los conductores).

TABLA XV. Resumen de los principales datos de los sistemas de distribución analizados.

Fuente: Elaboración Propia.

	RED DE DISTRIBUCIÓN 1	RED DE DISTRIBUCIÓN 2	RED DE DISTRIBUCIÓN 3
NÚMERO DE NODOS DE LA RED	47	108	182
NÚMERO DE USUARIOS	4565	2122	2444
POTENCIA INSTALADA TRANSFORMADORES [MVA]	6.88	7.80	7.43
POTENCIA DEMANDADA [MVA]	4.64	3.95	3.01
ÁREA [km²]	6	21	48.30

Se observa que el factor de carga de los transformadores es del orden del 58%, ya que corresponde a un escenario de demanda media. Se analiza de ahora en adelante cada una de las redes por separado, buscando mayor simplicidad de presentación, resolución y procesamiento de los resultados obtenidos.

En la *Figura 37*, *Figura 38* y *Figura 39* se presenta información adicional respecto a las vinculaciones de las SETA, para cada una de estas tres redes. En estas figuras se presentan las ubicaciones de las SETA en la red, con las potencias instaladas y la cantidad de usuarios. Por simplicidad de los esquemas no se presenta información acerca de las potencias demandadas por estas subestaciones y se omiten el resto de los nodos de la red.

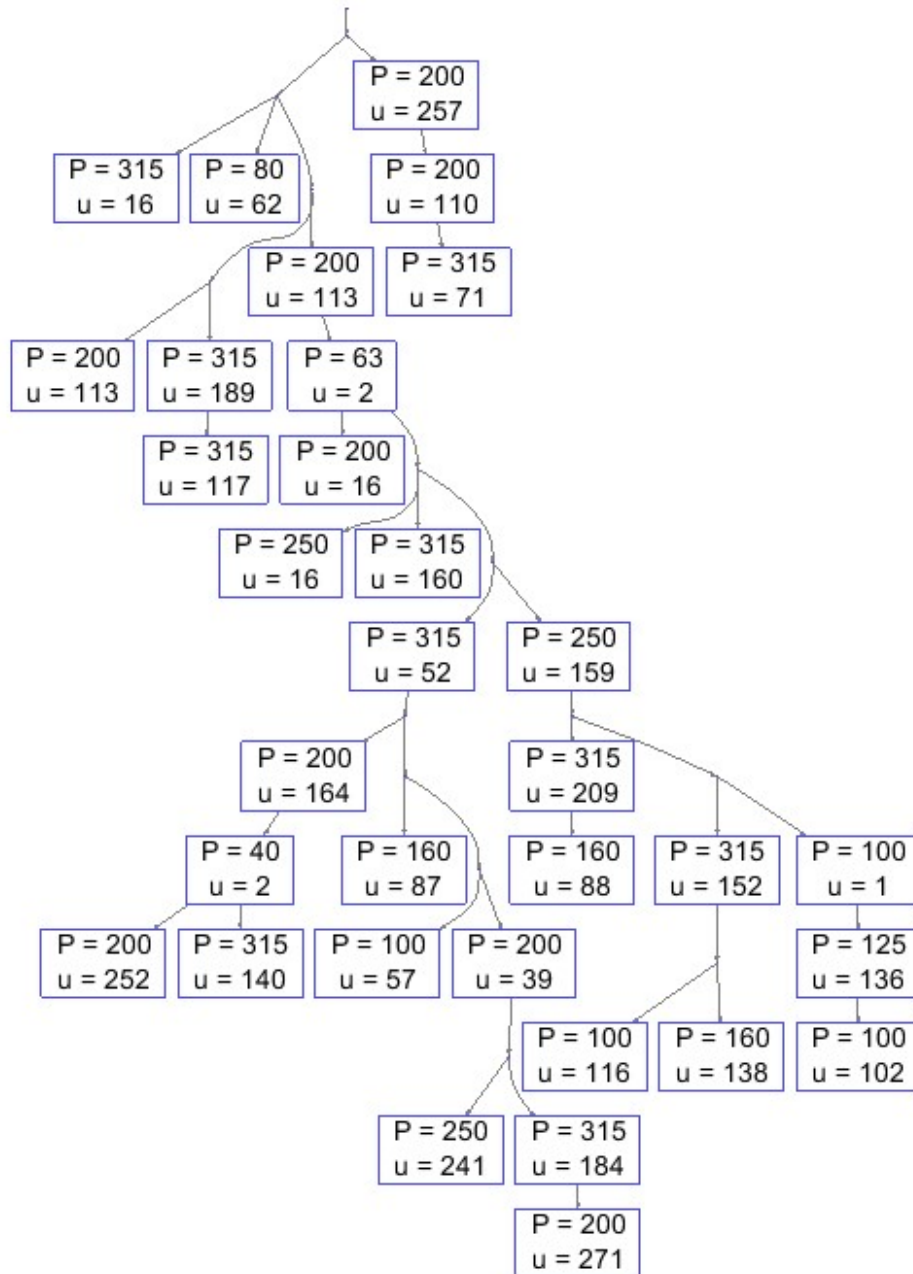


Figura 37. Nodos con Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 1.

Fuente: Elaboración Propia.

En primer lugar, se presenta en la Figura 37 la conexión de las SETAs en la red de distribución N° 1, la cual posee 47 nodos y tiene vinculadas 33 SETAS.

Se observa en esta red que la potencia promedio de las subestaciones transformadora es alrededor de 200 MVA, y la cantidad de usuarios promedio es de 140.

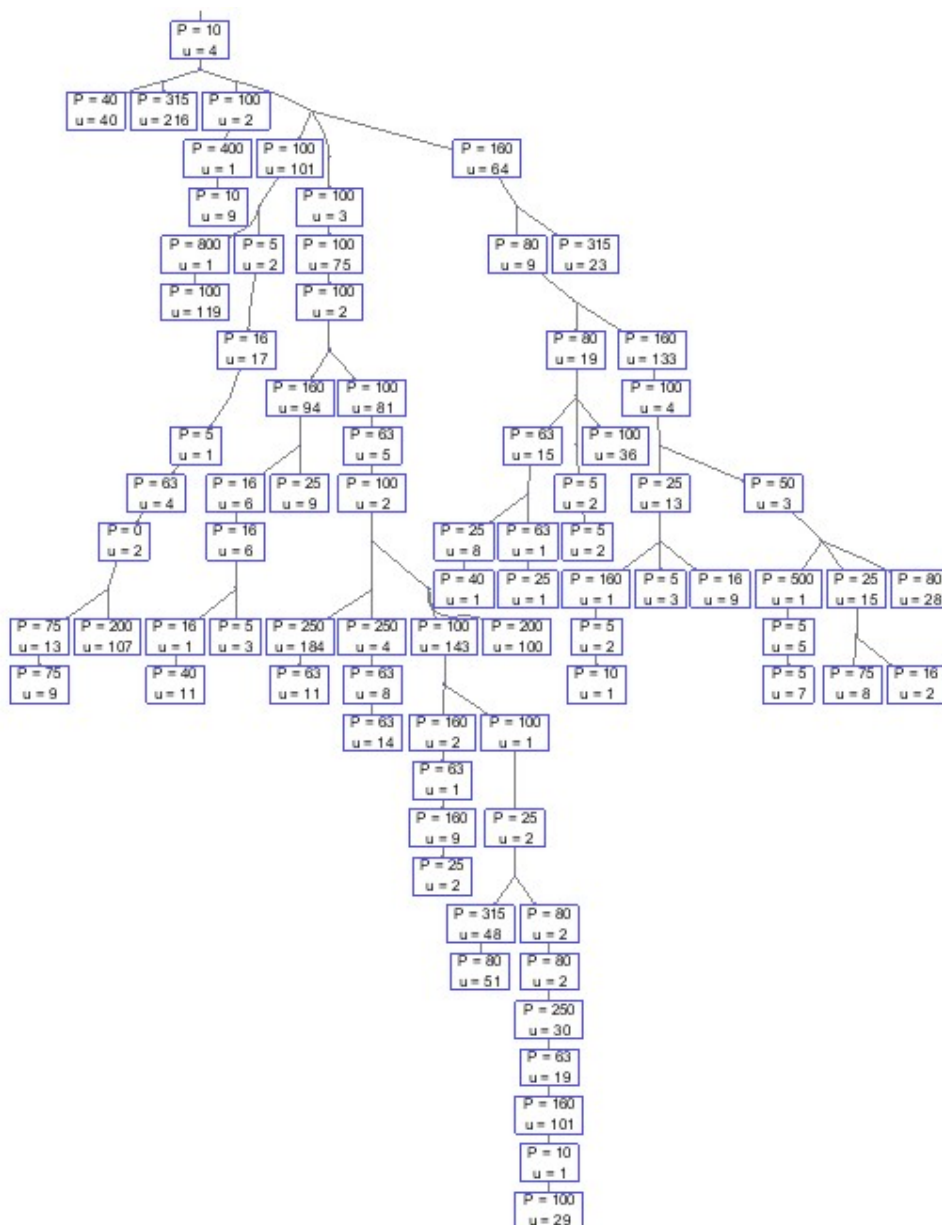


Figura 38. Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 2.

Fuente: Elaboración Propia.

En segundo lugar, se presenta en la *Figura 38* la conexión de las SETAs en la red de distribución N°2, la cual posee 108 nodos y tiene vinculadas 80 SETAs. En esta red que la potencia promedio de las SETAs instaladas es alrededor de 72 MVA y en promedio 19 usuarios se encuentran vinculados a estas.

La red N° 3, que es la red de mayor área de cobertura y cantidad de nodos (108 nodos), tiene 145 SETAs con una potencia promedio de 52 MVA. Esto se muestra en la *Figura 39*.

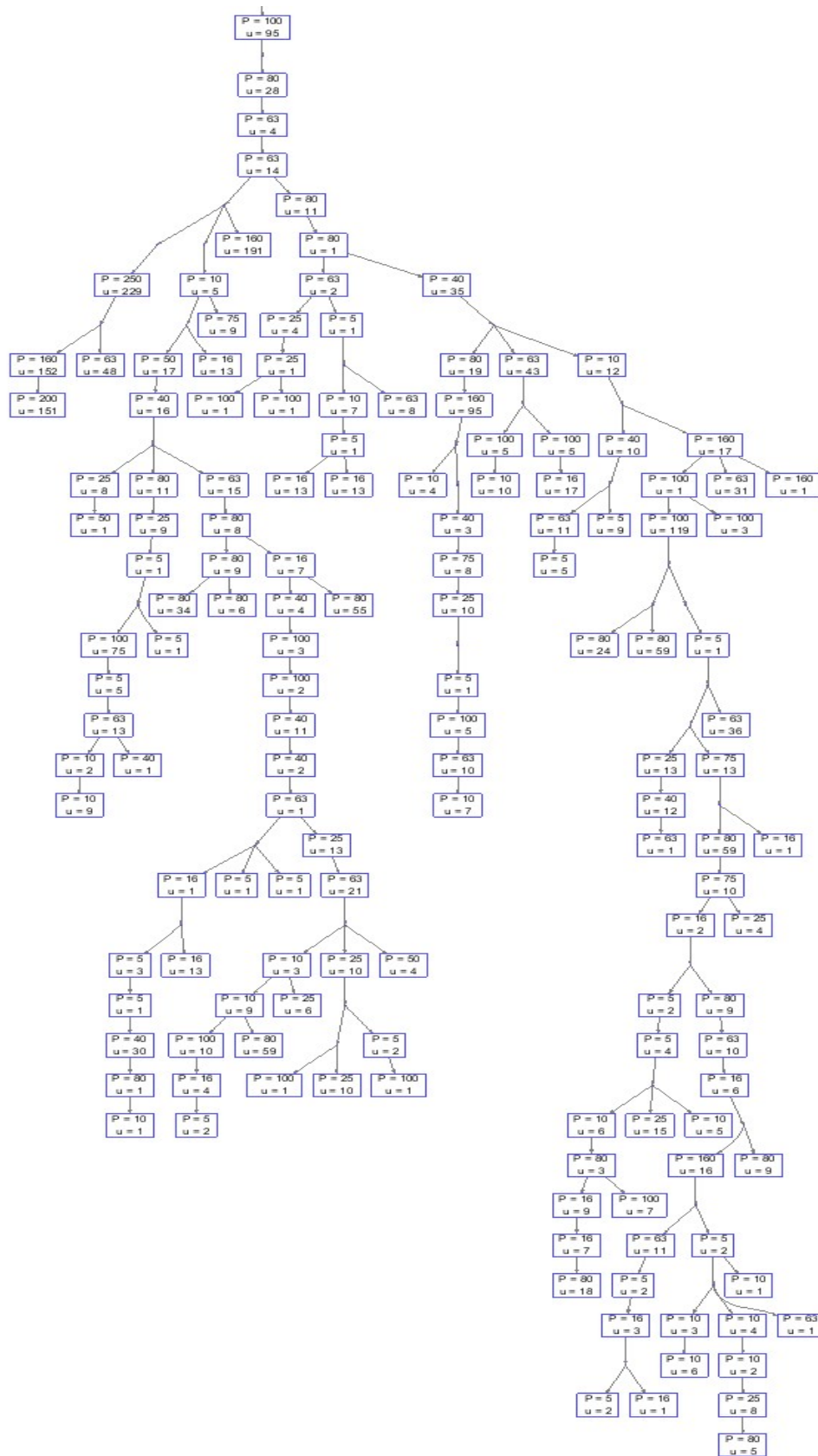


Figura 39. Subestaciones Transformadoras (SETA) vinculadas para la red de distribución N° 3.

Fuente: Elaboración Propia.



Figura 40. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 1.
Fuente: Elaboración Propia.

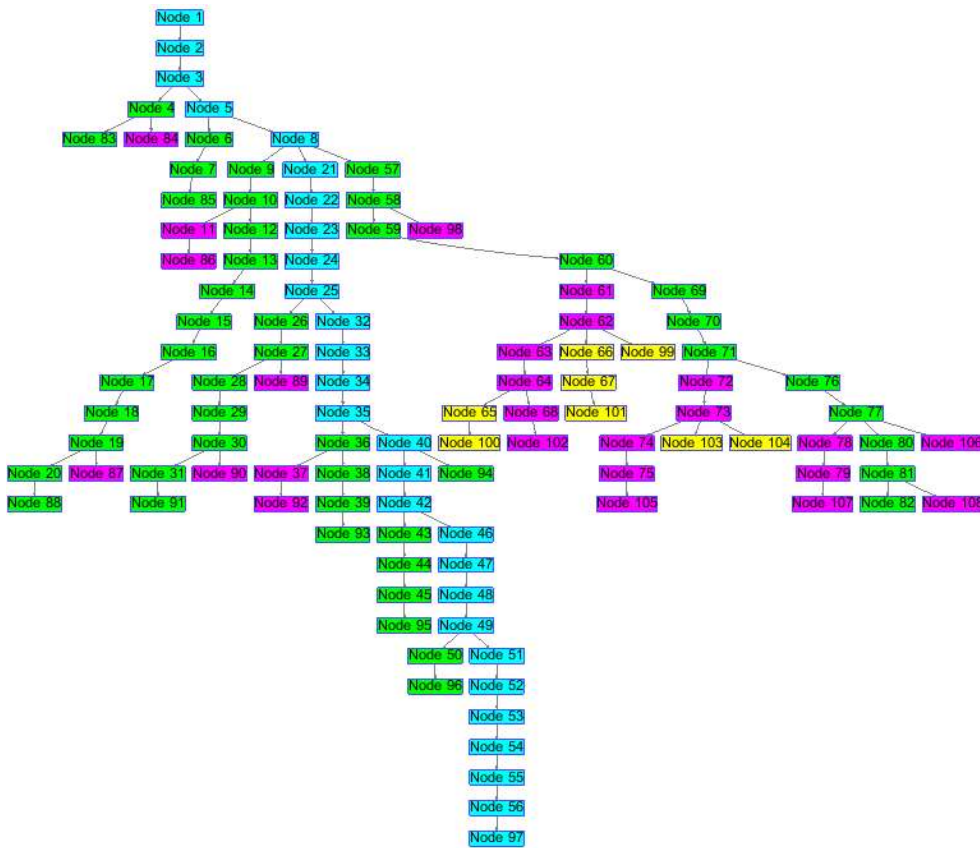


Figura 41. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 2.
Fuente: Elaboración Propia.



Figura 42. Descripción de niveles de la red para la red de distribución 3.
Fuente: Elaboración Propia.

En las Figura 40, Figura 41 y Figura 42 se presentan las figuras de las redes analizadas por niveles, según el algoritmo de Búsqueda En Anchura (en inglés BFS - Breadth First Search). Este algoritmo se presenta la TABLA XLV, en el ANEXO, sección 5.2.3. Cada nivel representa una ramificación primaria (cyan), secundaria (verde), terciaria (magenta) y cuaternaria (amarilla).

La Red N° 1 tiene 3 niveles, al ser la red más simple. En cambio, las redes N°2 y N° 3 tienen 4 niveles, más allá de la diferencia en la configuración, cantidad de

nodos y cargas. Se observa que existe una diferencia en la cantidad de nodos por nivel y cantidad de ramificaciones.

El SDEE modelo propuesto es más simplificado y con menos potencia demandada que el SDEE real de Concepción del Uruguay (80000 habitantes), ya que corresponde a una ciudad con la mitad de habitantes (alrededor de 30000 habitantes). Sin embargo, es de características similares en cuanto a la distribución geográfica de las cargas, distribución de las líneas y subestaciones transformadoras. Se observa que su complejidad es suficiente como para evaluar los modelos propuestos en la presente tesis.

4.1 Relevamiento de equipos SP

Se presentan en la *TABLA XVI* los principales parámetros utilizados en el modelo de confiabilidad, con los datos de los equipos de Seccionamiento y Protección (SP).

*TABLA XVI. Parámetros del modelo de confiabilidad.
 Fuente: Elaboración Propia.*

EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN (SP)					
Tasa de falla de las líneas para cada tramo j λ_j				0.32	
Tasa de descuento: t_d	0.1	Tiempo de detección [hs]: T_c	0	Vida Útil de los fusibles [Años]: VU_I	Hasta que falla
		Tiempo de preparación [hs]: T_p	0	Vida Útil de los interruptores [Años]: VU_I	15
Costo de Interruptores [USD]: C_I	12000	Tiempo de localización [hs]: T_l	0.5		
Costo de desconectores [USD]: C_D	4000	Tiempo de reparación [hs]: T_r	2.5	Vida Útil de los Seccionadores [Años]: VU_I	5
Costo de Fusibles [USD]: C_F	50	Tiempo de enfriamiento [hs]: T_{CD}	0.5		

Los equipos SP tienen un perfecto funcionamiento y no se consideró la *coordinación* de los mismos. La *coordinación* se refiere a la instalación de los SP acorde a su sensibilidad a la corriente de falla, donde los equipos en los niveles inferiores pueden accionarse antes que los equipos en los niveles superiores.

4.2 Relevamiento de equipos de generación

En la *TABLA XVII* se presentan los parámetros correspondientes a los equipos de generación, para el modelo de emplazamiento de generadores. Por simplicidad, se definieron únicamente 4 distintos tipos de equipos con una determinada potencia cada uno. Los cuales corresponden a:

- Aerogeneradores.
- Mini parques solares fotovoltaicos.
- Grupos electrógenos que funcionan con biomasa.
- Grupos electrógenos que funcionan con combustible fósil.

TABLA XVII. Parámetros del modelo de emplazamiento de Generación Distribuida.

Fuente: Elaboración Propia.

EQUIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA					
Tasa de descuento: t_d			0.1		
	POTENCIA INSTALADA (KVA)	TIPO DE FUENTE	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA
GENERADOR 1	50	Aerogenerador	0.90	45	21.79
GENERADOR 2	100	Solar Fotovoltaico	0.98	98	19.90
GENERADOR 3	200	Biomasa	0.85	170	105.36
GENERADOR 4	300	Generador Fósil	0.85	255	158.03

Los datos de rendimiento, vida útil y Tasa de Retorno Energético, son los mismos que los utilizados para el modelo de escenarios energéticos. No se utilizó tasa de falla o de interrupción de los equipos de generación. Para los aerogeneradores, no se consideró el escenario de interrupción por velocidad menor a la velocidad de corte o salida intempestiva de la red.

5 RESUMEN DEL CAPÍTULO

Se presentó el relevamiento realizado, necesario para la determinación de los parámetros de la presente tesis. Se relevaron los datos correspondientes a:

- Potencial aplicación de renovables en la provincia de Entre Ríos, sobre todo Concepción del Uruguay. Esto es, en lo referente a Biomasa y Generación Eólica. Dado que la red considerada no es significativamente grande, no se justifica la consideración de un generador nuclear de menor escala o CAREM.
- Relevamiento de una red modelo, para simular la red de Concepción del Uruguay. Dicha red se refiere a la red de Media Tensión (13,2 kV), entre la Estación Transformadora principal y las subestaciones transformadoras. Se utilizó una red correspondiente a otra ciudad, de similares características.
 - Topología, configuración y datos de la red. Se relevaron la vinculación de los nodos, tipo y secciones de los conductores. Adicionalmente, la ubicación de las subestaciones transformadoras.
 - Demandas de las Subestaciones Transformadoras (SETAS). Se relevaron la cantidad de usuarios y la potencia demandada total correspondiente a cada Subestación transformadora. Adicionalmente se relevaron los datos técnicos de los transformadores tales como la potencia instalada.

CAPÍTULO 9

RESUMEN, ANÁLISIS Y CONCLUSIÓN

1 PRÓLOGO DEL CAPÍTULO

En el presente capítulo se presentan los principales resultados de los modelos desarrollados en la presente tesis. Esto es acorde a la metodología utilizada para la modelación y el relevamiento de los datos. Es decir, la aplicación de la teoría de decisión difusa para la resolución de problemas de la ECRRE mediante metaheurísticas X-FPSO.

Se recuerda los problemas analizados: confiabilidad, escenario energético y emplazamiento óptimo de generación renovable distribuida, en problemas de sistemas de distribución de Media Tensión (MT). Con esto se buscó obtener el llamado Costo Propio de Distribución, asociado a la operación de la red. La adaptación económica implica la operación de la red de forma óptima respecto a costos, índices de calidad, y eficiencia técnica. Esto no ha sido posible de responder satisfactoriamente por las teorías económicas actuales por los siguientes motivos:

- Presencia de múltiples objetivos de optimización y no solo económicos.
- Modelos de alta dificultad de resolución mediante las técnicas clásicas de programación matemática.
- La solución óptima no es siempre posible, sino que se opta por la solución más satisfactoria según el criterio del decisor. Por lo tanto, existe incertidumbre en la elección de la mejor alternativa.
- Dificultad en la valoración económica objetiva de los índices de calidad y eficiencia técnica.

En particular los sistemas de distribución de energía, no existieron incentivos para las inversiones requeridas en la expansión de la red, tanto en concepto legal, económico, ambiental. Existe propuestas, pero no criterios de solución de compromiso que alteren calidad de servicio, maximización de inversión y calidad de servicio, conflicto de intereses.

Uno de los pilares del estado del arte presentado fue la *sustentabilidad energética y ambiental*, ya que implica garantizar el libre acceso de la población a

los recursos energéticos, buscar la equidad, ayudar a los sectores vulnerables y proteger a las generaciones futuras. En este sentido, y dada la alta dependencia de la sociedad respecto de los recursos fósiles, preocupa el agotamiento de los mismos y el nivel creciente de emisiones de CO_2 . Sin embargo, la transición hacia las Fuentes de Generación Renovables requiere de la consideración de los siguientes aspectos:

- Necesidad de energía para la fabricación e instalación de los mismos, y, por lo tanto, un respaldo energético. En caso de tener una matriz eléctrica dependiente de los recursos fósiles, se requiere de un incremento en las emisiones.
- Los costos totales asociados para el sistema energético, en términos de la energía utilizada para la fabricación y operación de la matriz energética resultante.

Se estimó indicador discutido en el estado del arte llamado Tasa de Retorno Energético (TRE) - Energy Returned On Energy Investment (EROI - EROEI). Mediante este concepto se pudo medir el gasto energético, sin considerar los gastos económicos, producidos para el ciclo de vida del generador.

Mediante este índice, se pudo conocer los generadores más eficientes, en estos términos y conocer el impacto en los índices económicos y de calidad (CO_2). En consecuencia, se obtuvieron escenarios de penetración de cada fuente y evaluaron mediante el índice de costo intrínseco propuesto.

2 ESCENARIOS DE GENERACIÓN RENOVABLE

2.1 Optimización

Se presenta a continuación los principales objetivos optimizados del modelo. En primer lugar, se presenta la tasa de retorno del sistema - Energy Returned On Investment. Esta representa el gasto energético que se asumió en construir, operar y mantener a todos los generadores. De esta manera, se obtuvo un modelo de escenarios con el fin de estudiar qué fuentes renovables son las más aptas de incentivar, para reemplazar la generación térmica o fósil. En la *TABLA XVIII* se presenta la matriz de prioridades correspondiente los 4 atributos elegidos: EROI, Emisiones, Costo y Potencia en renovables. Para esta matriz, se observa que se

cumplen el criterio de consistencia $a_{ij} = 1/a_{ji}$, por lo tanto, la consistencia es perfecta (índice de Saaty $I_{saaty} = 0$).

TABLA XVIII. Matriz de prioridades y Vector de ponderadores exponenciales (EW) para el modelo de escenarios de transición energética.

Fuente: Elaboración Propia.

MODELO DE ESCENARIOS						
ATRIBUTOS			PONDERADORES EXPONENCIALES			
			0.57	0.57	1.71	1.14
			EROI	EMISIONES DE CO_2	COSTO	POTENCIA EN RENOVABLES
PONDERADORES EXPONENCIALES	0.57	EROI	1.00	1.00	3.00	2.00
	0.57	EMISIONES DE CO_2	1.00	1.00	3.00	2.00
	1.71	COSTO	0.33	0.33	1.00	0.67
	1.14	POTENCIA EN RENOVABLES	0.50	0.50	1.50	1.00

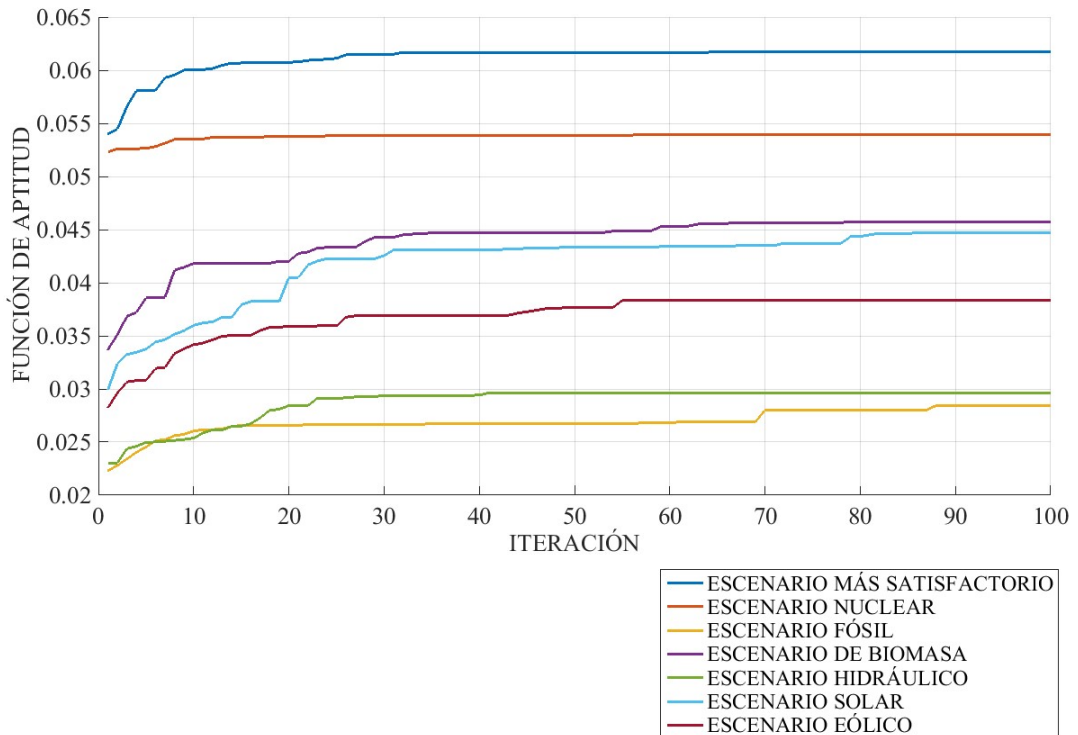


Figura 43. Función de aptitud con la Metaheurística Optimización con Enjambre de Partículas Evolutivo con extensión al dominio difuso (FEPSO).

Fuente: Elaboración Propia.

Se aplicó la metaheurística FPSO FC con 300 partículas y 100 iteraciones. En estas figuras, se observa cómo crecen las funciones de aptitud en cada iteración. Debido a la complejidad del problema, se requirió de una gran cantidad de partículas e iteraciones para converger.

En la *Figura 43* se presentan las ejecuciones para este modelo para los escenarios de transición hacia cada tipo de generación y el *Escenario Más Satisfactorio* (EMS). Como se explicó en el capítulo anterior, el EMS se obtuvo a partir del escenario que tenga mejor *función de aptitud*.

2.2 Escenarios de transición energética

En la *TABLA XIX* se presenta la composición de la matriz eléctrica según las fuentes de Generación Eólica (GE), Solar (GS), Hidráulica (GH), Biomasa (GB), Fósil (GF) y Nuclear GN). También se presentan sus respectivos escenarios de penetración, en una hipotética transición energética.

TABLA XIX. Proporción de la matriz eléctrica [%], obtenida para los escenarios energéticos y el Escenario Más Satisfactorio (EMS).

Fuente: Elaboración Propia.

FUENTE DE GENERACIÓN	ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE FUENTES								
	INICIAL	GE	GS	GH	GB	GF	GN	EMS	
GE	4	11	4	11	8	13	10	7	
GS	1	1	8	2	1	3	2	1	
GH	31	27	26	30	26	20	18	23	
GB	1	8	8	7	12	4	8	12	
GF	58	31	32	32	31	40	40	29	
GN	6	22	22	19	22	19	30	28	

Se observa que para el EMS se realizó una sustitución de los combustibles fósiles por biomasa y se quintuplicó la proporción en Generación Nuclear. La proporción en energía eólica creció un 75%, mientras que la energía solar se mantuvo constante.

La composición en GN final en todos los escenarios es alta, en comparación al escenario final, dado que creció un 466% para el EMS (de 6% a 28%). Esto se debe a que, para obtener aptitudes razonables mediante los modelos presentados, se requirió el respaldo de esta fuente por sus incomparables ventajas. En primer lugar, por la buena rentabilidad energética, la cual es como mínimo 2 veces que las fuentes restantes. En segundo lugar, y debido a lo mencionado, sus niveles de costos y

emisiones resultantes son menores. Por lo tanto, su respaldo es imprescindible en cualquier escenario que se presente.

La evolución de la potencia instalada y composición ve claramente en la Figura 44, donde se presenta el crecimiento de la potencia total, para el escenario más satisfactorio, y la proporción de esta potencia en cada tipo de fuente de generación.

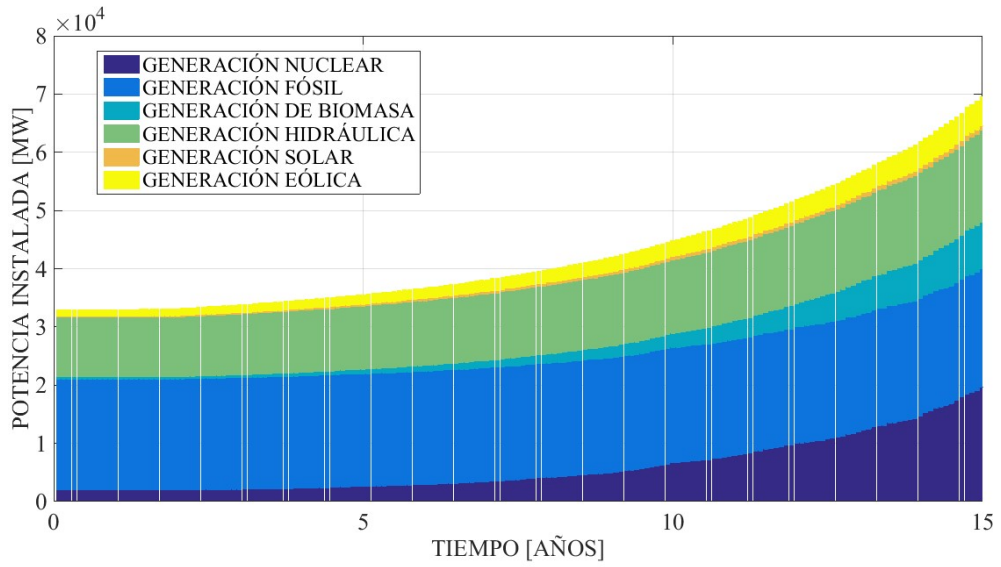


Figura 44. Proyección más satisfactoria de la potencia instalada argentina.
Fuente: Elaboración Propia.

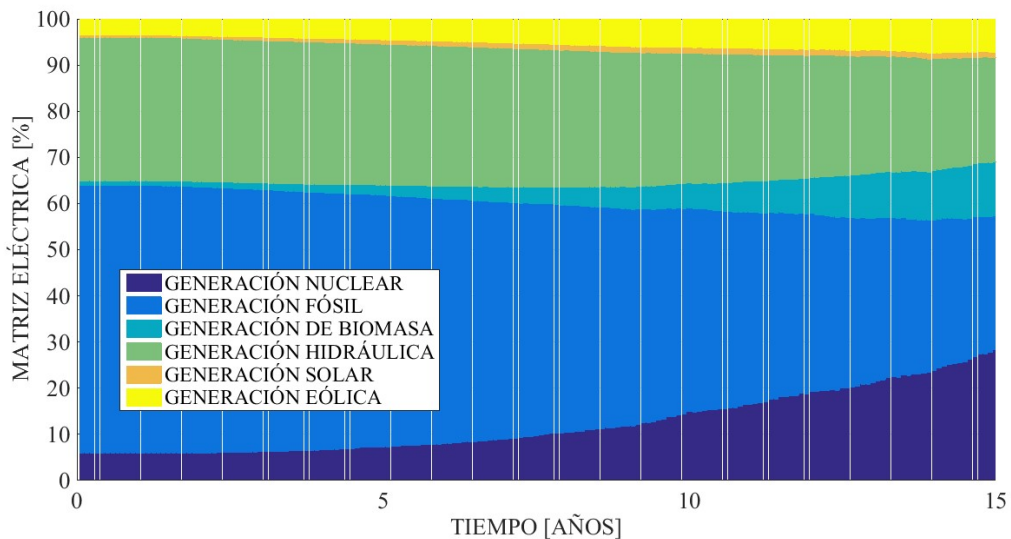
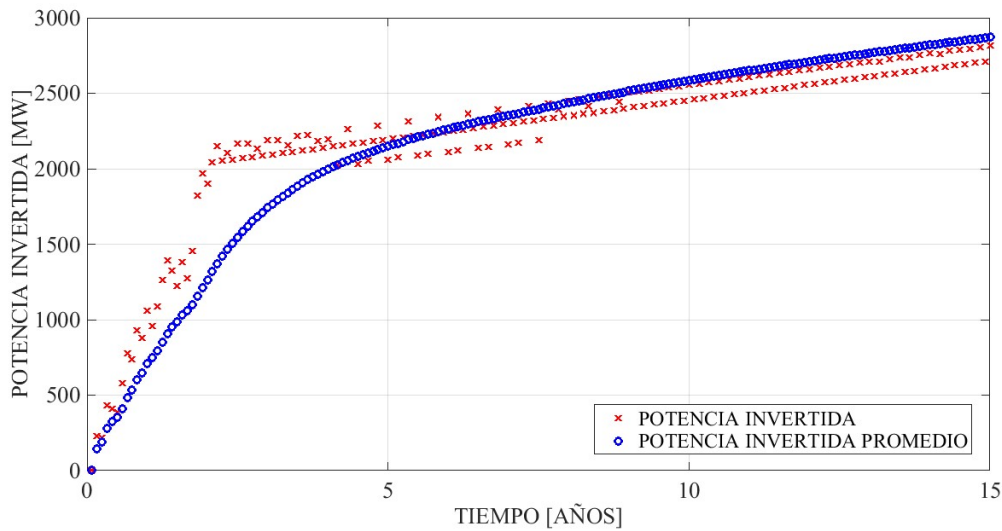


Figura 45. Proyección más satisfactoria de la matriz eléctrica argentina.
Fuente: Elaboración Propia.

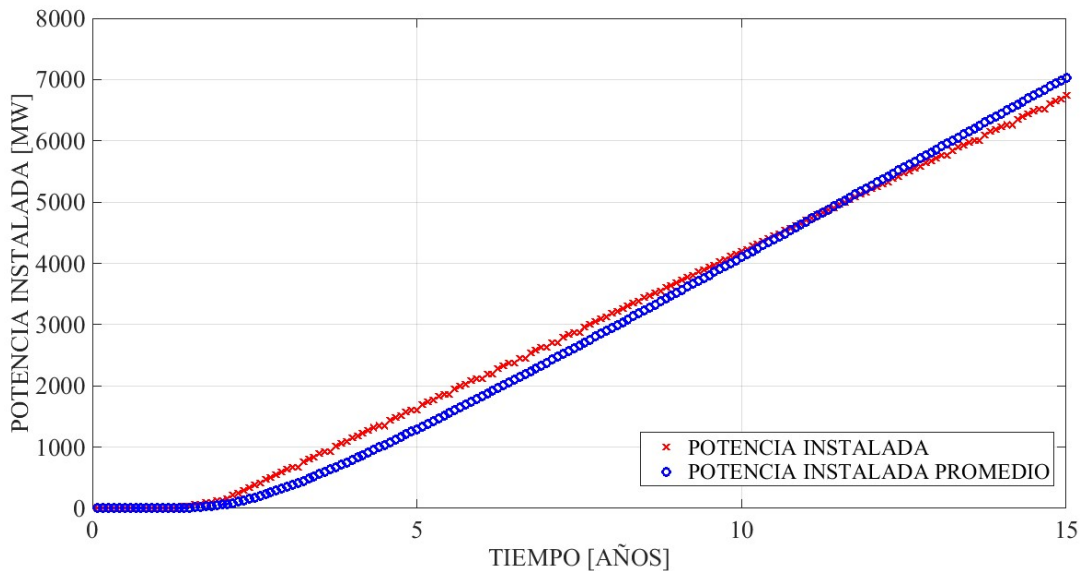
En la Figura 45 se muestra la composición porcentual de la matriz eléctrica para el EMS. Se observa el crecimiento exponencial de la composición en potencia

instalada en GN y reducción en la GF. Es de notar que entre la GE, GS y GB suma un 20 %, el cual es el objetivo de las nuevas leyes de incentivo de renovables.

En la *Figura 46* presenta las potencias invertidas en la fabricación de generadores. mediante la estimación con funciones Gaussianas y rectangulares. Dado a estos ciclos de fabricación y emplazamiento se presentan picos de demanda.



*Figura 46. Potencia Invertida total [MW] por mes.
Fuente: Elaboración propia.*



*Figura 47. Potencia Instalada total [MW] por mes.
Fuente: Elaboración Propia.*

Así mismo, el sistema tiene cierta inercia hasta que se realiza el emplazamiento de la generación. La fuente que mayor tiempo tiene es la GN. Por

este motivo su crecimiento es más lento que en las otras fuentes de generación. Se observa que en los primeros años 2 a 3 años se realiza la ampliación en la capacidad del ciclo de vida y después se satura.

La potencia instalada se presentan en la *Figura 47*, donde se observa que la curva teórica tiene un crecimiento aproximadamente lineal, mientras la curva de ajuste tiene un crecimiento exponencial.

2.3 Atributos del modelo

Se presenta en la presente sección las curvas correspondientes a los atributos estudiados del modelo:

- Tasa de Retorno Energético (TRE) - Energy Returned On Investment (EROI) del sistema: corresponde a la relación entre la energía entregada por el sistema y la energía invertida.
- Emisiones en CO_2 : corresponde a las emisiones de gases de efecto invernadero en un equivalente de CO_2 .
- Costo de inversión: corresponde a los costos de inversión en generación mensuales.
- Composición de inversión en renovables: corresponde a la suma de las potencias instaladas en GE, GS y GB. Se busca que este valor sea del 20%.

Se presenta en la *Figura 48* las gráficas de aptitud difusa obtenida por los distintos escenarios estudiados. La azul corresponde a la óptima, la cual tiene una mejor función de aptitud por etapa que los demás escenarios. El escenario de GN (roja) comienza con valores de aptitud bajos, debido a la inercia en su crecimiento, sin embargo, su valor final es superior a todos los demás escenarios. El escenario de GF y GH son los que menor aptitud resultaron. En el primero se debe a los altos niveles de emisión y en el segundo a los altos niveles de costo de inversión. El escenario de GB posee una aptitud en tercer lugar con respecto al EMS y escenario de GN. Esto se debe a sus buenas factoras de carga, bajo factor de emisión e intermedia EROI.

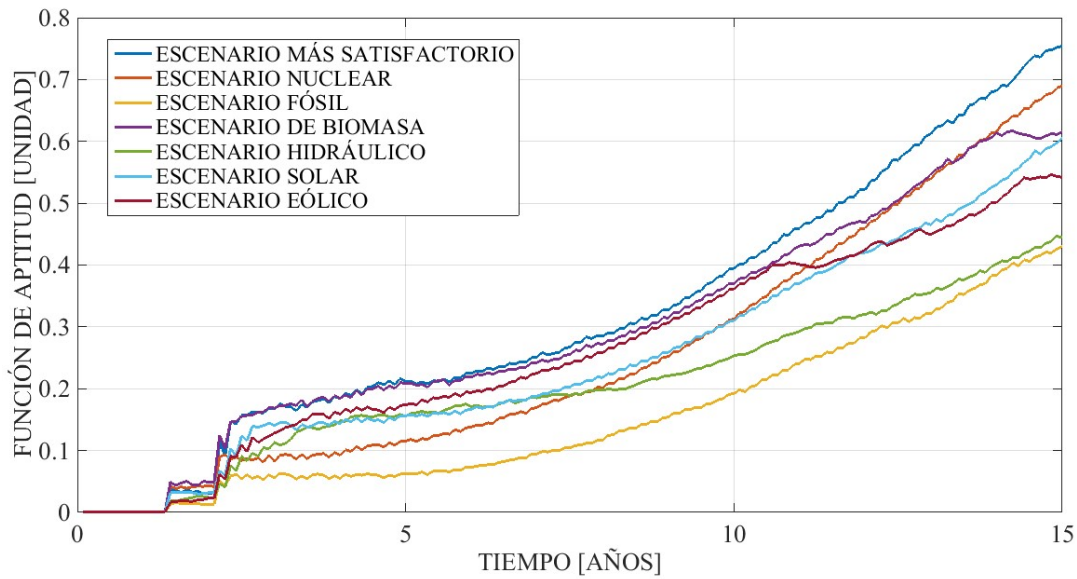


Figura 48. Función de aptitud difusa obtenida por la confluencia de los atributos analizados, para cada escenario estudiado.
Fuente: Elaboración Propia.

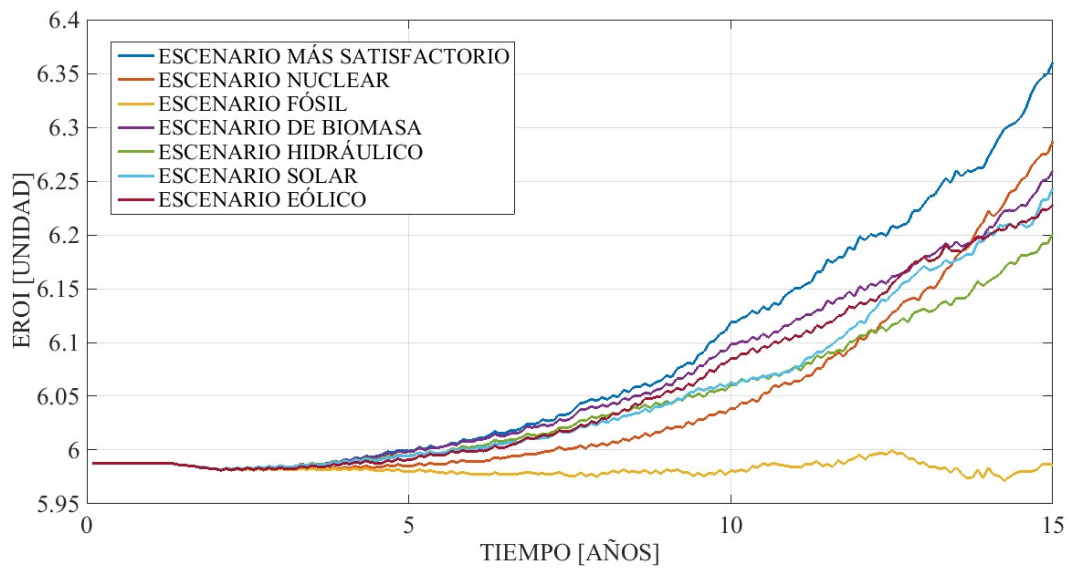


Figura 49. Tasa de retorno energético asociado a cada escenario de matriz energética.
Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 49 se tiene la gráfica de la EROI para cada tipo de escenario estudiado. Se observa que el escenario con menor rentabilidad energética global corresponde al de GF, la cual se mantiene aproximadamente constante. Esto se explica en que es la segunda con peor rentabilidad energética (después de la GS). Adicionalmente, en este escenario el porcentaje de GN es el más bajo (19%). Dado

que las centrales nucleares tardan muchos años en construirse, su crecimiento en potencia instalada posee cierta inercia. En cambio, la generación renovable posee tiempos de ciclo de vida menores. Por esta razón al inicio de los 15 años se invierte en otros tipos de generación. En este sentido, la fuente de generación que es propiciada en el corto y mediano plazo es la energía eólica y biomasa. Los generadores eólicos tienen menos tiempo de construcción y una tasa de retorno alta o intermedia, dependiendo del lugar de emplazamiento. La generación en biomasa tiene una tasa de retorno intermedia.

Está claro que la mejor EROI fue obtenida mediante la construcción de generadores nucleares. La generación con Biomasa posee características interesantes, tales como la seguridad de suministro, siempre que se garantice la disponibilidad del insumo. En este escenario, se observa que lo más favorable a muy largo plazo (10 a 15 años) es la transición hacia la energía nuclear. Esto es debido a su alta tasa de retorno energético y la alta seguridad de servicio.

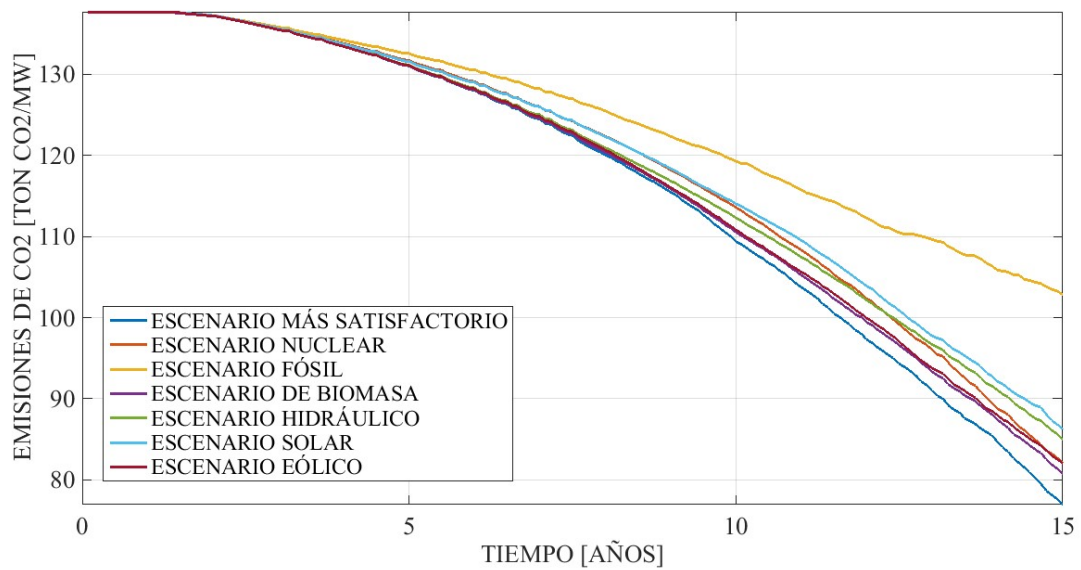


Figura 50. Emisiones de dióxido de carbono (CO_2) mensuales en Toneladas por [MW].

Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 50 se presentan los niveles de emisiones mensuales en equivalente de CO_2 para los escenarios estudiados. Lógicamente se obtuvo que el escenario que mayor cantidad de emisiones produjo es la transición de GF, y el que menor emisiones tuvo es el EMS. Los demás escenarios obtuvieron niveles similares.

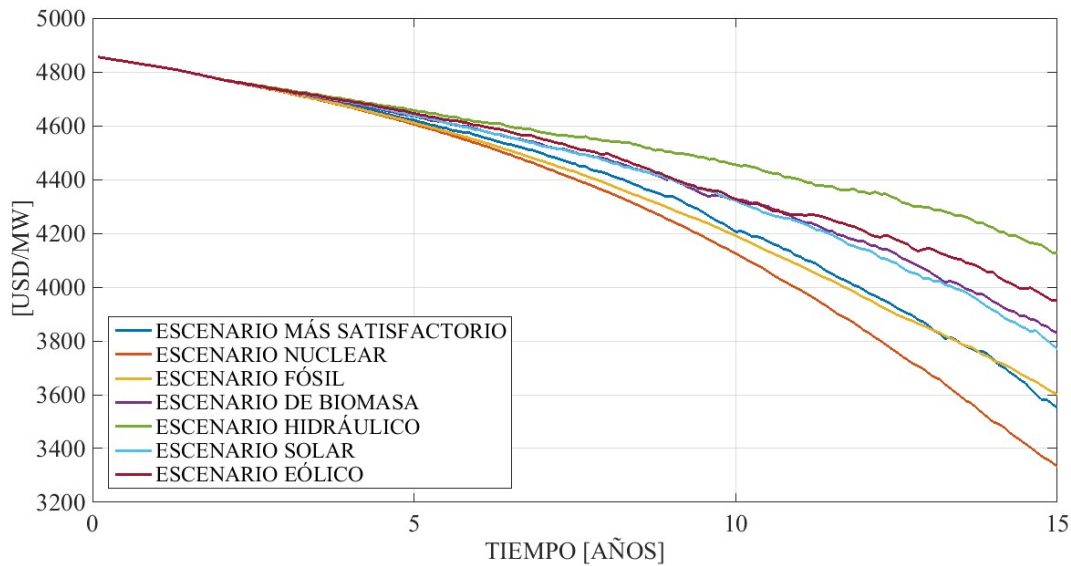


Figura 51. Costo de inversión en Dólares [USD] por [MW].
Fuente: Elaboración Propia.

Se presenta en la *Figura 51* se presenta el costo de inversión en USD/MW. Se observa que el escenario de menor costo corresponde al de GN, y el de mayor costo es el escenario de GH. La GF y GS son se encuentran entre los escenarios con menores costos.

2.4 Funciones de aptitud difusas, asociadas a los atributos del modelo

A partir de la evaluación difusa de todos los atributos anteriores para el EMS, y la confluencia de los mismos por medio de la t-norma producto de Einstein se obtuvo la *Figura 52*. Se observa que la confluencia es mayormente afectada por la restricción en renovables, en segundo lugar, por la EROI y en tercer lugar por las emisiones. En la *Figura 53* se presenta el índice de eficiencia, el cual mide la relación entre la mejor aptitud por etapa de cada escenario, respecto a la aptitud del escenario evaluado. Se observa que el EMS es el mejor en casi todas las etapas. solo superado en los primeros 4 años por el EB. Este escenario (EB) es posee una buena aptitud en la mayor parte de las etapas, únicamente superado en la etapa final por el escenario de GN, el cual posee una aptitud final superior a las demás fuentes de generación.

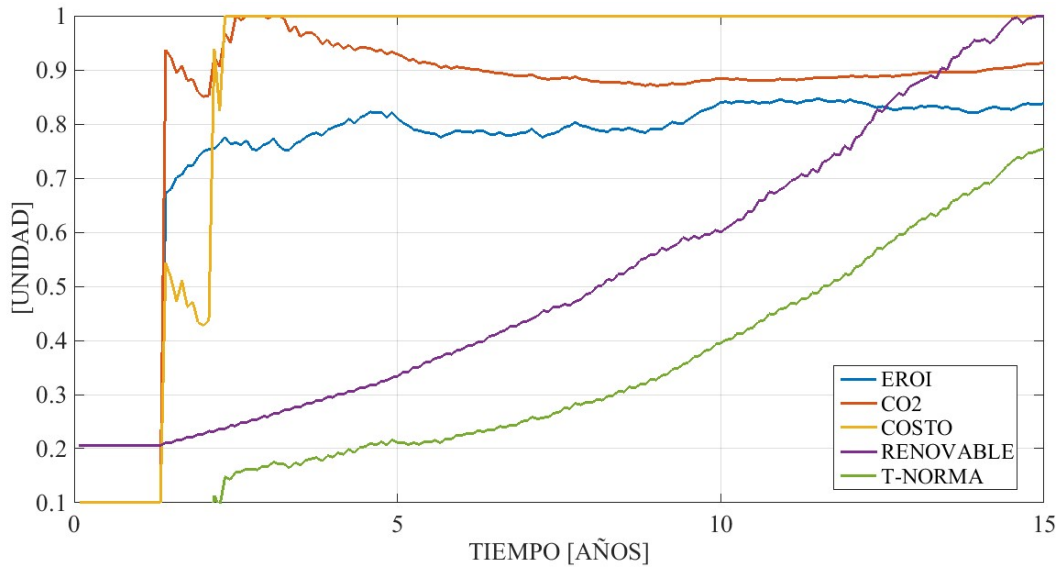


Figura 52. Funciones de aptitud asociados a cada uno de los atributos del modelo de escenario de transición energética, para el Escenario Más Satisfactorio (EMS).

Fuente: Elaboración Propia.

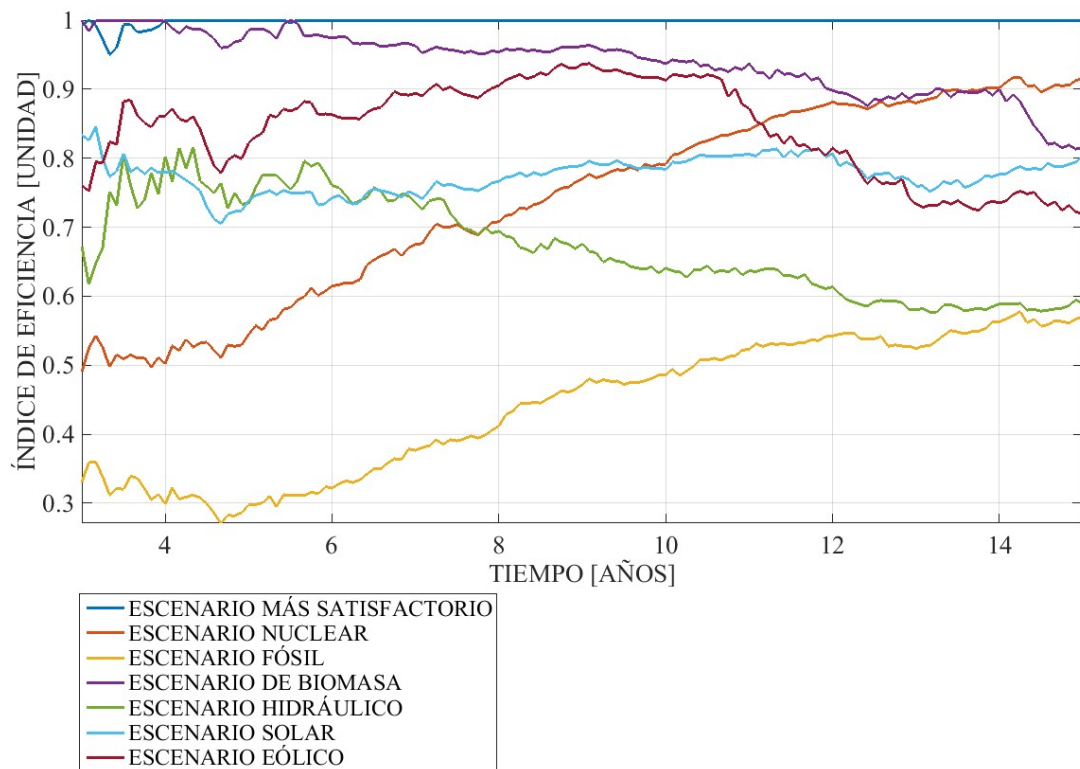


Figura 53. Índice de eficiencia asociado a la valoración económica de los escenarios obtenidos.

Fuente: Elaboración Propia.

2.5 Costos intrínsecos

Se presentan en esta sección los Costos Intrínsecos (CI) para los atributos de estos escenarios, en términos de la rentabilidad energética y costo de inversión. Estos costos se obtuvieron a partir de las funciones de preferencia de la sección anterior, los ponderadores exponenciales y los límites de las funciones de preferencia.

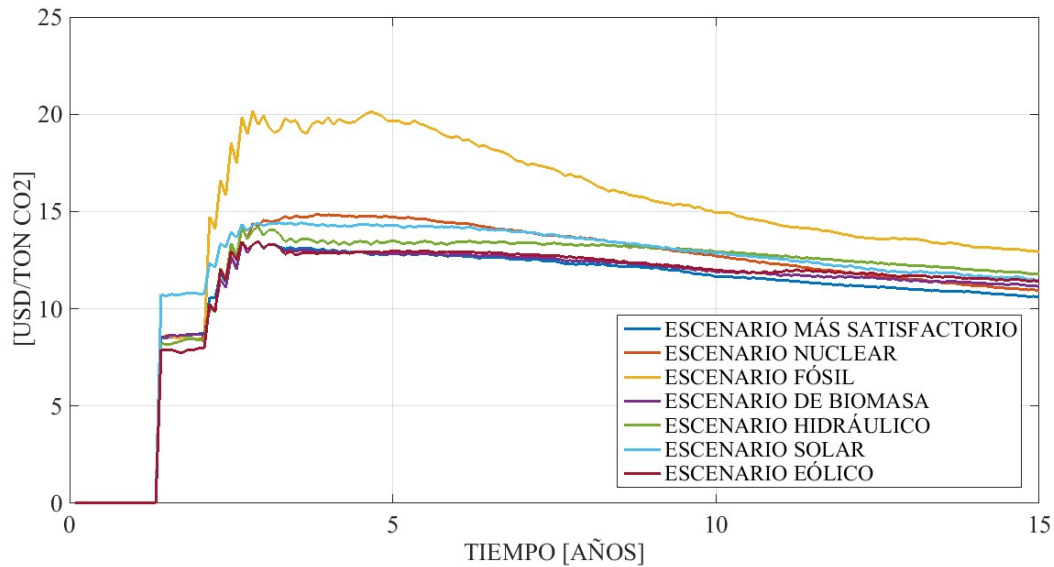


Figura 54. Costo Intrínseco (CI) de las emisiones de CO_2 , asociado a cada escenario de matriz energética.

Fuente: Elaboración Propia.

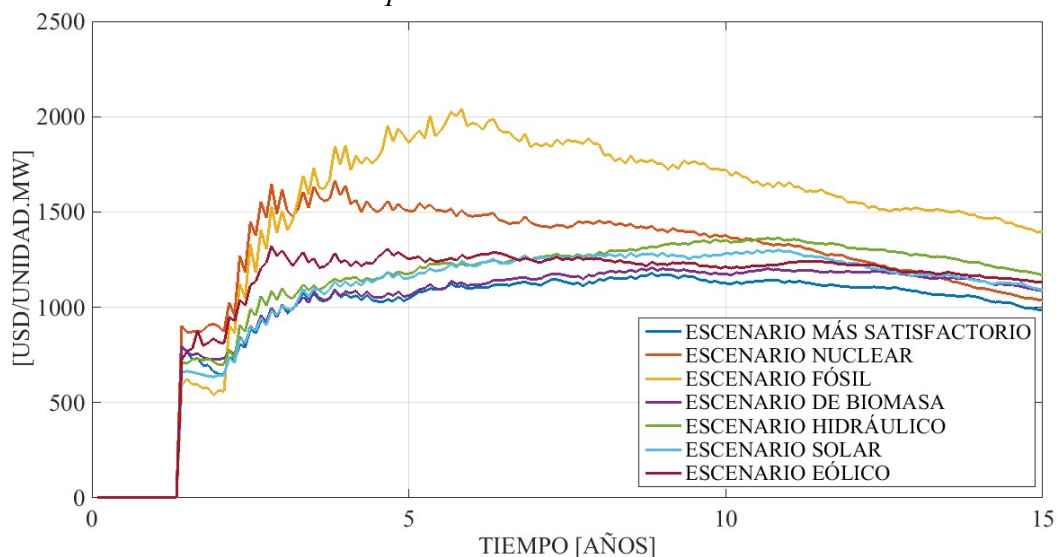


Figura 55. Costo Intrínseco de la Tasa de Retorno Energético (TRE) - Energy Returned On Investment (EROI) - asociado a cada escenario de matriz energética.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 54* se presentan los costos intrínsecos para estos escenarios en función de las emisiones de CO_2 , donde el escenario de GF es el que mayor costo supone. Se observa que el EMS es el que menor *CI* obtuvo. Excepto para la GF, los niveles de *CI* son similares. Adicionalmente, en la *Figura 55* se presenta el *CI* de la EROI o TRE, donde nuevamente la GF tuvo el escenario con mayor *CI*, seguido por la GN. El EMS nuevamente tuvo menor *CI*.

3 MODELO DE CONFIABILIDAD

Se presenta la *TABLA XX* la matriz de prioridades para este modelo.
TABLA XX. Matriz de prioridades y Vector de ponderadores exponenciales (EW) para el modelo de Confiabilidad.
 Fuente: Elaboración Propia.

MODELO DE ESCENARIOS						
ATRIBUTOS			PONDERADORES EXPONENCIALES			
			0.87	0.95	0.95	0.77
			<i>SAIFI</i> [Cortes/Año]	<i>SAIDI</i> [hs/Año]	<i>ENS</i> [kWh/Año]	<i>COSTO DE INVERSIÓN</i> [USD/Año]
PONDERADORES EXPONENCIALES	0.87	<i>SAIFI</i> [Cortes/Año]	1.00	1.09	1.09	0.89
	0.95	<i>SAIDI</i> [hs/Año]	0.92	1.00	1.00	0.81
	0.95	<i>ENS</i> [kWh/Año]	0.92	1.00	1.00	0.81
	0.77	<i>COSTO DE INVERSIÓN</i> [USD/Año]	1.13	1.23	1.23	1.00

De igual forma, la matriz fue obtenida a partir de los ponderadores y, por lo tanto, la consistencia es perfecta. Con estos ponderadores se obtuvo el modelo difuso y se resolvió mediante la metaheurística. Se ejecutó el programa durante 60 segundos para los tres modelos.

Se puede apreciar en la *TABLA XXI* que se obtuvieron buenos índices para las tres redes realizando inversiones mucho menores a los valores máximos de referencia U^{sup} .

TABLA XXI. Resultados del modelo de confiabilidad. Se presentan los valores máximos v^{Max} , mínimos v^{Inf} , funciones de preferencia difusa μ_j y funciones de aptitud difusa μ_t .

Fuente: Elaboración Propia.

		<i>SAIFI</i> [Cortes/Año]	<i>SAIDI</i> [hs/Año]	<i>ENS</i> [kWh/Año]	<i>COSTO DE INVERSIÓN</i> [USD/Año]
RED DE DISTRIBUCIÓN 1	U^{Inf}	0.59	1.76	6815.00	0.00
	U^{Sup}	3.10	9.29	36702.00	65994.58
	U_j	1.03	2.16	8346.00	10985.97
	μ_j	0.85	0.95	0.95	0.87
	μ_t	0.57			
RED DE DISTRIBUCIÓN 2	U^{Inf}	1.10	3.31	12110.00	0.00
	U^{Sup}	16.65	49.97	187770.00	163080.93
	U_j	2.11	4.34	16715.89	18592.30
	μ_j	0.94	0.98	0.98	0.91
	μ_t	0.74			
RED DE DISTRIBUCIÓN 3	U^{Inf}	2.71	8.13	26740.00	0.00
	U^{Max}	33.53	100.60	288610.00	283822.78
	U_j	4.52	10.11	33530.01	26495.88
	μ_j	0.95	0.98	0.98	0.93
	μ_t	0.75			

Las tres redes tienen características distintas en cuanto a cantidad de usuarios vinculados por nodo, potencias demandadas, longitudes de líneas, etc. Por lo tanto, el efecto de los equipos en estas es distinto. Dado que las Redes N° 2 y N°3 poseen mayor área de cobertura y por lo tanto mayor longitud de conductores, mayor es la cantidad y duración de cortes. La Red N°2 es la que tiene mayor duración por interrupciones, mientras que la Red N°3 tiene la mayor Energía No Suministrada (ENS). Dado que estas redes poseen cantidad de usuarios y potencias totales

demandadas similares, se puede explicar esta diferencia por la potencia demandada por los usuarios. La red N°2 abarca parte de la zona centro y por lo tanto su efecto sobre la duración de la interrupción es mayor que el efecto de los usuarios restantes.

El CI medio (en valor absoluto) para las tres redes de distribución y su correspondiente costo de peaje se presenta en *TABLA XXII*. Se observa que los costos son negativos y por lo tanto las externalidades también lo son. Entonces, corresponde una multa por no cumplir lo atributos de calidad propuestos.

TABLA XXII. Costo intrínseco medio (en USD/Unidad del atributo analizado) y costo de peaje
Fuente: Elaboración Propia.

	RED 1		RED 2		RED 3	
	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]
SAIFI [Cortes/Año]	27852.69	-12255.18	11028.98	-11139.27	9717.58	-17576.96
SAIDI [hs/Año]	9505.15	-3802.06	3831.04	-3945.97	3378.88	-6692.04
ENS [kWh/Año]	2.39	-3665.90	1.02	-4688.08	1.19	-8103.25
COSTO DE INVERSIÓN [USD/Año]	1.00	-10985.97	1.00	-18592.30	1.00	-26495.88

Se observa que el costo intrínseco de las emisiones se encuentra dentro de los niveles reglamentarios (entre 1 y 2.5 USD/kWh). Se presenta en la *TABLA XXIII* los costos de peaje para el modelo de confiabilidad. Se observa que la externalidad disminuye considerablemente al implementar los equipos de SP.

Como la diferencia es positiva, quiere decir que se compensó parte de la externalidad negativa por una mejora de los índices. Entonces se puede decir que se subsidió la diferencia. La red que mayor impacto tuvo en los costos de peaje por la colocación de los equipos SP es la Red N°3. Esto es debido a los altos niveles de duración de interrupciones.

Se observa adicionalmente que el costo de peaje cuando no se invierten equipos es el mismo en las tres redes en proporción a su respectivo costo de

inversión máximo. Esto se debe a que se aplicó una cota mínima para limitar los valores de preferencia (un concepto similar al alfa corte). Esto se hizo, debido a que el costo intrínseco tiende a infinito a medida que los atributos de calidad tienden a los valores mínimos, con lo cual se engravecen las penalizaciones exponencialmente.

TABLA XXIII. Costos de peaje según el modelo de confiabilidad, según el escenario de emplazamiento de equipos SP y sin Emplazamiento.

Fuente: Elaboración Propia.

		COSTOS DE PEAJE [% INVERSIÓN MÁXIMA INICIAL]					
		RED 1		RED 2		RED 3	
		[% COSTO MÁX]	EXT	[% COSTO MÁX]	EXT	[% COSTO MÁX]	EXT.
(1)	CON SP	-46.5%	(-)	-23.5%	(-)	-20.7%	(-)
(2)	SIN SP	-1106.4%	(-)	-1106.4%	(-)	-1106.4%	(-)
(3)	DIFERENCIA (1) - (2)	1059.9%	Subsidio	1082.9%	Subsidio	1085.7%	Subsidio

Se presenta en las *Figura 56, Figura 57 y Figura 58* la vinculación de los equipos SP para estas tres redes. En estas figuras, el cyan corresponde a los interruptores y el magenta a los fusibles. Los seccionadores no fueron utilizados debido a que no son capaces de abrir la red bajo carga (cuando circula corriente), función que si cumple el interruptor. Por lo tanto, el modelo lo consideró un dispositivo prescindible.

Entonces, en resumen:

- Red N° 1: se instalaron 6 interruptores y 26 fusibles.
- Red N° 2: se instalaron 11 interruptores y 39 fusibles.
- Red N° 3: se instalaron 17 interruptores y 59 fusibles.

La red N°2 requirió entre un 54% y 66% más de cada equipo SP, respecto a la Red N°1. De igual forma, la red N°3 requirió alrededor de un 65% más de cada equipo SP, respecto a la Red N°2. Esto se debe a las longitudes de las líneas, dado que la tasa de falla se estimó igual para las tres redes. Por lo tanto, al analizar redes de mayor longitud, se incrementaron la cantidad de equipos SP.

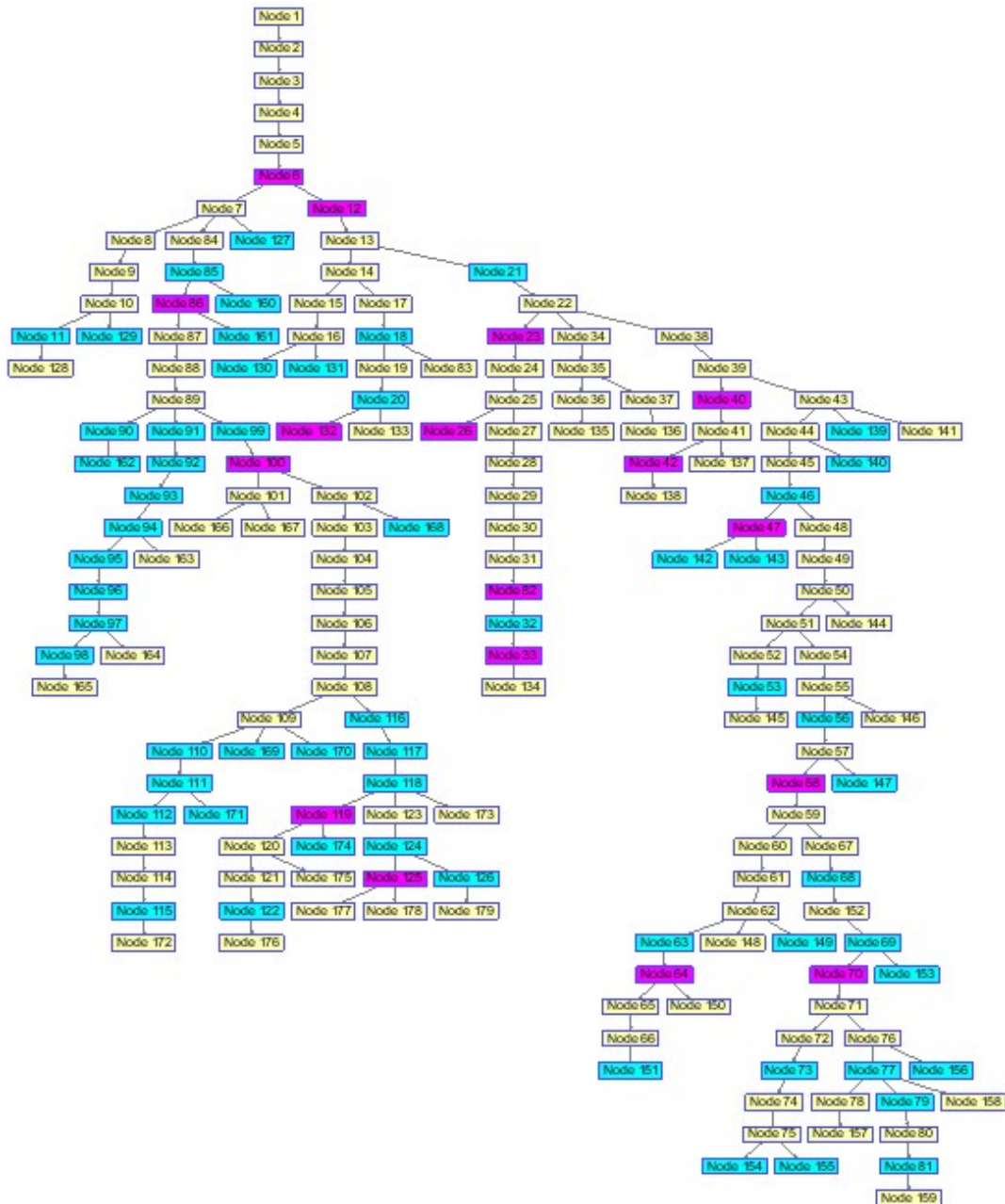


Figura 58. Ubicación de SP óptima para el Sistema de Distribución en Media Tensión 3.
Fuente: Elaboración Propia.

Por lo tanto, se observa que la solución es coherente y acorde a las dimensiones de la red, cantidad de nodos, potencias demandadas, longitudes de las líneas, etc. Se debe recordar y resaltar que se tomaron las mismas tasas de falla para todos los conductores de las tres redes, por simplicidad. Entonces los resultados reales pueden variar si se toman distintas tasas de falla, acorde al tipo de conductor, ubicación, etc.

3.1 Mapas bidimensionales de los atributos para el modelo de confiabilidad

Se presentan a continuación los mapas bidimensionales conforme a la red de distribución 1. Los costos asociados con el Dispositivo instalado (F, D o I) se representan en la barra de color. El color rojo indica el caso extremo en que se instaló un dispositivo SP en el nodo, mientras que el color azul indica el caso extremo en el que no se instaló ningún dispositivo. Para la construcción de estas gráficas, se tuvo en cuenta el impacto que cada nodo produce en el total de las funciones objetivos U_j , para cada atributo j . Esto se obtuvo en este caso para la ENS y el costo. Entonces:

- La suma de las ENS individuales de cada nodo resulta igual a la ENS total del sistema.
- La suma de los costos individuales de cada nodo resulta igual al Costo total del sistema.

En estas gráficas, se observa que existen zonas donde el costo de la ENS posee picos, debido a que son zonas de alta demanda y no cubiertas adecuadamente por los dispositivos. La zona centro, que corresponde a la zona de mayor demanda, fue adecuadamente mejorada en término de la confiabilidad. La instalación de los interruptores redujo considerablemente el ENS en los nodos de alta demanda. Además, hubo picos de ENS en los nodos sin inversión, como se muestra en las Fig. 6 y 7.

La Fig. 6 muestra el Índice de Costos Intrínsecos de la Energía No Suministrada (ENS), donde también se observa que los nodos donde no hay las inversiones se hicieron tienen un costo mayor que los demás. Por lo tanto, el análisis de los mapas para los criterios CE y ENS muestra que la solución más satisfactoria obtenida por el modelo multiobjetivo difuso responde satisfactoriamente (ver Fig. 6 y 7).

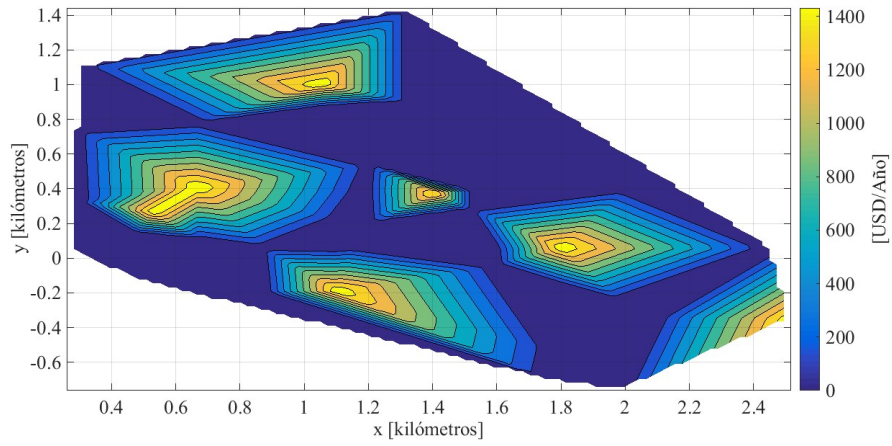


Figura 59. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 1.
Fuente: Elaboración Propia.

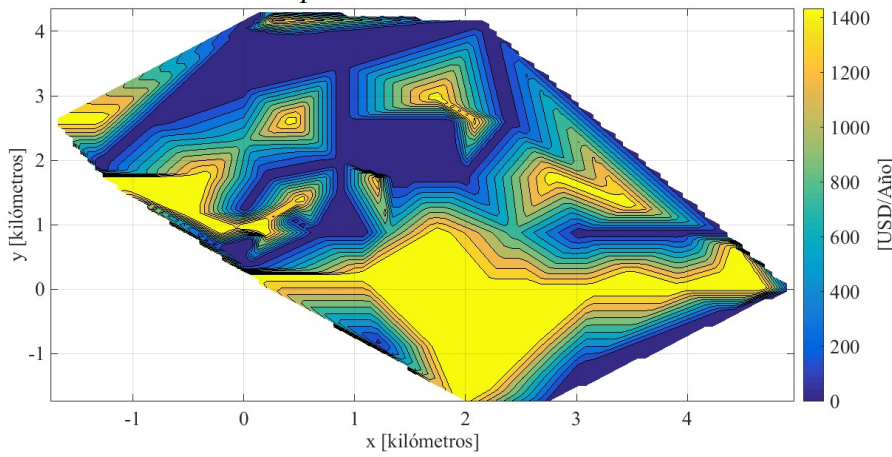


Figura 60. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 2.
Fuente: Elaboración Propia.

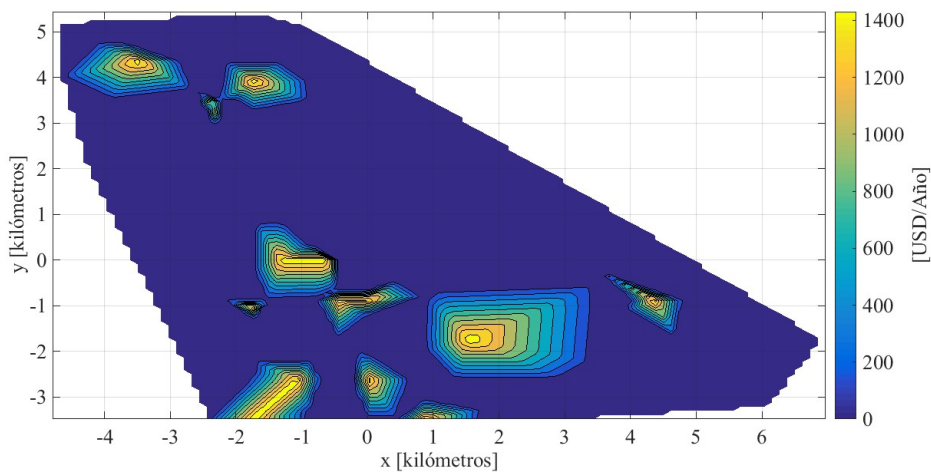


Figura 61. Mapa de costo de los equipos por nodo de la Red N° 3.
Fuente: Elaboración Propia.

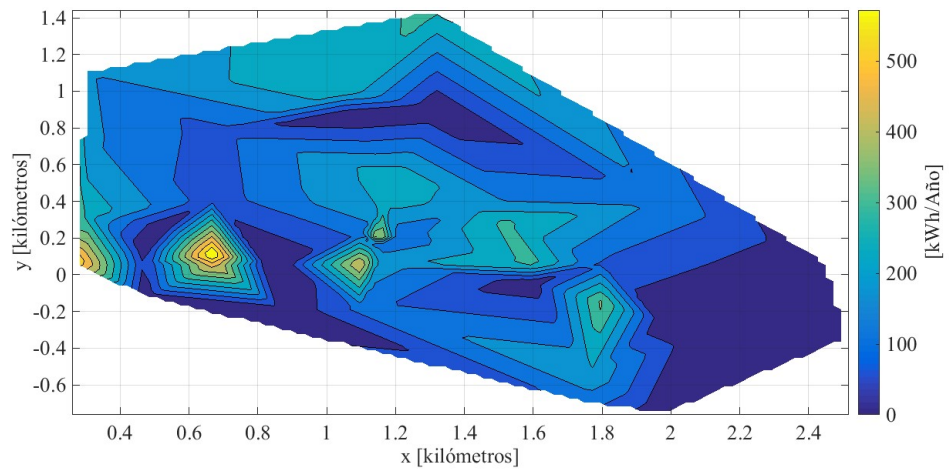


Figura 62. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 1.
Fuente: Elaboración Propia.

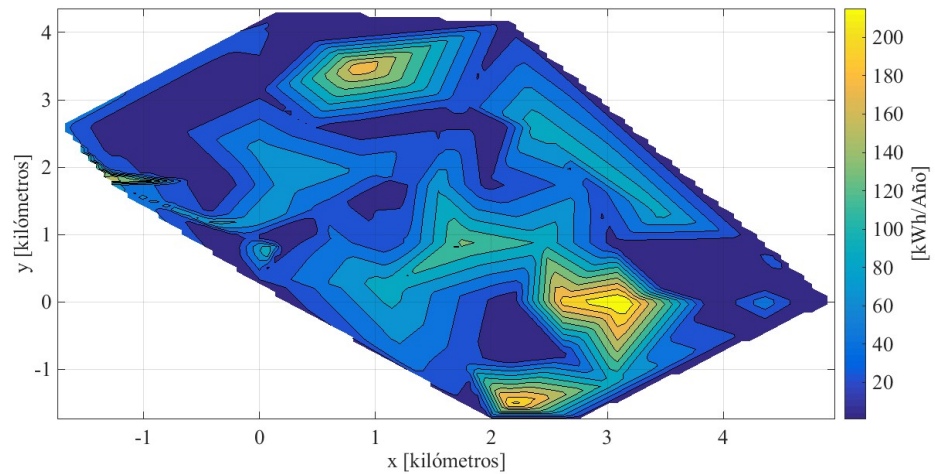


Figura 63. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 2.
Fuente: Elaboración Propia.

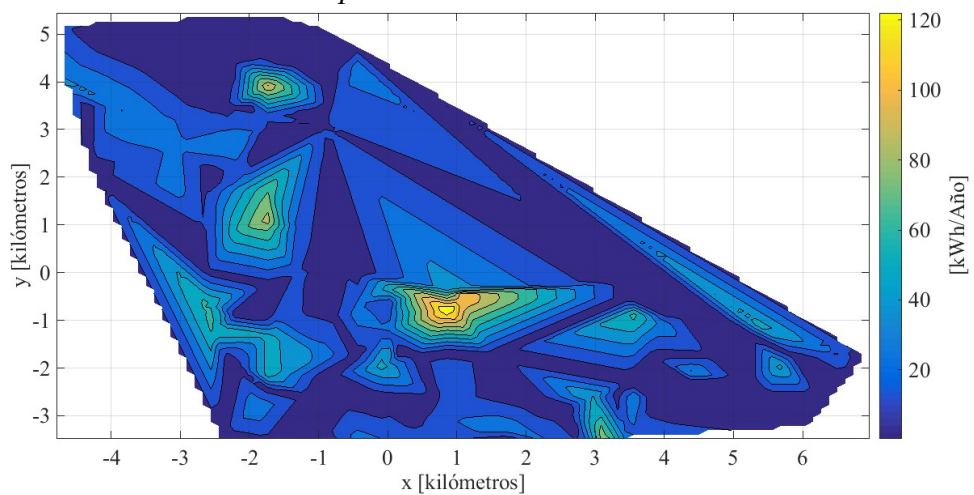


Figura 64. Mapa de Energía no suministrada (ENS) de la Red N° 3.
Fuente: Elaboración Propia.

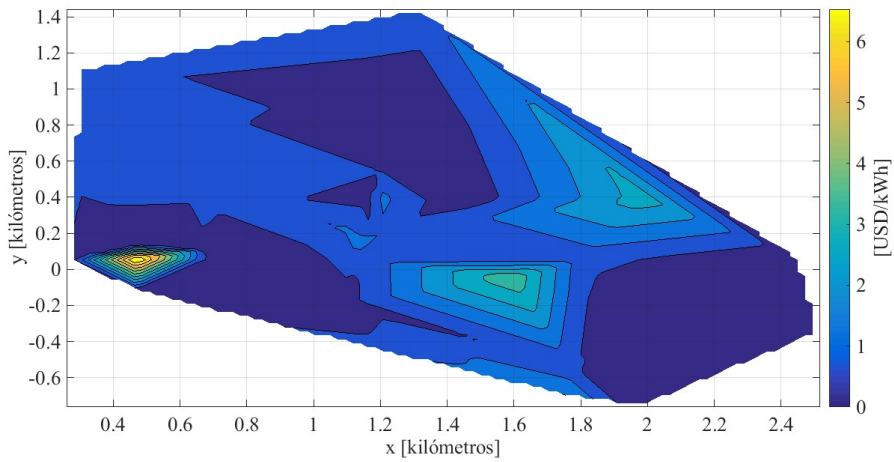


Figura 65. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 1.
Fuente: Elaboración Propia.

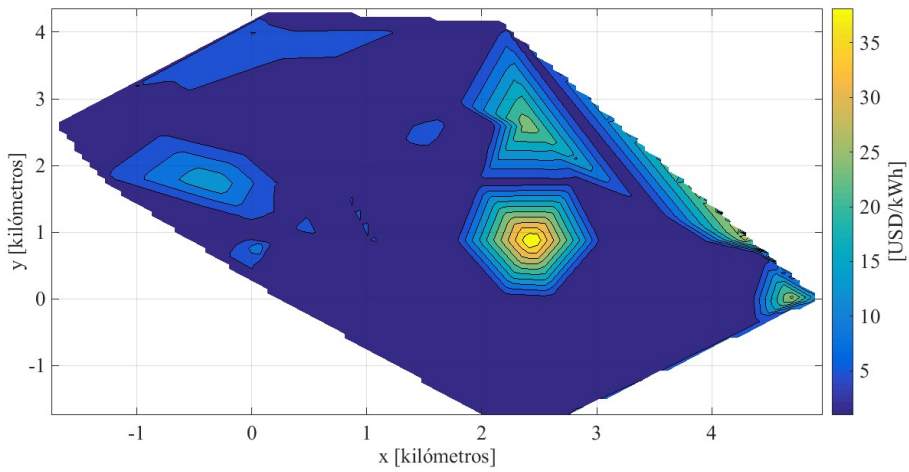


Figura 66. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 2.
Fuente: Elaboración Propia.

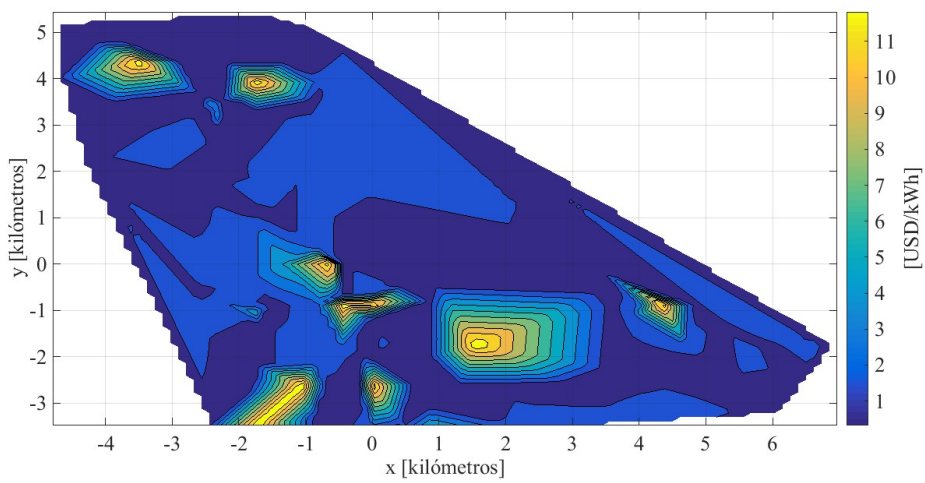


Figura 67. Mapa de costo intrínseco de la ENS de la Red N° 3.
Fuente: Elaboración Propia.

4 EMPLAZAMIENTO ÓPTIMO DE GENERACIÓN RENOVABLE DISTRIBUIDA

Para resolver el problema del emplazamiento óptimo en las tres redes de distribución, se utilizó la metaheurística Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción (FC). Para las tres redes de distribución se recurrieron a 144 partículas. Se presenta en la *TABLA XXIV* los resultados de las potencias medias instaladas e índice de penetración de generación distribuida.

*TABLA XXIV. Datos de interés de los sistemas de distribución y de la metaheurística empleada para resolverlos.
Fuente: Elaboración Propia.*

	RED DE DISTRIBUCIÓN 1	RED DE DISTRIBUCIÓN 2	RED DE DISTRIBUCIÓN 3
NÚMERO DE NODOS DE LA RED	47	108	182
NÚMERO DE USUARIOS	4565	2122	2444
POTENCIA INSTALADA TRANSFORMADORES [MVA]	7.87	6.78	7.49
POTENCIA DEMANDADA [MVA]	4.64	3.95	3.01
ÁREA [km²]	6	21	48.30
POTENCIA GENERADA MEDIA [MVA]	0.56	0.56	0.42
ÍNDICE DE PENETRACIÓN DE GD [pu]	0.14	0.12	0.14
POTENCIA DISTRIBUIDA TOTAL [MVA]	1.562		
OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO CON METAHEURÍSTICA PSO FC			
NÚMERO DE PARTÍCULAS	144		
TIEMPO DE EJECUCIÓN [Seg]	29.00	59.08	152.16
FUNCIÓN DE APTITUD DIFUSA DE LA MEJOR PARTÍCULA	0.24	0.25	0.34

En la *TABLA XXV* se presentan los ponderadores exponenciales y la matriz de preferencia resultante. Dado de que la matriz de preferencia se obtuvo directamente con las condiciones de consistencia entre los ponderadores exponenciales de los atributos, existe consistencia perfecta en la ponderación de los atributos.

TABLA XXV. Matriz de preferencia basada en los ponderadores exponenciales obtenidos para los atributos: Emisiones de CO₂, Potencia Instalada, Costo, Tensión Máxima, Tensión Mínima y Pérdidas eléctricas.

Fuente: Elaboración Propia.

ATRIBUTOS			PONDERADORES EXPONENCIALES (EW)					
			0.52	1.03	1.55	0.93	0.93	1.03
			EMISIONES DE CO ₂	POT. INST.	COSTO	TENS. MAX.	TENS. MÍN.	PÉRD.
PONDERADORES EXPONENCIALES (EW)	0.52	EM. DE CO ₂	1	2	3	1.8	1.8	2
	1.03	POT. INST.	0.5	1	1.5	0.9	0.9	1
	1.55	COSTO	0.33	0.67	1	0.6	0.6	0.67
	0.93	TENS. MAX.	0.56	1.11	1.67	1	1	1.11
	0.93	TENS. MÍN.	0.56	1.11	1.67	1	1	1.11
	1.03	PÉRD.	0.5	1	1.5	0.9	0.9	1

TABLA XXVI. Resultados del modelo de emplazamiento óptimo de Generación Distribuida GD, para los atributos: Emisiones de CO₂, Potencia Instalada, Costo, Tensión Máxima, Tensión Mínima y Pérdidas eléctricas. Se presentan los valores máximos v^{Max} , mínimos v^{Inf} , funciones de preferencia difusa μ_j y funciones de aptitud difusa final μ_t . Fuente: Elaboración Propia.

		COSTO [USD]	CO₂ [Ton]	MAX TENSIÓN [pu]	MIN TENSIÓN [pu]	PGD [MVA]	PÉRD [MVA]
RED DE DISTRIBUCIÓN 1	U^{Inf}	144532.10	4035.49	1.05	0.93	0.69	0.04
	U^{Sup}	202022.40	11473.81	1.07	0.95	1.16	0.32
	U_j	15169.18	879.83	1.04	1.04	0.56	0.00009
	μ_j	0.81	0.34	1	1	1	1
	μ_t	0.24					
RED DE DISTRIBUCIÓN 2	U^{Inf}	169779.4	3611.45	1.05	0.93	0.59	0.03
	U^{Sup}	203442.2	9766.81	1.07	0.95	0.98	0.27
	U_j	15294.32	737.58	1.04	1.04	0.56	0.0001
	μ_j	0.78	0.37	1	1	1	1
	μ_t	0.26					
RED DE DISTRIBUCIÓN 3	U^{Inf}	222800.3	4122.36	1.05	0.93	0.45	0.03
	U^{Max}	230718.4	7457.91	1.07	0.95	0.75	0.21
	U_j	15279.34	601.92	1.04	1.04	0.42	0.00017
	μ_j	0.78	0.25	1	1	1	1
	μ_t	0.17					

En la *TABLA XXVI* se presentan los principales resultados del modelo, referidos a valores de los objetivos, preferencias y función de aptitud final. Los

costos utilizados están anualizados, mientras que los costos utilizados para los escenarios son mensuales.

En la Red N° 1, dado que la potencia demandada en promedio de los transformadores es la mayor, las emisiones son mayores en esta red. Se observa que las tensiones y las pérdidas se encuentran satisfactoriamente dentro de los márgenes regulatorios. Esto se debe a que al trabajar en media tensión (13.2 kV) las pérdidas son 1225 veces menor en magnitud que si se trabajara en baja tensión (0.38 kV). Adicionalmente, la caída de tensión es 35 veces menor ($\sqrt{1225}$). Estos valores se obtienen a partir de la ley de Ohm y la ley de Joule desarrolladas en ANEXO, sección 1.2.

Se presenta en la *Figura 83* la disposición de los generadores en esta red, donde se conectaron tres generadores basados en biomasa. Esto se explica por el hecho de concentración de cargas en un área menor (alrededor de 6 km^2), entonces se justifica la necesidad de generadores de grandes potencias instaladas (0.3 MVA) y alto factor de carga. En la *Figura 84* se presenta la disposición de generadores en la red de distribución N° 2, donde también se instalaron también generadores basados en biomasa, así como en la red N° 3, según la *Figura 85*. Es decir, según los criterios de valoración de preferencias utilizados, se instalaron únicamente generadores basados en biomasa.

Este resultado es acorde a los escenarios energéticos, después de la generación nuclear, la fuente de generación basada en biomasa es la que tiene mayor potencial de ser utilizada para una transición energética. Adicionalmente, los bajos factores de carga, y en consecuencia la baja tasa de retorno energético, de las fuentes de generación impiden la utilización de estas fuentes.

Adicionalmente, el factor de emisión de cada fuente de generación también influye en la elección de que generador utilizar. Después de la generación fósil ($0.9 \frac{\text{Ton}}{\text{MV}}$), la generación solar es la que mayor factor de emisiones posee ($0.42 \frac{\text{Ton}}{\text{MVAh}}$). Si bien las tres funciones de aptitud son similares en valor, se observa que en la red N° 1 la preferencia correspondiente al costo es mucho mayor que la preferencia correspondiente a las emisiones: $\mu_{\text{costo}} \gg \mu_{\text{CO}_2}$. Sin embargo, en las redes N° 2 y N° 3 estos valores son más cercanos entre sí.

4.1 Modelo de Emplazamiento óptimo de generación renovable en forma distribuida (GD)

Se presentan a continuación los mapas bidimensionales conforme a las redes de distribución 1, 2 y 3, para el problema de emplazamiento de generación distribuida. Estos resultados son análogos al problema de confiabilidad resuelto, ya que se busca medir los atributos principales del problema en cada nodo de la red (y sus costos intrínsecos). La Fig. 5 muestra las áreas donde se realizó la mayor inversión en equipos.

Los costos, asociados con los equipos de generación GD, se representan en la barra de color. El color rojo indica el caso extremo en que se instaló un equipo GD en el nodo, mientras que el color azul indica el caso extremo en el que no se instaló nada.

Se observa nuevamente que existen zonas con picos, debido a que son zonas de alta demanda y no cubiertas adecuadamente por los GD. En la Figura 71, Figura 72 y Figura 73 se presentan los mapas de costo intrínseco las emisiones de CO_2 .

Se observa que los resultados del modelo de optimización para la confiabilidad de los tres sistemas de distribución son satisfactorios. La instalación de los interruptores redujo considerablemente el ENS en los nodos de alta demanda. Además, hubo picos de ENS en los nodos sin inversión, como se muestra en las Fig. 6 y 7.

La Fig. 6 muestra el Índice de Costos Intrínsecos de la Energía No Suministrada (ENS), donde también se observa que los nodos donde no hay las inversiones se hicieron tienen un costo mayor que los demás.

Por lo tanto, el análisis de los mapas para los criterios CE y ENS muestra que la solución más satisfactoria obtenida por el modelo multiobjetivo difuso responde satisfactoriamente (ver Fig. 6 y 7).

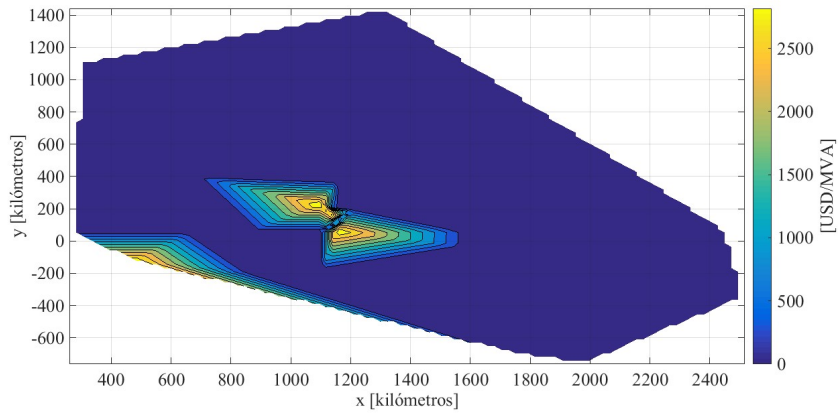


Figura 68. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 1.
Fuente: Elaboración Propia.

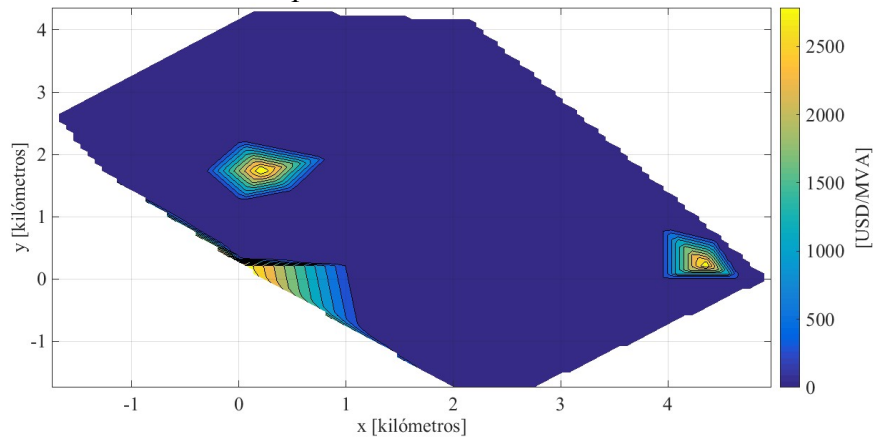


Figura 69. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 2.
Fuente: Elaboración Propia.

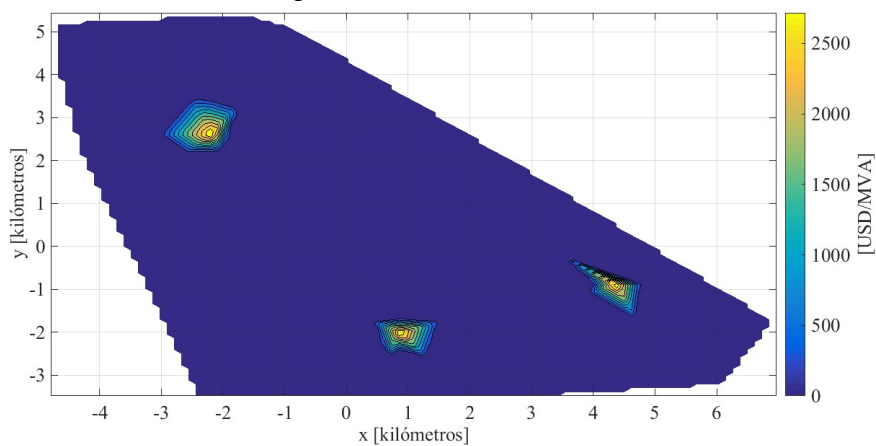


Figura 70. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 3.
Fuente: Elaboración Propia.

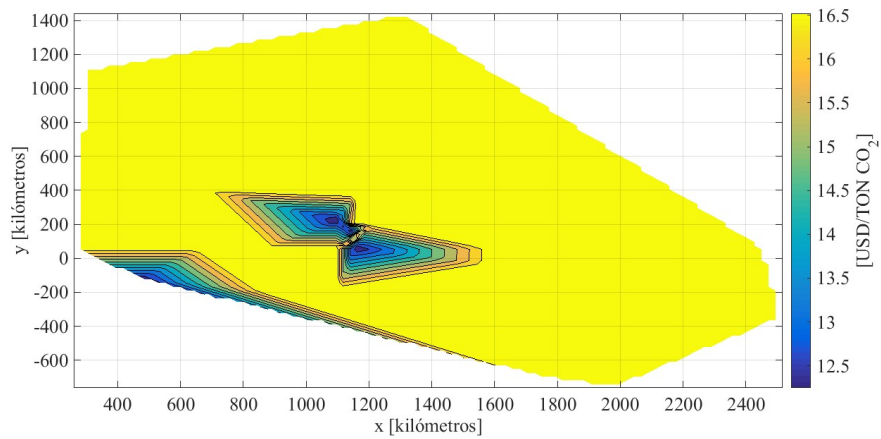


Figura 71. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 1.

Fuente: Elaboración Propia.

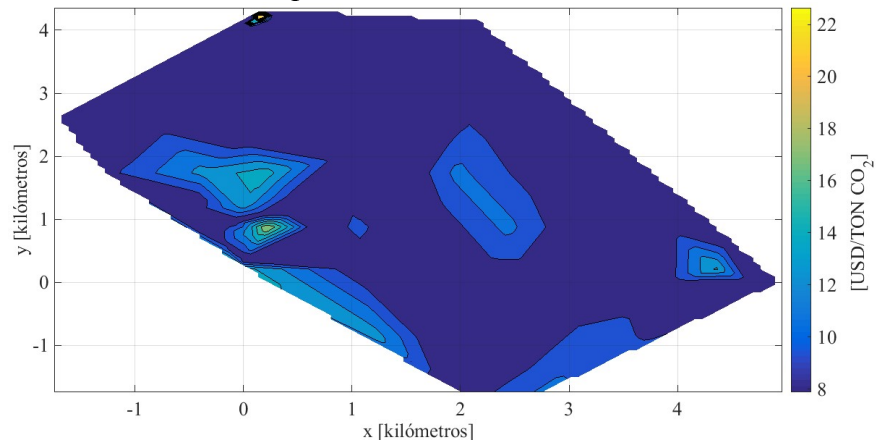


Figura 72. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 2.

Fuente: Elaboración Propia.

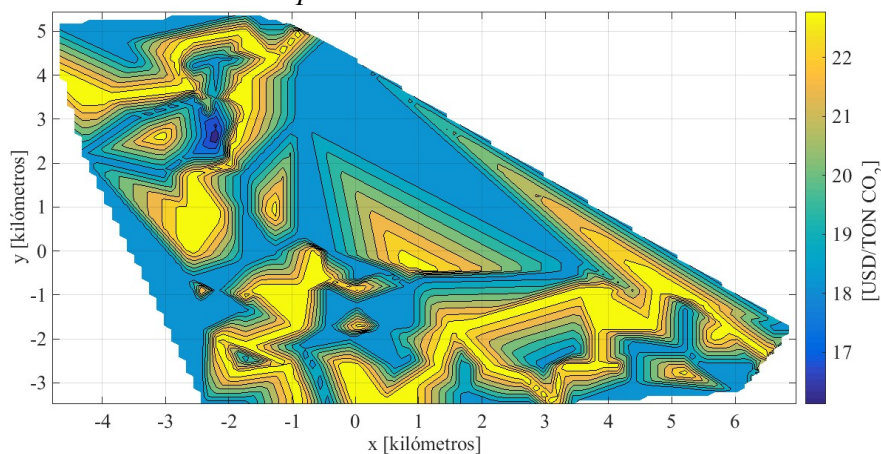


Figura 73. Mapa del Costo intrínseco de las emisiones de CO₂, para el sistema de distribución 3.

Fuente: Elaboración Propia.

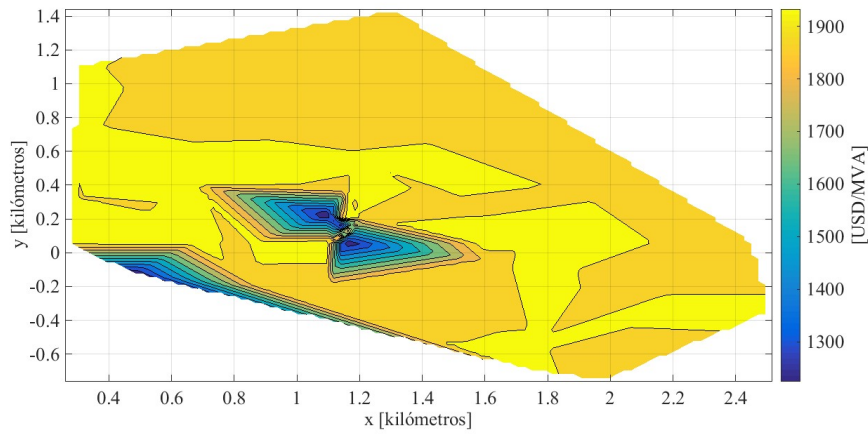


Figura 74. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 1.

Fuente: Elaboración Propia.

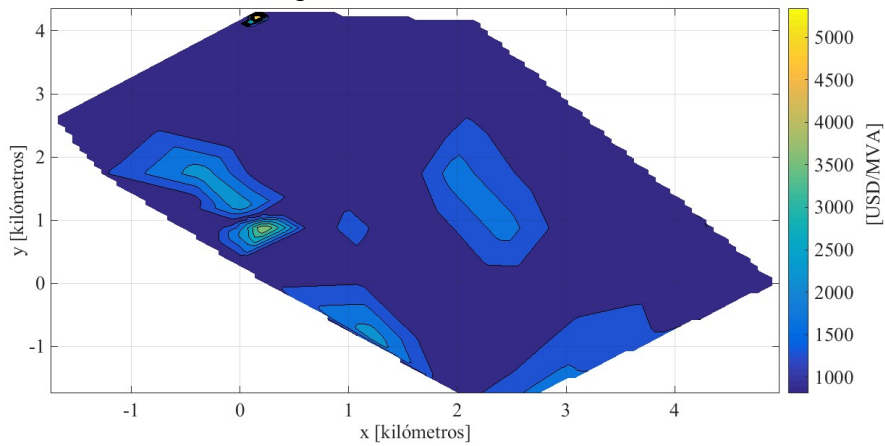


Figura 75. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 2.

Fuente: Elaboración Propia.

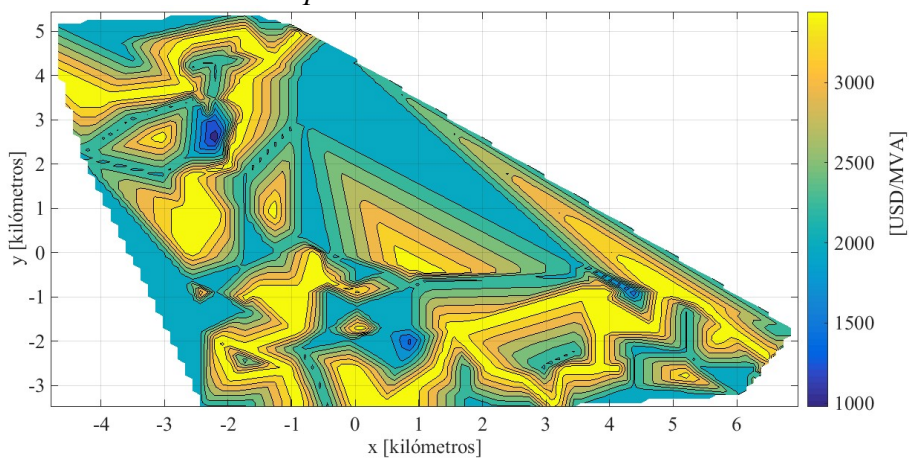


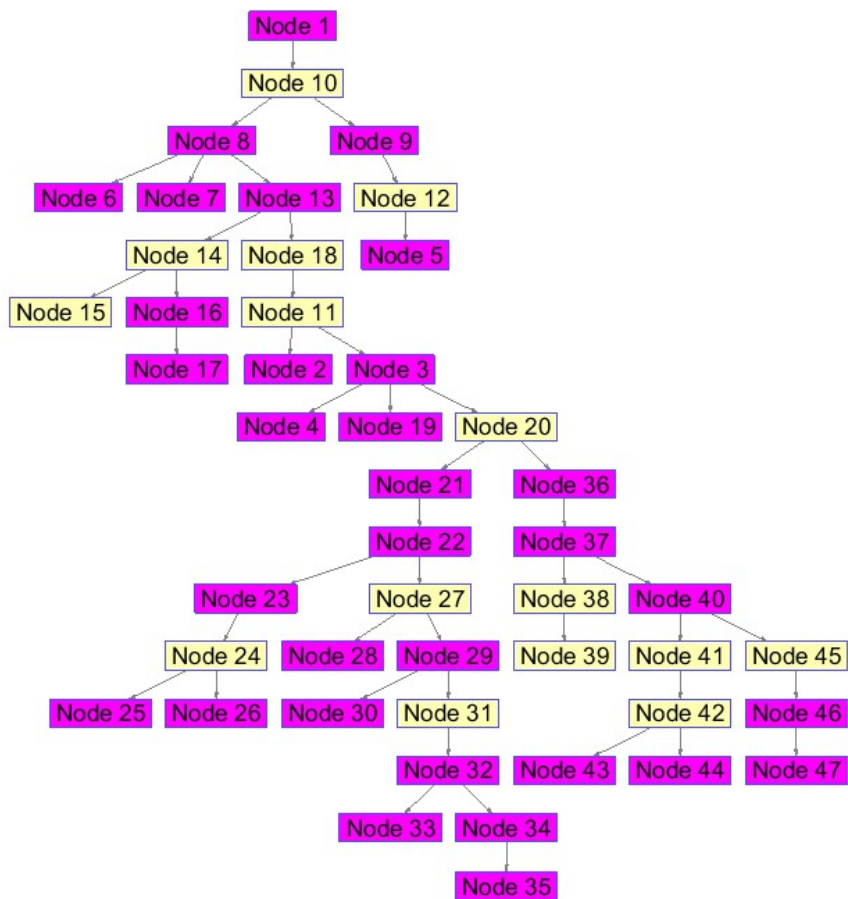
Figura 76. Mapa del Costo intrínseco de la potencia instalada en generación distribuida, para el sistema de distribución 3.

Fuente: Elaboración Propia.

4.2 Modelo de emplazamiento de generación distribuida: Escenario de mínimas emisiones de CO₂.

Para el caso de referencia de Emisiones de CO₂ mínimas, se obtuvo el esquema de la *Figura 77*, *Figura 78* y *Figura 79*. El color Cyan representa el aerogenerador, el verde el generador solar fotovoltaico, el magenta representa el generador basado en biomasa y el amarillo representa el generador fósil.

Para la Red de distribución 1 se observa que se emplazaron únicamente generadores basados en Biomasa en 32 nodos. Esto se debe a que su potencia instalada es grande (0.2 MVA) y esta red posee la mayor concentración de usuarios (y mayor potencia demandada por carga).



*Figura 77. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 1.
Fuente: Elaboración Propia.*

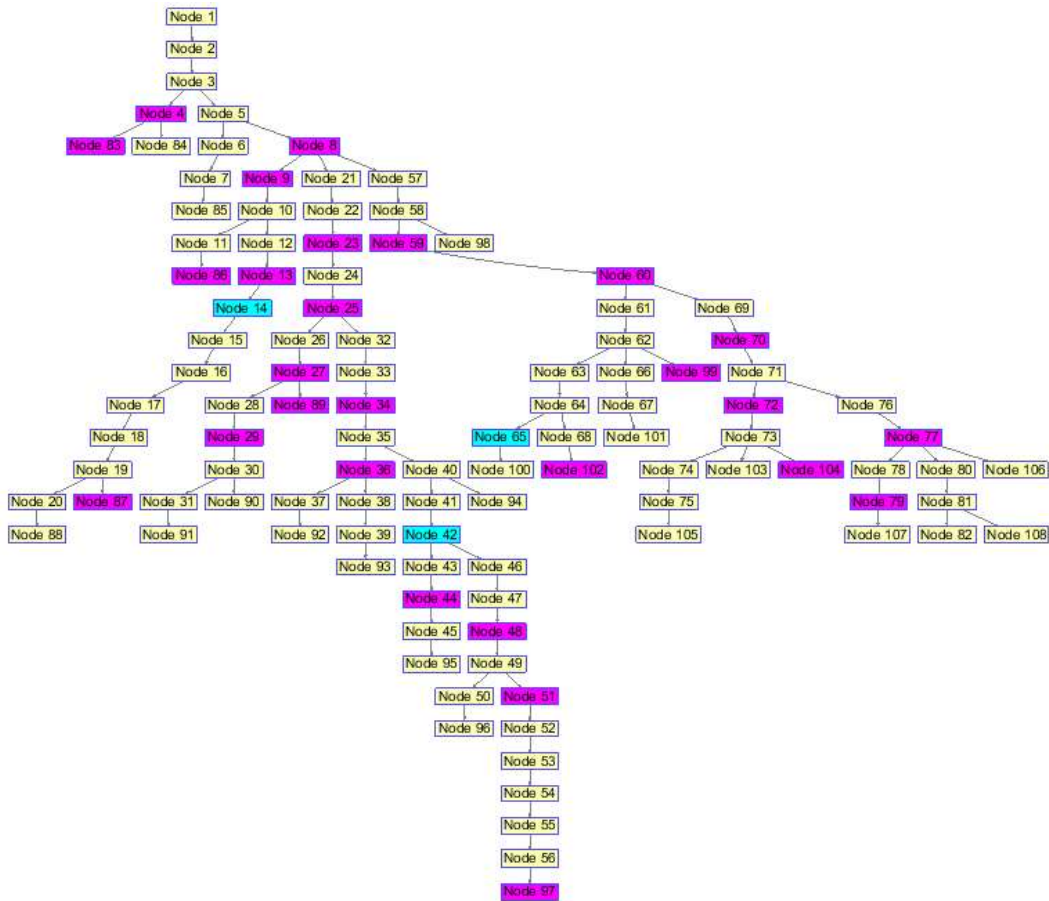


Figura 78. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 2.

Fuente: Elaboración Propia.

Para la red de distribución N° 2 se observa en la Figura 78 que se emplazaron 3 Generadores Eólicos y 27 Generadores Biomasa. Esta red algo más de diversidad energética debido a que abarca parte de la zona centro y abarca zonas más alejadas.

La cantidad de generadores (30), en proporción a la cantidad de nodos de la red (108), fue menor. Esto es debido a la baja cantidad de subestaciones transformadoras y que tienen una menor potencia demandada. Por lo tanto, se recurrió a una menor potencia instalada en generación. Este aspecto se explica al impacto en las pérdidas y magnitudes de tensión, que tienen las corrientes por las líneas. Al incrementar la potencia generada desmesuradamente, se incrementan los flujos de potencia entre los nodos de la misma manera y desmejoran las variables de estado de la red. Por ello se colocaron generadores de menor potencia.

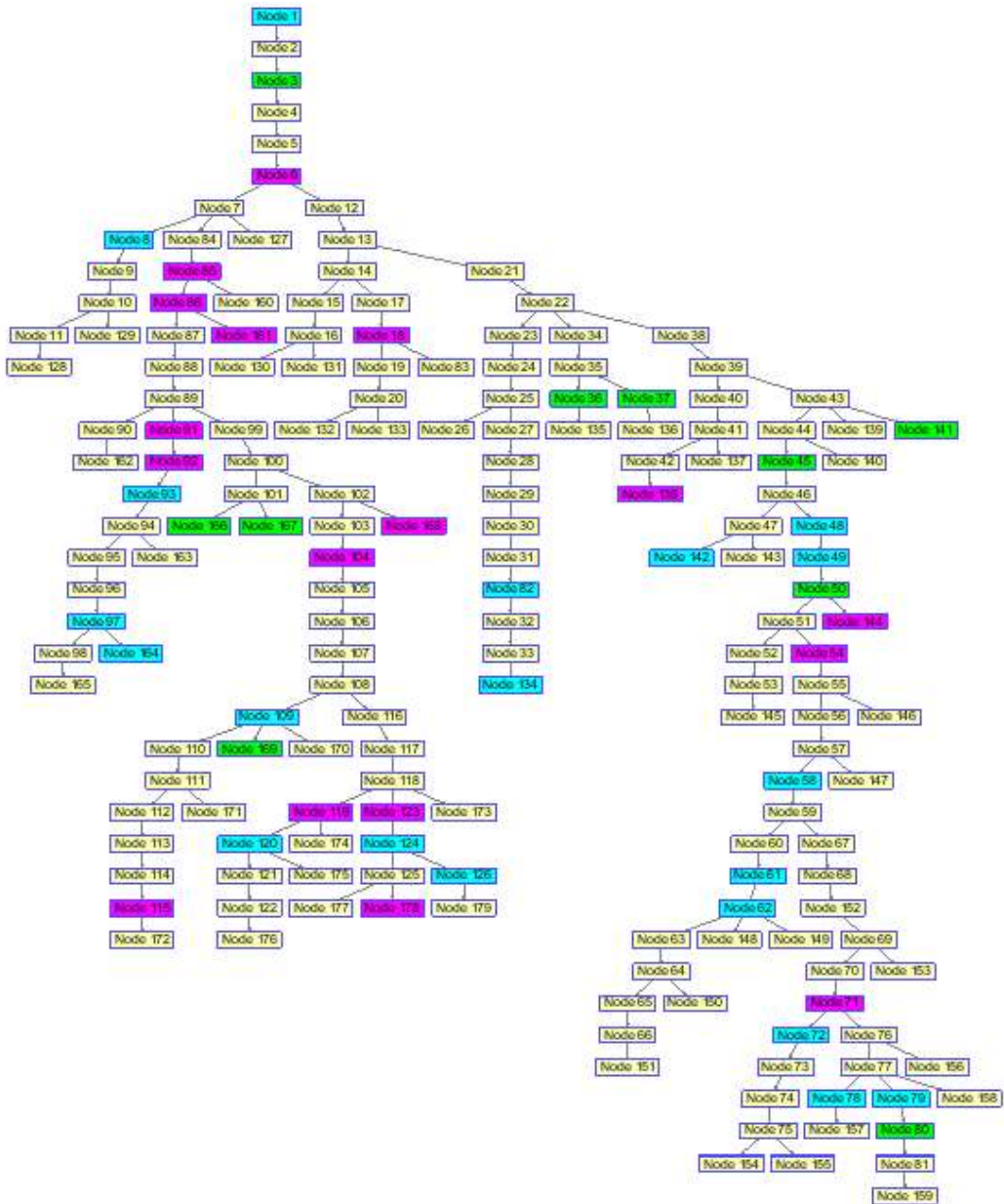


Figura 79. Ubicación de la GD obtenida mediante la minimización de las emisiones de la red, para la red de distribución 3.
 Fuente: Elaboración Propia.

De la misma forma, en la Figura 79 se presenta la ubicación de los generadores para la red N°3. En esta red se instalaron 20 generadores eólicos, 10 generadores solares, 17 generadores con biomasa y ningún generador fósil. Este escenario es el que mayor diversidad de las fuentes de generación tuvo. Esto es por las bajas potencias demandadas de las cargas.

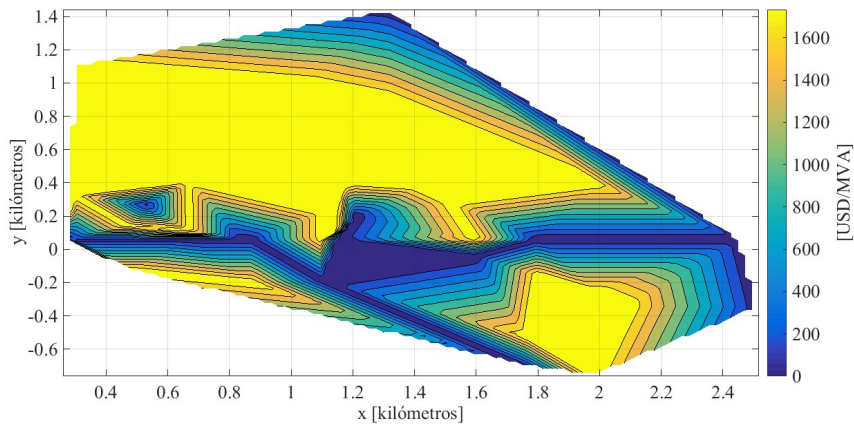


Figura 80. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 1, para el escenario de CO₂ mínimo.
Fuente: Elaboración Propia.

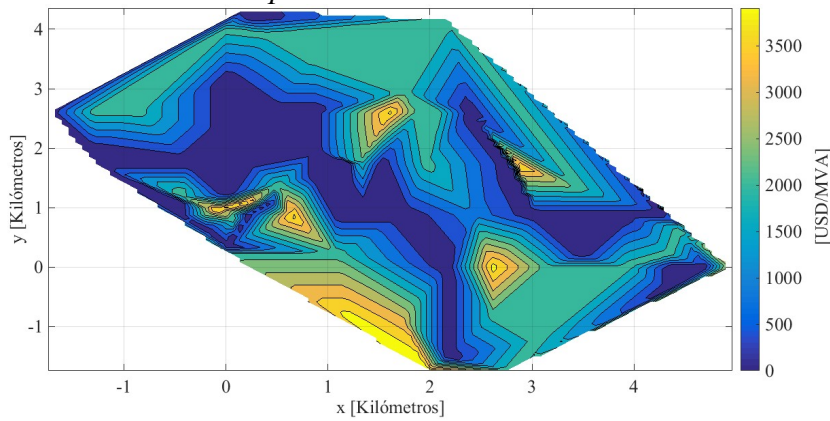


Figura 81. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 2, para el escenario de CO₂ mínimo.
Fuente: Elaboración Propia.

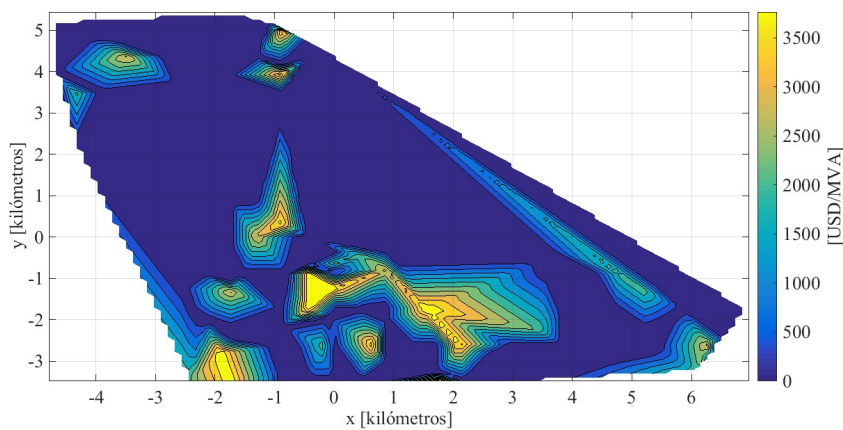


Figura 82. Mapa de costo total de los equipos [USD/MVA] por nodo del sistema de distribución 3, para el escenario de CO₂ mínimo.
Fuente: Elaboración Propia.

4.3 Emplazamiento de los equipos según la solución más satisfactoria

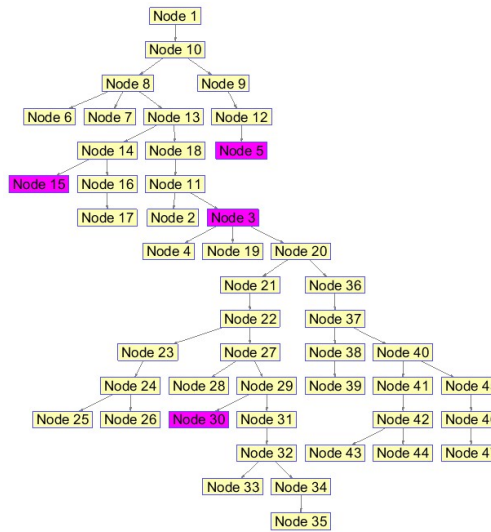


Figura 83. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 1. Fuente: Elaboración Propia.

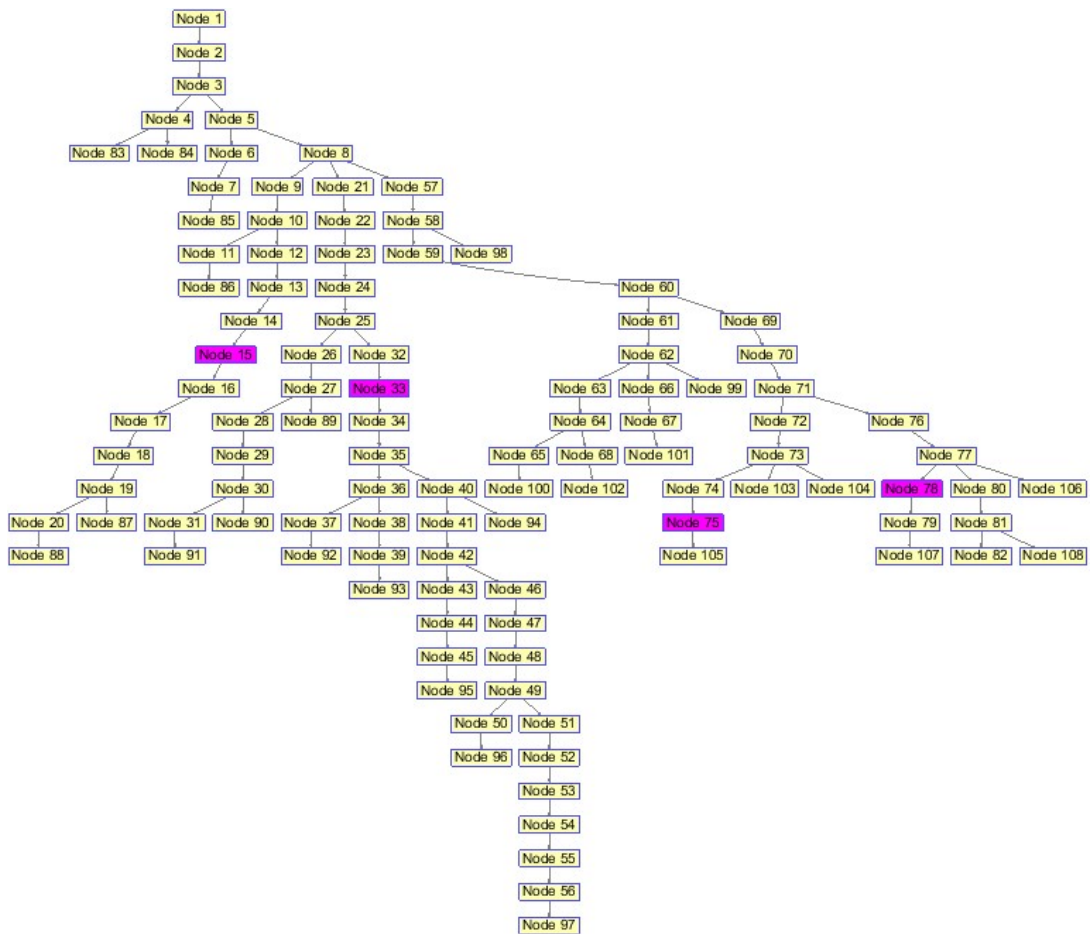


Figura 84. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 2. Fuente: Elaboración Propia.

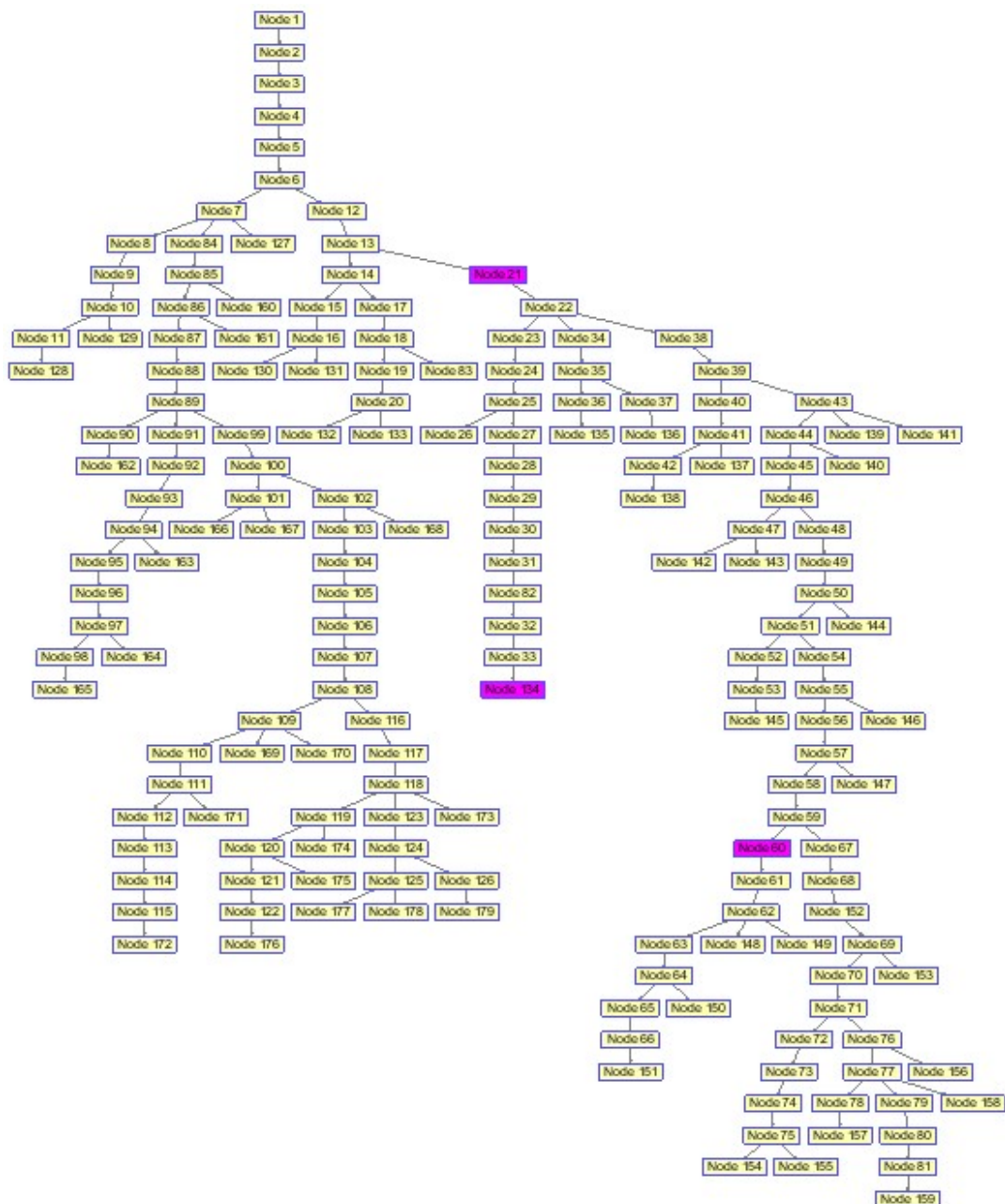


Figura 85. Ubicación de la GD óptima obtenida para la red de distribución 3. Fuente: Elaboración Propia.

Se presentan en la Figura 83, Figura 84 y Figura 85 las ubicaciones de los equipos de generación, donde se observa que se instalaron únicamente equipos de Biomasa. Esto es debido a las ventajas referentes a Emisiones de CO_2 , buena TRE, buen factor de carga y relativamente bajo costo. Adicionalmente, el límite de instalación de fuente de generación hace que se decida por las fuentes de generación que satisfagan las funciones de preferencia propuestas. Para incrementar la diversidad, puede incrementarse el límite máximo de los valores de referencia de la

potencia instalada en GD. También puede variarse el ponderador asociado a las Emisiones de CO_2 , sin embargo, estos parámetros impactan en el Costo Intrínseco de este atributo, y en consecuencia, en el costo de peaje.

4.4 Análisis del costo intrínseco y los costos de peaje

Se presenta en la *TABLA XXII* los resultados obtenidos para el cálculo del CI Medio según los atributos: Costo de Inversión [USD], Emisiones [TON], Máxima Tensión [pu], Mínima Tensión [pu], Potencia Instalada [MVA] y Pérdidas de Potencia [MVA].

TABLA XXVII. Costo Intrínseco Medio, en USD/Unidad del atributo analizado, y costo de peaje. Los atributos analizados son: Costo, Emisiones CO_2 , Máxima Tensión, Mínima Tensión, Potencia Instaladas Distribuida y Pérdidas.
Fuente: Elaboración Propia.

	RED 1		RED 2		RED 3	
	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]	CI MEDIO	COSTO DE PEAJE [USD]
COSTO [USD]	1.00	-7159.75	1.00	-8411.11	1.00	-8261.33
CO_2 [TON]	8.13	-53015.59	16.25	-85128.43	61.76	-191492.80
MÁX T [pu]	1171972.19	11.72	1201365.63	12.01	1757613.79	17.58
MÍN T [pu]	-1459423.91	145884.01	-1495916.18	194409.27	-2188545.28	284292.03
PI GD [MVA]	83813.43	10803.55	100931.38	2545.49	193379.63	5217.48
PÉRD [MVA]	139689.06	6475.98	168218.97	6637.58	322299.39	9678.23

El signo del CIM está determinado directamente por el signo de la pendiente del conjunto difuso. Adicionalmente, el signo del peaje está determinado por el signo del CIM y por la desviación respecto al valor de referencia analizado. Para ello

se tomó como valor de referencia el valor límite para el cual la función de pertenencia vale 1, ya sea con rampa de pendiente creciente o decreciente.

TABLA XXVIII. Costos de peaje en [USD] según los modelos de Generación Distribuida (GD) y colocación de equipos de Seccionamiento y Protección (SP).

Fuente: Elaboración Propia.

	SIN EQUIPO		CON EQUIPO	
	CONFIABILIDAD	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	CONFIABILIDAD	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
RED 1 [USD]	-730193.7944	26319.10412	-30709.11914	102999.9306
RED 2 [USD]	-1804401.038	13749.36851	-38365.63129	110064.815
RED 3 [USD]	-3140343.38	15317.81466	-58868.13339	99451.19057
TOTAL [USD]	-5674938.213	55386.28729	-127942.8838	312515.9363
GLOBAL [USD]	-5619551.93		184573.05	

En la *TABLA XXVIII* se presentan los montos en [USD] para las tres redes de distribución, según los modelos de Confiabilidad y Generación Distribuida (GD). Se observa que, en el peor escenario, la externalidad es negativa con un monto alto, debido a los bajos índices de calidad técnica y ambiental. Se observa que, en el peor escenario, la externalidad es negativa con el costo de peaje con un monto alto, debido a los bajos índices de calidad técnica y ambiental.

En el escenario donde se realizó el emplazamiento óptimo de la GD y los equipos SP, los costos de peaje mejoraron considerablemente y se equilibraron. La penalización a pagar por la empresa de distribución, por el incumplimiento de los índices de confiabilidad y costos (Multa) cubren ampliamente los costos de peaje del emplazamiento distribuido (Subsidio). Es decir que la empresa distribuidora, al realizar el pago de las multas económicas por la externalidad negativa, posibilita la inversión en el subsidio necesario para la generación renovable distribuida. Adicionalmente, se obtuvo la *TABLA XXIX*, donde se presenta el escenario con y sin Generación Distribuida (GD). Adicionalmente, se presentan las Externalidades (EXT) que pueden ser positivas, negativas o nulas. Se calcula la diferencia entre los

dos escenarios, para deducir el efecto del generador en el Costo Propio de Distribución. Esta diferencia corresponde al monto por externalidad asociado al dueño del generador.

- En la Red N°1, el *cargo de acceso* del *Generador* (dueño de los generadores) es del 50.84% de la *Inversión Máxima* de referencia. Este monto es el más elevado de las tres redes. Para el distribuidor 1 corresponde un subsidio de 50.98% (sin contar el cargo de acceso), acorde a la externalidad positiva.
- En la Red N° 2, se subsidia al generador con un monto del 3.66% (menor monto), mientras que al distribuidor le corresponde un subsidio del 54.10%.
- En la Red N° 3, el monto es a pagar por el Generador es del 21.92% y al Distribuidor le corresponde un 43.11%.

TABLA XXIX. Costos de peaje en según el modelo de GD [% Inversión Máxima]. Se presenta el tipo de externalidad, según el signo del costo de peaje (positiva y negativa), los cargos de acceso y los costos del distribuidor. Fuente: Elaboración Propia.

		COSTOS DE PEAJE [% INVERSIÓN MÁXIMA INICIAL]					
		RED N° 1		RED N° 2		RED N° 3	
		[% COSTO MÁX]	EXT.	[% COSTO MÁX]	EXT.	[% COSTO MÁX]	EXT.
(1)	CON GD	50.98%	(+)	54.10%	(+)	43.11%	(+)
(2)	SIN GD	101.83%	(+)	50.44%	(+)	65.02%	(+)
(3)	CARGO DE ACCESO: DIFERENCIA (1) - (2)	-50.84%	Impuesto	3.66%	Subsidio	-21.92%	Impuesto
(4)	COSTO DEL DISTRIBUIDOR	50.98%	Subsidio	54.10%	Subsidio	43.11%	Subsidio
ANÁLISIS DE LOS CARGOS DE ACCESO A GENERACIÓN							
(5)	COSTO DE INVERSIÓN	75.09%		75.18%		66.23%	
(6)	COSTO TOTAL (6) - (3)	125.93%		71.52%		88.14%	

Se observa que el cargo de acceso de los generadores es comparable al costo de inversión anualizado. Si se suma el *Cargo de Acceso* y el *Costo de Generación*, se obtiene el *costo total* del generador (en % del *Costo de inversión Máximo* C^{Sup}).

Entonces, el monto económico que el *Generador* paga al *Distribuidor*, corresponde al *Cargo De Acceso* por utilizar las instalaciones de la red de distribución. De esta manera, el distribuidor puede compensar las pérdidas económicas por menor demanda y así recuperar los costos de inversión de la red.

Las redes N° 2 y N° 3 tienen menores cargos de acceso, dado que son las redes de mayor longitud y menor potencia demandada por *Subestación Transformadora*. Esto es acorde a la práctica, ya que busca utilizarse la generación distribuida para zonas alejadas a los centros urbanos, con el fin de minimizar las pérdidas y los costos de inversión en líneas. Sin embargo el cargo de acceso en la Red N°3 es más alto que en la Red N° 2, debido a su mayor potencia instalada, respecto a la potencia máxima del conjunto difuso U^{Sup} .

Entonces, por medio de las penalizaciones obtenidas por el modelo de confiabilidad, se obtiene la inversión necesaria para cubrir los costos y compensaciones del *distribuidor* y los costos de peaje que debe abonar el *generador*. Los montos son razonables en proporción al monto de inversión y acordes a la buena práctica.

Por lo tanto, se *acepta* la hipótesis principal, debido a que los resultados de los tres modelos son viables y satisfactorios. Es posible mediante este modelo y esquema de regulación complementar los problemas con el fin de incentivar la inversión en generación renovable distribuida.

Sin embargo, el emplazamiento de la generación eólica y solar en forma distribuida se ve dificultado, principalmente en Entre Ríos. Los bajos factores de carga, velocidades de viento e índices de radiación hace que sea totalmente ineficiente su utilización y complica su aplicación.

Por esta razón la metaheurística obtuvo que la mejor solución es implementar generadores basados en biomasa/biogás, lo cual es adecuado en Entre Ríos, debido a la alta disponibilidad.

5 CONCLUSIONES

Se realizaron diversos aportes: teóricos y metodológicos respecto al relevamiento y procesamiento de datos. La problemática es extensa, compleja y multidisciplinaria. Por lo cual se dividió el trabajo realizado en tres partes: el dominio del problema a resolver, la modelación matemática/algorítmica y el método de optimización. Se presentaron las características principales y teorías asociadas al modelo de optimización propuesto dentro de la Economía Computacional de Regulación de Redes Eléctricas (ECRRE), e incorporando técnicas de la soft-computing y metaheurísticas. El objetivo es ampliar las herramientas disponibles para reguladores y compañías de distribución, buscando maximizar la calidad del servicio con las inversiones necesarias. En entre las contribuciones realizadas se encuentran las siguientes:

- Se realizó una contribución en el estado del arte de la teoría de la toma de decisiones difusas y otras áreas, el índice de Costo Intrínseco. Este índice permitió obtener indicadores de costos asociados con los criterios de calidad, a través de su valor de preferencia.
- De esta forma, se obtuvieron mapas con este índice, que permiten estudiar la eficiencia de la red de forma geográfica y conocer qué nodos de la red eléctrica son ineficientes o vulnerables.
- Adicionalmente, mediante este índice, se pudo calcular la externalidad producida por el tomador de decisiones estudiado. De esta manera, se pudo determinar la penalización o monto de peaje.
- Por simplicidad se plantearon por separado el problema de operación de la red por parte de la distribuidora y la operación de los generadores.

En primer lugar, el problema corresponde a la confiabilidad de los sistemas de distribución, donde en el estado de la técnica se aplicaron múltiples mecanismos de modelado y resolución.

- Se aplicó un novedoso método de modelado basado en la cláusula 'qué pasa si'. De esta forma se obtiene el efecto de cada dispositivo utilizado (seccionador, fusible e interruptor).
- Como resultado de este enfoque, se obtuvo el efecto de la colocación de cada dispositivo SP en cada nodo, agrupándolo solo en 4 casos.

Comparativamente con la versión anterior de este problema, el uso de diferentes dispositivos SP dificulta el uso de programación dinámica para resolver este problema.

- El modelado por este medio no requirió estudios complejos y permitió obtener índices de confiabilidad de acuerdo a las regulaciones vigentes.
- Se obtuvo la alternativa más satisfactoria en términos de costos inversión y los índices de calidad técnica, servicio.

Se propuso un modelo de prefactibilidad de emplazamiento de generación en un Sistema de Distribución de Media Tensión (SDEE MV):

- Para esto, se realizó un modelo multiobjetivo a partir del flujo de potencia, los costos de generación y las emisiones de CO_2 resultantes.
- Se obtuvo la mejor configuración en términos de costos de generación, emisiones de CO_2 , potencia instalada, pérdidas y tensión de suministro.
- Mediante el uso de los costos de peaje, se obtuvo el Costo Propio de Distribución. Este corresponde a la suma de los costos de peaje del modelo de confiabilidad y de emplazamiento de generación distribuida.

Tanto para el problema de *confiabilidad*, como para el de *emplazamiento de los generadores* se obtuvo lo siguiente:

- Se obtuvieron mapas para mostrar y analizar el comportamiento de estos atributos analizados en cada nodo de la red. De estos mapas se obtuvo que los nodos más vulnerables son aquellos en los cuales la inversión realizada y los valores de calidad son bajos.
- Se obtuvieron los costos de peaje, correspondiente al modelo de valoración económica de los atributos no monetizables. Esto es mediante el uso del Costo Intrínseco.

En cuanto al método de resolución, se propuso un modelo difuso multi-objetivo basado en los trabajos de Bellman y Zadeh, la teoría de la decisión difusa. Se buscó incorporar: múltiples objetivos de optimización, modelación difusa de las variables con incertidumbre del tipo fundamental, y obtener el costo social de oportunidad asociado cada objetivo de optimización no monetizable.

El uso de metaheurísticas permitió resolver estos problemas, que aplicando otra metodología no hubiera sido posible de resolver fácilmente o con rapidez. Se plantearon. Para obtener la alternativa óptima que maximiza la función de aptitud difusa, se aplicó el PSO con Factor de Constricción.

Esta metaheurística es relativamente simple de implementar y produjo muy buenos resultados en menos de un segundo. No sería posible resolver fácilmente este problema con técnicas de programación matemática.

5.1 Líneas a futuro

Entre los aportes futuros a esta metodología se refiere a los cambios que son posibles de lograr mediante esta metodología:

- Involucrar más agentes o actores.
- Utilizar otros tipos de t-norma y funciones de aptitud.
- Realizar estudios de eficiencia de Pareto.
- Profundizar el análisis mediante el uso de Análisis de Procesos Jerárquicos (AHP) y Análisis de Evolvente de Datos (DEA).

Respecto al emplazamiento óptimo, un aspecto que no ha sido considerado en la presente propuesta es quién realiza la operación de los generadores. Se supuso que una sola entidad, o agente con un solo criterio de preferencias, realiza la operación del generador. Esto es, buscando minimizar el costo total y garantizar los índices de calidad. El problema con esta perspectiva es el inconveniente de la segmentación horizontal, es decir, minimizar en lo posible el mercado de una misma empresa proveedora de los generadores. En el caso de considerar varias entidades o agentes, que busquen maximizar los beneficios, la problemática se vuelve complicada de resolver.

- En primer lugar, por las diferencias en características técnicas de los generadores que puedan aportar: rendimiento, vida útil, potencia, etc.
- En segundo lugar, porque ya se requiere entrar en las ramas de la teoría de juegos o de decisión social.

Tampoco se consideró el límite de capacidad de la red, la cual puede ser superada si se emplaza un generador de alta potencia instalada. Para considerar este

efecto, debe obtenerse un índice adicional que evalúe globalmente el uso de la capacidad de la red.

Adicionalmente, resta para investigaciones futuras la realización de un modelo de optimización que contemple la interacción entre los generadores y los equipos de seccionamiento y protección (SP). Para ello es necesario definir casos adicionales a los 4 que se consideraron para el problema de confiabilidad. Adicionalmente surge el problema de la inversión de flujos de corriente por las líneas y la posibilidad de exceder las restricciones operativas de la red. Por lo tanto, deben definirse para un futuro formulación de un modelo de simulación que contemple estas restricciones adicionales.

Respecto a la generación renovable existen múltiples desafíos. Un parámetro fundamental es la TRE por generador, que depende de la eficiencia de la fuente de generación y de la eficiencia de las etapas del ciclo de vida. Si se incrementa la eficiencia en todas las etapas del ciclo de vida (y se mejora la eficiencia del generador), su valor se incrementará. En consecuencia, se obtendrán mejores índices en el modelo. Por lo tanto, los Costos Intrínsecos bajarán. Esta mejora tecnológica no se tuvo en cuenta en la presente tesis, pero puede considerarse en un futuro.

Tampoco se consideró un incremento o decrecimiento del precio del petróleo. Se consideró constante, en torno a los 75 [USD/barril]. Sin embargo, este valor puede cambiar acorde al valor fijado por el mercado y variar drásticamente en el caso de un decaimiento y escases del mismo. Intuitivamente si crece el precio del petróleo, los costos se incrementarán, así como el costo intrínseco de las emisiones, lo cual favorece el emplazamiento de las renovables. Por lo tanto, puede incorporarse en futuros modelos. El costo de Emisiones de CO_2 resultó comparable a los precios en el mercado de emisiones transables (alrededor de 14 USD/Ton). Este es un aspecto crítico para la generación solar y eólica.

En la generación distribuida renovable, la incapacidad de seguir la demanda sigue siendo crítica. En el caso de la energía eólica, existirán momentos de alta demanda donde exista poco viento y por ende se deba recurrir a las generadoras convencionales. En cambio, pueden existir momentos de baja demanda y alto viento donde la generación eólica pueda poner en peligro la estabilidad del sistema. Cuando existen periodos con buen viento y baja demanda, donde la potencia generada

excede a la demanda, existe un exceso de oferta y por ende se vende a bajo precio a través de sus interconexiones, provocando pérdidas económicas al operador de mercado y la empresa transmisora. El uso del excedente de energía por parte de los consumidores, requiere de mecanismos regulatorios adicionales que contemplen los comportamientos del mercado. En el caso de la energía solar, su funcionamiento es más predecible, acorde a las curvas de radiación solar. Sin embargo, su mayor producción corresponde a zonas de baja demanda y por lo tanto se tiene el mismo problema.

En Concepción del Uruguay la energía aprovechable por el viento y el sol es baja. El factor de carga de los aerogeneradores es del 32 % para alturas de 30 mts. En el caso del potencial solar, la radiación solar directa (aprovechable por el generador) es baja por la alta nubosidad, resultando en un factor de carga del 24 %. El potencial en biomasa y biogás de Entre Ríos es prometedor. Adicionalmente, se tienen los buenos índices resultantes del modelo de escenarios más satisfactorios. Sin embargo, existen problemas respecto a los gases de combustión y olores por su almacenamiento. Esto generaría molestias y perjuicios en los usuarios. Aún con este hecho, se utilizará esta fuente de generación para el modelo de optimización, sin considerar la aceptación que esta pueda tener según la ubicación realizada. Entonces, debe profundizarse la factibilidad de utilizar este insumo en Entre Ríos, ya que usualmente tiene usos alternativos como fertilizantes, incineración o cogeneración.

El principal argumento a favor de los biocombustibles es la absorción de dióxido de carbono (CO_2), por lo que se deduce que el balance es nulo o cercano a cero. Cuando la combustión es completa todo el combustible se transforma en CO_2 y vapor de agua, sin embargo, los árboles y plantas que están creciendo lo capturan nuevamente. Sin embargo, la combustión generalmente es incompleta. La primera razón es por la distribución no uniforme del aire en la mezcla y por lo tanto, no se dispone del oxígeno necesario para transformar todo el carbono en CO_2 . En esta situación, también se forman monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HCS , por ejemplo metano), N_2O y otros materiales, que pueden generar impactos serios en la salud de los usuarios y además, son gases de efecto invernadero. Por lo tanto, se requiere un extenso y complejo análisis de costo-beneficio de la biomasa/biogás.

La transición hacia la generación nuclear fue la que mejores resultados obtuvo respecto al modelo de escenarios. Sin embargo, su aplicación en GD por medio de reactores pequeña escala se encuentra en etapa experimental. EN argentina se encuentra en proyecto la *Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM)* con 25 MW. Sin embargo, para su aplicación se requiere de redes con mayor potencia demandada a las que se analizó en la presente tesis (11.6 MVA). Por lo tanto, puede estudiarse una red de mayores dimensiones y cantidad de usuarios con el fin de evaluar la prefactibilidad de instalar estos reactores modulares.

Resta para investigaciones futuras el estudio del *Costo Nivelado Eléctrico (LOE)* y evaluación de la paridad de la red. Esto es, si los beneficios de obtener los índices de calidad compensan sus costos.

Respecto al modelo de confiabilidad, los seccionadores no fueron utilizados debido a que el interruptor cumple su función y la combinación de escenarios estudiados los hacía innecesarios. Su uso se justifica si se considera el caso de desconexión de la red para obras de mantenimiento. Para esto es necesario considerar parámetros adicionales y un índice de confiabilidad adicional, tal como el *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentánea - Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)*. En este caso, se puede plantear un modelo que contemple un funcionamiento dinámico de la red, la cual varíe su topología.

Por lo tanto, dada la amplitud y profundidad del tema de investigación, y que sus componentes individuales se encuentran en amplia investigación en la actualidad, el problema sigue abierto a nuevas propuestas en el futuro. Los aportes realizados pueden mejorarse ampliamente y ayudar al ámbito científico, público y privado a resolver los problemas de planificación que se encuentran sin solución satisfactoria.

REFERENCIAS

Abur, A., Alvarado, F. L., Bel, C. A., Cañizares, C., Pidre, J. C., Navarro, A. J. C., ... & Ramos, J. L. M. (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill.

Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195-204.

Ageron, B., Gunasekaran, A., & Spalanzani, A. (2012). Sustainable supply management: An empirical study. *International journal of production economics*, 140(1), 168-182.

Ahmad, S., Sardar, S., Asar, A. U., & Noor, B. (2017). Impact of distributed generation on the reliability of local distribution system. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, 8(6), 375-382.

Alanne, K., & Saari, A. (2006). Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and sustainable energy reviews*, 10(6), 539-558.

Alexander, C. K., & Sadiku, M. N. (2013). *Fundamentos de circuitos eléctricos (5a. McGraw Hill Mexico*.

Alier, J. M., Jusmet, J. R., & Sánchez, J. (1998). *Curso de economía ecológica*. Programa de las Naciones Unidas Para el Medio Ambiente, Oficina Regional para América Latina y el Caribe.

Amme, J., Pleßmann, G., Bühler, J., Hülk, L., Kötter, E., & Schwaegerl, P. (2018, February). The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 977, No. 1, p. 012007). IOP Publishing.

Andrade, C. A. D., & Hernández, J. C. (2011). Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica—Estado del Arte. *Sistemas & Telemática*, 9(18), 53-81.

Ángeles, L., Castillo, J., & Sebastián, D. (2018, July). Comparison of Locational Marginal Price Calculation Using Five DCOPF Algorithms. In *2018 XXXI International Summer Meeting On Power and Industrial Applications (RVP-AI)* (pp. 104-110). IEEE.

Araujo, E. D. (2017). La regulación eléctrica argentina. Antecedentes y perspectivas. *Revista Derecho Administrativo Económico*, (07), 821-836.

Arrow, K. (1963). Notes on the theory of social Choice. *Social Choice and Individual Values*, 92-120.

Asensio, P. A. D. M. (2014). Alcance de la arbitrabilidad de los litigios sobre derechos de propiedad industrial.

Azpiazu, D., & Schorr, M. (2001). Desnaturalización de la regulación pública y ganancias extraordinarias. *Revista realidad económica*, (184), 16.

Azpiazu, D., & Schorr, M. (2003). La renegociación de los contratos entre la administración Duhalde y las prestatarias de servicios públicos. *Realidad Económica*, (193), 19.

Azpiazu, D., & Basualdo, E. (2004). Las privatizaciones en la Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales. *Las privatizaciones y la desnacionalización de América Latina. Buenos Aires, Prometeo Libros*, 55-112.

Azqueta, D., Ramírez, A., & Villalobos, D. (2007). Introducción a la economía ambiental (No. 333.70972 I5).

Barker, P. P., & De Mello, R. W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE* (Vol. 3, pp. 1645-1656). IEEE.

Bartolomé, I., & Lanciotti, N. (2011). Análisis comparado de los sistemas eléctricos en España y Argentina, 1890–1950. Estrategias globales y experiencias divergentes de la electrificación en dos países de industrialización tardía. *Documento de Trabajo. Fundación Cajas de Ahorro, Madrid*, (660).

Barros, V., & Grand, M. C. (1999). El significado de una meta dinámica de reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero: el caso argentino. *XXXV Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política*.

Bel, C. M. Á., & Ortega, M. A. (2012). *Electrical circuit theory*. Editorial Universitat Politècnica de València.

Bellman, R. E., & Zadeh, L. A. (1970). Decision-making in a fuzzy environment. *Management science*, 17(4), B-141.

Blanco, J. M. (2008). *Economía: teoría y práctica*. McGraw-Hill Interamericana de España.

Bolaños, D. A. R., & GUALDRÓN, A. M. G. (2013). Estado del arte de las redes de distribución de energía en corriente continua (CC). *Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín*.

Bousquet, F., & Le Page, C. (2004). Multi-agent simulations and ecosystem management: a review. *Ecological modelling*, 176(3-4), 313-332.

Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(9), 4470-4482.

Brown, MA, y Zhou, S. (2013). Políticas de redes inteligentes: una revisión internacional. *Revisiones interdisciplinarias de Wiley: Energía y medio ambiente*, 2 (2), 121-139.

Bruch, E. (2015). Precios: la paradoja del agua y los diamantes. *Diario La Ley*, (8628), 11.

Borneo Farfán, K., Meono, L., & Fernando, J. (2017). Principios de economía (3ra ed.). Universidad San Ignacio de Loyola.

Bustamante, K. E. (2013). Estudio de los sistemas de Generación Distribuida (Bachelor's thesis, Universidad del Azuay).

Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons.

Caballero, M., Lozano, S., & Ortega, B. (2007). Efecto invernadero, calentamiento global y cambio climático: una perspectiva desde las ciencias de la tierra. *Revista digital universitaria*, 8(10), 1-12. Clerc M. y Kennedy J., «The Particle Swarm - explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space», *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, n.o 1, pp. 58-73, 2002.

Caffera, M. (2014) Economía Ambiental Intermedia Notas de Clase.

Camargo F.; Schweickardt G.; Casanova C. (2018). Maps of *Intrinsic Cost* (IC) in reliability problems of medium voltage power distribution systems through a fuzzy multi-objective model, *Revista DYNA*, Colombia, vol. 85, N°. 204, pp. 334-343, ISSN 0012-7353.

Camargo F.; Schweickardt G. (2016). Modelo De Decisión Multi-Criterio Con La Aplicación De La Metaheurística FEPSO Para La Determinación Del Escenario Óptimo Que Propicie La Penetración De Las Fuentes Primarias De Generación Renovables según la Tasa de Retorno Sistémica. Parte 1: Hipótesis Simplificativas, Coeficientes Tecnológicos Y De Las Funciones Objetivos. IV Congreso Nacional de Ingeniería en Informática/Sistemas de Información. Universidad Católica Argentina, Salta, Argentina, ISSN 2347-0372.

Camargo F.; Schweickardt G. (2016). Modelo De Decisión Multi-Criterio Con La Aplicación De La Metaheurística FEPSO Para La Determinación Del Escenario Óptimo Que Propicie La Penetración De Las Fuentes Primarias De Generación Renovables según la Tasa de Retorno Sistémica. Parte 2: Estudio de Caso. IV Congreso Nacional de Ingeniería en Informática/Sistemas de Información. Universidad Católica Argentina, Salta, Argentina, ISSN 2347-0372.

Camargo F., Schweickardt G., Casanova C. (2016). Model multi-criteria decision with the application of metaheuristic FEPSO for determining the stage optimal for the energetic penetration of primary sources of renewable generation according to the systemic energy return on investment (EROI). *Virtual Scientific*

Meeting Eureka 2016. Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México.

Camargo, F.; Schweickardt, G. (2015). Modelación dinámica determinística de la tasa de retorno energético. 3er. Congreso Nacional de Ingeniería Informática / Sistemas de Información (CONAIISI). UTN-FRBA, Buenos Aires, Argentina, ISBN: 978-987-1896-47-9.

Camargo, F.; Schweickardt, G. (2014). Estimación de la tasa de retorno energético: análisis comparativo de las metodologías disponibles en la actualidad, Universidad Nacional de Cuenca, Facultad de Ingeniería, Cuenca, Ecuador. Vol. 5, N° 2, p65 - 73. ISSN 1390-6143.

Camus, P., Hidalgo, R., & Muñoz, E. (2016). Las disputas por el mar: bienes comunes, pescadores artesanales y pesca industrial: El caso de la caleta Cocholgüe en el litoral centro sur de Chile a mediados del siglo XX. *Población y sociedad*, 23(2), 91-114.

Carrasco, J. B. (1998). *Análisis de sistemas*. Evolución.

Carvalho, P. M., Correia, P. F., & Ferreira, L. A. (2008). Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *IEEE transactions on Power Systems*, 23(2), 766-772.

Castells, M. (2004). *La era de la información: economía, sociedad y cultura* (Vol. 3). siglo XXI.

Castells, X. E. (2012). *Energía, Agua, Medioambiente, territorialidad y Sostenibilidad*. Ediciones Díaz de Santos.

Castillo, E., Conejo, A. J., Pedregal, P., García, R., & Alguacil, N. (2002). *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*.

Casanova C. A. (2018). Modelo Hiperheurístico soportado en Metaheurísticas X-PSO Multiobjetivo. Aplicación sobre clases de problemas en economía computacional de redes de distribución eléctrica. ISBN 978-987-42-7694-0.

Casanova C.; Camargo F.; Schweickardt G.; Giménez J. M. (2017). Optimización de la Confiabilidad en Sistemas de Distribución Eléctrica de Media Tensión mediante una Metaheurística X-PSO Multiobjetivo. Anales XVII ERIAC Decimoséptimo Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ. Ciudad del Este, Paraguay.

Casanova, C., Schweickardt, G., & Camargo, F (2018). Modelo hiperheurístico HY X-FPSO CBR SII soportado en metaheurísticas X-PSO multiobjetivo para resolver una clase de problemas de optimización combinatoria. *Revista de la Escuela de Perfeccionamiento en Investigación Operativa*, 26(44), 4-20.

Castells, X. E. (2005). *Tratamiento y valorización energética de residuos*. Ediciones Díaz de Santos.

Castro, U.; Álvarez, E. (2016). Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos. Nivel de penetración de la generación fotovoltaica y regulación, Orkestra 2016/13, ISSN 2340-7638.

Chang, M. Y. (2001). La economía ambiental. *Sustentabilidades*, 165-178.

Chatterton, TJ, Anable, J., Barnes, J., y Yeboah, G. (2016). Mapeo del consumo de energía directo de los hogares en el Reino Unido para brindar una nueva perspectiva sobre la justicia energética. *Investigación de Energía y Ciencias Sociales*, 18, 71-87.

Chumacera, J. A. (2015). Sobre el Mercado Competitivo, los Excedentes y el Bienestar Social (Abu The Competitive Market, Surpluses and Social Welfare).

Cortina, A. (2016). Justicia y mercado. *Contrastes. Revista Internacional de Filosofía*.

Coderch, M. (2005). Energía Nuclear. *Foreign Policy*, 1-7.

Coffele, F., Booth, C., & Dyško, A. (2015). An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(2), 561-568.

Cont, W. A., & Navajas, F. (2004). *La anatomía simple de la crisis energética en la Argentina*. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas.

Colmenar-Santos, A., Reino-Rio, C., Borge-Diez, D., & Collado-Fernández, E. (2016). Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1130-1148.

Cory, K. S., Couture, T., & Kreycik, C. (2009). *Feed-in tariff policy: design, implementation, and RPS policy interactions*. Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory.

Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy policy*, 38(2), 955-965.

Cuadrado Roura, J. R., & Mancha, T. (2001). *Política económica: objetivos e instrumentos*. McGraw-Hill,

Cunningham, R. E. (2003). La energía, historia de sus fuentes y transformación. *Petrotecnia*, 52-60.

De Energía Eléctrica, A. D. D. (2011). De la República Argentina. *Escenarios Energéticos Argentina, 2030*.

De Juana, J. M. (2003). *Energías renovables para el desarrollo*. Editorial Paraninfo.

Del mercado argentino, d. g. (2016). Propuesta para la regulación federal del mercado argentino de generación renovable distribuida.

Devoto, A. E. (2017). La regulación de los servicios públicos y el caso de la electricidad. *Colección*, (4), 59-68.

Delicado, P. (2008). Curso de modelos no paramétricos. Departament d'Estadística i Investigació Operativa, Universitat Politècnica de Catalunya.

Díaz Foncea, M., Marcuello, C., & Montreal-Garrido, M. (2016). *Economía social y economía colaborativa: Encaje y potencialidades* (No. ART-2016-104461).

Díaz, D. E. (2015). La eficiencia productiva y la titularidad pública/privada: una breve revisión de la literatura económica. *Revista de Economía Política de Buenos Aires*, 14, 135-154.

Díaz, G., & Manuel, J. (2013). Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica. *Terra nueva etapa*, 29(46).

Dijkstra, P. T., Haan, M. A., & Mulder, M. (2017). Design of yardstick competition and consumer prices: experimental evidence. *Energy Economics*, 66, 261-271.

Dorf, R. C., Bishop, R. H., Canto, S. D., Canto, R. D., & Dormido, S. (2005). *Sistemas de control moderno* (p. 386). Pearson Prentice Hall.

Dobb, M. (2015). *Introducción a la economía* (Vol. 2). Fondo de Cultura económica.

Dobb, M. (2004). *Teorías del valor y de la distribución desde Adam Smith: ideología y teoría económica*. Siglo XXI.

Duarte, M. (1999). Reforma del Estado en la Argentina. El debate parlamentario de la Ley 23.696/89. *Revista Época*, 1(1), 33-52.

Dulău, L. I., Abrudean, M., & Bică, D. (2014). Effects of distributed generation on electric power systems. *Procedia Technology*, 12, 681-686.

Economic systems. *The New Encyclopædia Britannica*, (2007), vol. 4, p. 357.

Eguren, C. (2007). Mercado de energías renovables y mercado del carbono en América Latina: estado de situación y perspectivas. CEPAL.

Eid, C., Guillén, J. R., Marín, P. F., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, 244-254.

Esslinger, P., & Witzmann, R. (2012, October). Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on* (pp. 1-7). IEEE.

Expósito, A. G. (2000). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill España.

Fadaee, M., & Radzi, M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16*(5), 3364-3369.

Flores, J., Rodriguez, M. A., Montagna, J. M., & Vecchietti, A. (2012). Modelo matemático para la planificación de las inversiones en fuentes de energía renovables para la Argentina. *Iberoamerican Journal of Industrial Engineering, 3*(6), 87-102.

Foladori, G. (1999). *Sustentabilidad ambiental y contradicciones sociales*.

Formación, E. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. FC Editorial.

Fuentes, F., & Saavedra, E. (2007). Un Análisis Comparado de los Mecanismos de Regulación por Empresa Eficiente y Price Cap. *Documento de Investigación I-191, ILADES-Universidad Alberto Hurtado*.

Furlán, A. (2017). La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial. *Revista Universitaria de Geografía, 26*(1), 97-133.

Garabuaui Parise, J. I. (2015). *Estación transformadora 132 kV Islas* (Bachelor's thesis).

García, S. M., & Gil, J. A. G. (2006). *Electrónica de potencia: componentes, topologías y equipos*. Editorial Paraninfo.

Garrido, J., Zafra, Á., Vázquez, F., & Sur, E. G. U. (2015). Modelado y Simulación de Centrales Hidráulicas. *Endesa Generación UPH Sur, Bogotá*.

GISTEMP Team (2018). GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP). NASA Goddard Institute for Space Studies. Dataset accessed 20YY-MM-DD at <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/>.

Gómez, F. V (1985). flujo optima de; potencia.

Gómez-Ramírez, G. A. (2016). Evolution and Trends of Indexes of Reliability in Electrical Systems of Power. *Revista Tecnología en Marcha*, 29(2), 3-13.

Gómez, V. A., Hernández, C., & Rivas, E. (2018). La Influencia de los Niveles de Penetración de la Generación Distribuida en los Mercados Energéticos. *Información tecnológica*, 29(1), 117-128.

Gómez, V., & Javier, F. (1984). Flujo óptimo de potencia (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/1984).

Gonzales Pacheco, M. L., Lee Naranjo, N. X., Meza Solis, C. L., Paucar Poma, P. R., & Pinto Gil, C. M. (2018). Discriminación de precios como mecanismo para promover la demanda de servicios de entretenimiento en el consumidor adulto joven.

González, A. P. (2016). Evaluación financiera de proyectos de inversión.

González, J. I. (1998). Arrow: la elección, los valores y la ideología del mercado. *Cuadernos de economía (Santafé de Bogotá)*, 17(28), 27-41.

Gonzales, M. (2002). Teoría de la utilidad. *Departamento de Matemática Financiera Universidad Rey Juan Carlos. Madrid-España. Pág*, 189-191.

Gopalan, S. A., Sreeram, V., & Iu, H. H. (2014). A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 222-228.

Gutiérrez García, G. D. J., Moncada-Fernández, I., & Meza-Montenegro, M. M. (2012). Biogás: una alternativa ecológica para la producción de energía. *Ide@ as CONCYTEG*, 7, 881-894.

Guamán Merchán, C. A. (2015). *Análisis de la Matriz Energética y sus cambios a partir de la Revolución Ciudadana. Período 2007-2014* (Bachelor's thesis, Universidad de Guayaquil Facultad de Ciencias Económicas).

Hair Jr, J. F., Hult, G. T. M., Ringle, C., & Sarstedt, M. (2016). *A primer on parti* Inderberg, THJ, Tews, K., y Turner, B. (2018). ¿Hay un camino de prosumidor? Explorando el desarrollo de la energía solar en el hogar en Alemania, Noruega y el Reino Unido. *Investigación de Energía y Ciencias Sociales*, 42, 258-269.

at least squares structural equation modeling (PLS-SEM). Sage Publications.

Hansen, J., Ruedy, R., Sato, M., & Lo, K. (2010). Global surface temperature change. *Reviews of Geophysics*, 48(4).

Harvey, D. (2007). *Breve historia del neoliberalismo* (No. 49). Ediciones Akal.

Harper, G. E. (2005). *El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos*. Editorial Limusa.

Hashemi-Dezaki, H., Askarian-Abyaneh, H., & Haeri-Khiavi, H. (2015). Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to minimize energy not-supplied (ENS). *Journal of applied research and technology*, 13(3), 416-424.

Heffron, R. J., & McCauley, D. (2017). The concept of energy justice across the disciplines. *Energy Policy*, 105, 658-667.

Hennessey Jr, J. P. (1978). A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. *Wind Engineering*, 156-164.

Heras, I. S. (2008). *Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica* (Doctoral dissertation).

Hidalgo Páez Héctor Hernán. (2001, mayo 1). Teoría de la intervención del estado en la economía. Recuperado de <https://www.gestiopolis.com/teoria-de-la-intervencion-del-estado-en-la-economia/>

Hillier, F. S., & Lieberman, G. J. (2002). *Investigación de operaciones*. McGraw-Hill/Interamericana Editores, SA.

Hubbert, M. K. (1956, January). Nuclear energy and the fossil fuel. In *Drilling and production practice*. American Petroleum Institute.

Ibáñez, E. A., & Fernández, J. O. (2016). Institucionalizar la evaluación económica de políticas públicas: eficiencia y rentabilidad social. *Papeles de economía española*, (147), 50-67.

Jiménez, J. M. M. (2002). El proceso analítico jerárquico (AHP). Fundamentos, metodología y aplicaciones. Caballero, R. y Fernández, GM Toma de decisiones con criterios múltiples. *RECT@. Revista Electrónica de Comunicaciones y Trabajos de ASEPUMA. Serie Monografías*, (1), 21-53.

Jun, Z., Junfeng, L., Jie, W., & Ngan, H. W. (2011). A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system. *Renewable Energy*, 36(5), 1352-1363.

Kauder, E. (2015). *History of marginal utility theory* (Vol. 2238). Princeton University Press.

Kahraman, C. (Ed.). (2008). *Fuzzy multi-criteria decision making: theory and applications with recent developments* (Vol. 16). Springer Science & Business Media.

Kennedy, Eberhart R. C., Shi Y., C. Jacob, Koza J. R., F. H. B. III, D. Andre, y M. A. Keane, *Swarm Intelligence*. 2001.

Kennedy & R. Mendes (2003), Neighborhood topologies in fully-informed and best-of neighborhood particle swarms, en *SMCia 2003 - Proceedings of the 2003 IEEE International Workshop on Soft Computing in Industrial Applications*, 2003, pp. 45-50.

Khairuddin, N. M., & Cipcigan, L. M. (2016, September). Optimal placement and capacity of distributed generators in medium voltage generic UK network.

In *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities* (pp. 1-6). IEEE.

Klir, G., & Yuan, B. (1995). *Fuzzy sets and fuzzy logic* (Vol. 4). New Jersey: Prentice hall.

Klitenik, F., Mira, P., & Moldovan, P. (2009). El Mercado Eléctrico Argentino. Nivel de Actividad. Nota técnica, (22).

Lavoie, M. (1992). *Foundations of post-Keynesian economic analysis*. Books.

Lanciotti, N. S. (2008). Ciclos de vida en empresas de servicios públicos. Las compañías norteamericanas y británicas de electricidad en Argentina, 1887–1950. *Revista de Historia Económica-Journal of Iberian and Latin American Economic History*, 26(3), 403-438.

León, C. L. (1995). La aceptación de la teoría marginalista: sus raíces en la ideología moderna. *Cuadernos de economía (Santafé de Bogotá)*, 14(23), 72-90.

Lezama, J. L., & Graizbord, B. (2010). Medio ambiente.

Leff, E. (2002). *Saber ambiental: sustentabilidad, racionalidad, complejidad, poder*. Siglo XXI.

Leff, E. (1994). *Ecología y capital: racionalidad ambiental, democracia participativa y desarrollo sustentable*. Siglo XXI.

Leandro, C. (2006). Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino: Modificaciones y consecuencias hacia el futuro del sector.

Leff, E. (2014). Los derechos del ser colectivo y la reapropiación social de la naturaleza. *OS SABERES AMBIENTAIS, SUSTENTABILIDADE E OLHAR JURÍDICO: visitando a obra de Enrique Leff*, 12.

León Henao, C. A (2017). *Esquema de planificación de expansión de la red de distribución considerando generación distribuida* (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia-Sede (Medellín)).

Li, H., & He, J. (2016). An Application of the Ramsey Number in the Electricity Pricing. *Journal of Computer and Communications*, 4(14), 89.

Londoño, A., & Elkin, L. (2016). Funciones de varias variables y sus derivadas. Con aplicaciones a la administración, a las Ciencias Sociales ya la Economía.

Lopes, J. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., & Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9), 1189-1203.

Lynch, A. B. (1998). *Bienes públicos, externalidades y los free-riders: el argumento reconsiderado*. Eseade.

Mahmud, N., & Zahedi, A. (2016). Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 582-595.

Maita, J. T., & Guerra, A. R. M. (2017). Modelos de optimización para sistemas de potencia en la evolución hacia redes inteligentes: Una revisión. *DYNA*, 84(202), 102-111.

Mankiw, N. G., & Taylor, M. P. (2017). *Economía*. Ediciones Paraninfo, SA.

Marcilla, J. D., & García, J. E. R. (2015). *UF0149-Electrotecnia*. Ediciones Paraninfo, SA.

Martínez, A. N., & Porcelli, A. M. (2018). Análisis del marco legislativo argentino sobre el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red pública. *Lex Social: Revista de Derechos Sociales*, 8(2), 179-198.

Martínez, I., López, F., & Vertiz, G. (2014). *Investigación de Operaciones: Serie Universitaria Patria*. Grupo Editorial Patria.

Matte Verdugo, J. M. (2017). Net metering en Chile: políticas comparadas y limitaciones legales.

McCombie, J., & Thirlwall, A. P. (2016). *Economic growth and the balance-of-payments constraint*. Springer.

Merino, L. (2007). Las energías renovables. *Madrid, España: Haya Comunicación*.

Merino, M. A. L. (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Ariel.

Merovci, F., & Elbatal, I. (2015). Weibull Rayleigh distribution: Theory and applications. *Applied Mathematics & Information Sciences*, 9(4), 2127.

Mesa, N. A. (2016). Las barreras que limitan la generación energética residencial en la estructura urbana actual Argentina. In *I Encuentro Nacional sobre Ciudad, Arquitectura y Construcción Sustentable (La Plata, 2016)*.

Mendonça, M., & Jacobs, D. (2009). Feed-in tariffs go global: policy in practice. *Renewable Energy World*, 12(4), 1-6.

Michael Szenberg, Lall Ramrattan and Aron A. Gottesman (editores) (2006): *Samuelsonian Economics and the Twenty-First Century*.

Miranda, V., & Fonseca, N. (2002, October). EPSO-evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems. In *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES* (Vol. 2, pp. 745-750). IEEE.

Mises, Ludwig von (1949): "Human Action: A Treatise on Economics"
4.XIV.20

Miklavec, N. P. (2018). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía. *Actualidad Jurídica Ambiental*, (82), 104-108.

Millán, J. (2006). *Entre el mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*. IDB.

Miranda, V., & Schweickardt, G. (2007). Un Modelo de Planificación y Control Orientado a la Adaptación Económica de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Monares, A. (2018). Economía Moderna y función de utilidad: De la filosofía moral ilustrada a la “ciencia”. *Antropologías del Sur*, 2(4).

Morales Pinal, M. (1995). *Microeconomía intermedia*. México, Limusa, 2a. reimpre-sión.

Mochón, F. (1995). *Principios de economía*. McGraw-Hill.

Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2007). Generación eólica en Chile: análisis del entorno y perspectivas de desarrollo. *Systep, mimeografiado*.

Morejón Bastidas, J. L. (2018). Localización de fallas en microredes eléctricas basado en un modelo Markoviano (Bachelor's thesis).

Mochón, F. (1995). Principios de economía. McGraw-Hill.

Müller, A. E. (2000). El teorema de la imposibilidad de Arrow: presentación diagramática y breves comentarios. *Síntesis y resúmenes XXXV Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política, Córdoba*, 203-204.

Myers, S. C. (1984). Finance theory and financial strategy. *Interfaces*, 14(1), 126-137.

Naredo, J. M. (2015). La economía en evolución: historia y perspectivas de las categorías básicas del pensamiento económico. Siglo XXI de España Editores.

Natarajan, K. S. (1987). Projection of urban population. Neumann, F., & Witt, C. (2012, July). Bioinspired computation in combinatorial optimization: algorithms and their computational complexity. In *Proceedings of the 14th annual conference companion on Genetic and evolutionary computation* (pp. 1035-1058). ACM.

Nicholson, W. (2005). Teoría microeconómica: principios básicos y ampliaciones. Editorial Paraninfo.

Nicchi, F., & Ferreira, F. Factibilidad de una matriz de energía eléctrica sustentable para el futuro de Argentina Feasibility of a sustainable electricity matrix in argentina. *Enfoques Interdisciplinarios para la Sustentabilidad del Ambiente*, 237.

Nikolaidis, A. I., & Charalambous, C. A. (2017). Hidden financial implications of the net energy metering practice in an isolated power system: Critical review and policy insights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 706-717.

Nogués, F. S. (2010). *Energía de la Biomasa (volumen I)* (Vol. 173). Universidad de Zaragoza.

Nolden, C., & Sorrell, S. (2016). The UK market for energy service contracts in 2014–2015. *Energy Efficiency*, 9(6), 1405-1420.

Nuez, M. J. A., & Martínez, J. R. (2015). Competencia imperfecta, regulación y política de defensa de la competencia. *Economía aragonesa*, 112.

Nye, J. V. (2008). The Pigou Problem. *Regulation*, 31, 32.

Ochoa, L. F., & Harrison, G. P. (2011). Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 198-205.

Ochoa, L. F., Padilha-Feltrin, A., & Harrison, G. P. (2006). Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3), 1452-1458.

Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, 70, 64-73.

Palensky, P., & Dietrich, D. (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*, 7(3), 381-388.

Parrado, C., Girard, A., Simon, F., & Fuentealba, E. (2016). 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. *Energy*, 94, 422-430.

Patterson, M. G. (1996). What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues. *Energy Policy*, 24(5), 377-390.

Pateiro-Rodríguez, C., Prado-Domínguez, A. J., García-Iglesias, J. M., & Barreiro-Viñán, J. M. (2015). Duopolio con costos de cambio y de retención: Efectos sobre el excedente del consumidor y el bienestar social. *Investigación económica*, 74(292), 159-184.

Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6), 787-798.

Pérez Enri, D., & Milani, A. M. (2001). Macroeconomía: guía de ejercicios y aplicaciones. Pearson Educación.

Pérez Castelblanco, D., Avendaño, F., & Steven, D. (2016). Estado del arte de los modelos tarifarios para fuentes no convencionales en sistemas interconectados.

Piumetto, M., Gómez, J. C., & Vaschetti, J. C. (2014). Reducción de los Factores de Desbalance en un sistema de distribución de media tensión debido a la inserción de generación distribuida. *Información tecnológica*, 25(4), 91-102.

Porta, C. R., & Blay, C. R. (2017). Triángulo de potencia.

Poullikkas, A., Kourtis, G., & Hadjipaschalis, I. (2013). A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources. *International Journal of Energy & Environment*, 4(6).

Pratt, S. P., & Grabowski, R. J. (2008). *Cost of capital*. John Wiley & Sons.

Quezada, V. M., Abbad, J. R., & Roman, T. G. S. (2006). Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on power systems*, 21(2), 533-540.

Quintero, J. P. V. (2008). Generación distribuida: democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre*, (8), 105-112.

Rabaza Castillo, O. (2014). Monofásica: apuntes de electrotecnia para Grados de Ingeniería.

Rao, R., Ravindra, K., Satish, K., & Narasimham, S. V. L. (2013). Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. *IEEE transactions on power systems*, 28(1), 317-325.

Reina, D., & Moscovitz, L. J. (2008). Fundamentos de matemática difusa (Doctoral dissertation, Tesis de Grado. Fundación Universitaria Konrad Lorenz. Facultad de Matemáticas. Búsqueda realizada 18-19-10. Dirección electrónica http://www.konradlorenz.edu.co/images/stories/suma_digital_matematicas/EDICION_09_01/trabajo_de_grad_o_daniel_reina.pdf).

Repetto Belloni, J. C. (2001). La sociedad civil y la reforma estatal en Argentina.

Restrepo, F. C. (2015). Economía del desarrollo sostenible: propuestas y limitaciones de la teoría neoclásica. *Semestre Económico*, 6(12).

Resolución S.E.E. N° 170 - Buenos Aires (1992). Contrato de concesión EDENOR S.A. Normas de calidad del servicio público y sanciones - subanexo 4.

Rincón, C. A., & Fernando, V. V. (2016). *Costos: decisiones empresariales*. Ecoe Ediciones.

Rivera Urrutia, E. (2004). Teorías de la regulación en la perspectiva de las políticas públicas. *Gestión y Política Pública*, 13(2).

Rivas, P. E. (2013). Los Impuestos Ambientales como Mecanismo de Protección y Reparación Ambiental (Bachelor's thesis, Universidad del Azuay).

Rodríguez, L. (2018). La economía: ¿ciencia de la escasez o del excedente? *Utopías*, (24).

Rodríguez, B. R. (2003). El análisis del ciclo de vida y la gestión ambiental. *Boletín iiE*, 91-97.

Robert E. Hall y John B. Taylor (1991): "Macroeconomics", W. W. Norton and Co, New York and London, third edition, p 12

Rojas, D. G., Lezama, J. L., & Villa, W. (2016). Metaheuristic techniques applied to the optimal reactive power dispatch: a review. *IEEE Latin America Transactions*, 14(5), 2253-2263.

Rossetti, J. P., Rojas, M., & Ordoñez, M. (1994). *Introducción a la Economía* (Vol. 7). Harla.

Ruiz, A. G., Echeverri, M. G., & Rendón, R. A. G. (2004). Flujo De Carga Trifásico Para Sistemas Radiales De Distribución. *Scientia et Technica*, 1(24), 19-24.

Sala-i-Martin, X. (2000). Apuntes de crecimiento económico. Antoni Bosch Editor.

Salazar, G., & Naranjo, S. (2006). Análisis de Riesgo para Distintas Modalidades de Contratos Bilaterales de Energía Eléctrica. *Artículo, Corporación CENACE, Ecuador*.

Samuelson, P. A., & Nordhaus, W. D. (2014). *Introducción a la macroeconomía*. McGraw-Hill España.

Sánchez, J. M. A. (2000). *Modelos y algoritmos para la explotación óptima de la generación de sistemas eléctricos centralizados y competitivos mediante algoritmos genéticos y programación lineal entera-mixta* (Doctoral dissertation, Universidad de Castilla-La Mancha).

Santamarta, J. (2004). Las energías renovables son el futuro. *World Watch*, 22(3440.16).

San Miguel, P. A. (2014). *Electrotecnia*. Ediciones Paraninfo, SA.

Saunders, N., & Chapman, S. (2008). *Combustibles Fósiles*. Capstone Classroom.

Sautu, R. (2016). *Economía, clases sociales y estilos de vida*. Lumiere.

Sayago, J. A. M., & Escolar, H. A. H. (2012). La racionalidad limitada de los agentes contaminadores y sus efectos sobre la eficiencia económica en el control de vertimientos: el caso de las tasas retributivas. *Producción+ Limpia*, 7(1), 32-47.

Schweickardt, G. A., & Pistonesi, H. (2007). Discusión sobre el concepto de sistema económicamente adaptado aplicado a las redes de distribución eléctrica. *Energética*, (37).

Schweickardt G., Casanova C., Camargo F. (2016). A Softcomputing Dynamic Optimization Model. Virtual Scientific Meeting Eureka 2016. Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México.

Schweickardt G., Casanova C., Camargo F. (2016). A possibilistic model to determine the cost of environmental quality in mid/short term planning of an electrical distribution system. Virtual Scientific Meeting Eureka 2016. Universidad Autónoma de Coahuila, Torreón, Coahuila, México.

Sears, F. W., Zemansky, M. W., & Almarza, A. Y. (1957). *Física general* (pp. 580-599). Aguilar.

Serrani, E., & Barrera, M. A. (2018). Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014. *sociedad y economía*, (34).

Sevilla, A. G. P., & Fernández, F. O. A. (2013). Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la Región Andina. *Revista Educación en Ingeniería*, 8(15), 48-61.

Shrieves, R. E., & Wachowicz Jr, J. M. (2001). Free Cash Flow (FCF), Economic Value Added (EVA™), and Net Present Value (NPV): A Reconciliation of Variations of Discounted-Cash-Flow (DCF) Valuation. *The engineering economist*, 46(1), 33-52.

Skousen, Mark (1997), The Perseverance of Paul Samuelson's Economics, *Journal of Economic Perspectives* 11 (2): 137-152, archivado desde el original el 13 de mayo de 2011.

Smith, A. (2017). Teoría del valor-trabajo. *Economía y finanzas internacionales, Proyecto académico de la Facultad de Economía. Pontificia Universidad Católica del Ecuador*. <http://www.puce.edu.ec/economia/efi/index.php/economia-internacional/12-teoriaclasica/58-teoria-del-valor-trabajo-adam-smith>.

Smith, A. (1794). *La riqueza de las naciones* (Vol. 1). Oficina de Viuda e Hijos de Santander. Valladolid 1794.

Solanes, M. (1999). *Servicios públicos y regulación: consecuencias legales de las fallas de mercado*. CEPAL.

Sorrell, S. (2007). The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency.

Soria, E. O. (2003). *Energía hidráulica*. Haya Comunicación.

Soto, R. B. (2017). La regulación tarifaria de los servicios públicos. Bases para un análisis jurídico-económico. *Revista Derecho Administrativo Económico*, (15), 17-41.

Stadler, M., Cardoso, G., Mashayekh, S., Forget, T., DeForest, N., Agarwal, A., y Schönbein, A. (2016). Corrientes de valor en microrredes: una revisión de la literatura. *Energía aplicada*, 162, 980-989.

Strbac, G. (2008). Demand side management: Benefits and challenges. *Energy policy*, 36(12), 4419-4426.

Tormo, V. C., & Lahiguera, L. H. (2015). *Servicios públicos, diferencias territoriales e igualdad de oportunidades*. Fundación BBVA.

Torres-Degró, A. (2017). Tasas de crecimiento poblacional (r): Una mirada desde el modelo matemático lineal, geométrico y exponencial. *CIDE digital (Etapa I)*, 2(1), 143-162.

Trossero, M., Drigo, R., Anschau, A., Carballo, S., & Marco, N. F. (2009). Análisis del balance de energía derivada de biomasa en Argentina. In *Análisis espacial de la producción y consumo de biocombustibles aplicando la metodología de Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendro combustibles (Wood fuel Integrated Supply/Demand Ove)*. WISDOM, ARGENTINA.

Tzeng, G. H., Aaker, D. A., Ahn, B. S., Cho, S. S., Kim, C. Y., Al-Qirim, N., ... & Andy, L. (2017). Electronic commerce: Structures and issues. In *New Concepts and Trends of Hybrid Multiple Criteria Decision Making* (Vol. 18, No. 2, pp. xi-xii). New York: Springer.

United Nations. Economic Commission for Latin America. (2003). *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas* (No. 89). United Nations Publications.

Valencia-Cárdenas, M., Díaz-Serna, F. J., & Correa-Morales, J. C. (2015). Inventory planning with dynamic demand. A state of art review. *Dyna*, 82(190), 182-191.

Van Thong, V., Vandenbrande, E., Soens, J., Van Dommelen, D., Driesen, J., & Belmans, R. (2004, June). Influences of large penetration of distributed generation on N-1 safety operation. In *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE* (pp. 2177-2181). IEEE.

Vargas, L., Palma, R., & Moya, O. (2001). Mercados eléctricos y bolsas de energía: aspectos críticos para su implementación en Chile. *Revista chilena de ingeniería*, 113.

Vázquez Alvarado, J. M. P., Damián, M., & Ángel, M. (2015). Estimación empírica de elasticidades de oferta y demanda. *Revista mexicana de ciencias agrícolas*, 6(5), 955-965.

Velástegui, O. S. V., Herrera, J. B. H., & Vera, R. A. V. (2017). La Teoría de Juegos en la Administración Estratégica Empresarial. *Revista Publicando*, 3(9), 520-532.

Verdegay, J. L., & Corona, C. C. (2018). Prólogo: Lógica Difusa Y Modelos De Decisión Y Optimización. *Investigación Operacional*, 38(2), 108-110.

Vergara Blanco, A. (1999). Régimen jurídico de la energía eléctrica: aspectos generales y problemas actuales.

Vergés, J. (2014). Evaluación de la eficiencia comparativa: Indicadores y técnicas de análisis.

Vilaseca, J., Torrent, J., & Díaz, A. (2002). La economía del conocimiento: paradigma tecnológico y cambio estructural. *Un análisis empírico e internacional para la economía española*. Madrid, España.

Von Böhm-Bawerk, E. (2009). Valor, capital, interés: el manuscrito de 1876. Unión Ed.

Wang, C., & Nehrir, M. H. (2004). Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. *IEEE Transactions on Power systems*, 19(4), 2068-2076.

Wang, Q., Zhang, C., Ding, Y., Xydis, G., Wang, J., & Østergaard, J. (2015). Review of real-time electricity markets for integrating distributed energy resources and demand response. *Applied Energy*, 138, 695-706.

Waseem, I., Pipattanasomporn, M., & Rahman, S. (2009, July). Reliability benefits of distributed generation as a backup source. In Proc. *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting* (pp. 1-8).

Watts, D., Valdés, MF, Jara, D., y Watson, A. (2015). Potencial de desarrollo fotovoltaico residencial en Chile: el efecto de la medición neta y los esquemas de facturación neta para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. *Revisiones de energía renovable y sostenible*, 41, 1037-1051.

Weber, M. (2014). *Economía y sociedad*. Fondo de cultura económica.

Westwood, J. (2016). Preparar un plan de marketing. Profit Editorial.

Westwood, J. (1991). Planeación de mercados: análisis, evaluación, estrategias. Legis.

Wicks, F. (2000). Evaluating alternatives for integrating distributed DC generation with AC power systems. In *35th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit* (p. 2938).

Woyte, A., Van Thong, V., Belmans, R., & Nijs, J. (2006). Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. *IEEE Transactions on energy conversion*, 21(1), 202-209.

Xavier, L. S., Cupertino, A. F., de Resende, J. T., Mendes, V. F., & Pereira, H. A. (2017). Adaptive current control strategy for harmonic compensation in single-phase solar inverters. *Electric Power Systems Research*, 142, 84-95.

Yager, R. R. (1977). Multiple objective decision-making using fuzzy sets. *International Journal of Man-Machine Studies*, 9(4), 375-382.

Zeineldin, H. H., Sharaf, H. M., Ibrahim, D. K., & El-Zahab, E. E. D. A. (2015). Optimal Protection Coordination for Meshed Distribution Systems with DG Using Dual Setting Directional Over-Current Relays. *IEEE Trans. Smart Grid*, 6(1), 115-123.

Zapata, C. (2011). Confiabilidad Sistemas Eléctricos de Potencia. *Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira*, 85.

ANEXO

1 DEFINICIONES BÁSICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA

Se presentan algunos conceptos complementarios relacionados a los sistemas de potencia. Dado que el tema es estudiado ampliamente las bibliografías básicas y avanzadas disponibles, para mayor detalle se sugiere estas referencias: (San Miguel, 2014; Marcilla & García, 2015).

1.1 *Energía y potencia*

La energía se define como la capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo. En la mecánica clásica, se dice que una fuerza realiza trabajo cuando altera el estado de movimiento de un cuerpo. La energía mecánica, química, térmica, sonora, electromagnética, nuclear, etc., pueden derivarse en un equivalente mecánico capaz de realizar Trabajo. La Potencia puede ser definida como el cambio/desarrollo de la energía por unidad de tiempo (mecánica), o bien puede ser definida como el paso de un flujo de energía por unidad de tiempo (eléctrica).

La potencia nominal de un equipo es la potencia máxima que puede exigirse sin incurrir en una disminución de la vida útil garantizada. A mayor potencia nominal de un equipo, maquinaria, mayor cantidad de energía puede transformar o utilizar a una misma unidad de tiempo y por esa razón es el valor nominal más importante. Respecto a la Potencia total, parte se debe a una transformación en energía útil, es decir relacionada con el trabajo mecánico W, kW, MW, etc. La potencia activa se representa por medio de la letra (P) y su unidad de medida es el watt (W).

1.2 *Ley de Ohm*

Una Fuerza Electromotriz, o generador eléctrico, es aquel dispositivo que puede mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. El producto de la tensión U por la corriente eléctrica que circula I se define como Potencia P:

$$P = V \cdot I \quad (62)$$

La ley de Ohm establece la proporcionalidad entre la corriente I y tensión V , donde el parámetro de proporcionalidad se denomina resistencia R (en corriente continua), o impedancia (en corriente alterna).

$$R = \frac{V}{I} \quad (63)$$

La resistencia indica que existe oposición a la circulación de las cargas eléctricas, producto del choque con las moléculas de los materiales asociados. Estos choques liberan parte de la energía cinética de la carga, transformándola en calor, lo cual se conoce como *Efecto Joule*.

$$R \cdot I^2 \quad (64)$$

De esta forma, se pueden obtener la Potencia P , la Tensión V , la Corriente I y la resistencia R , a partir de la combinación de los tres componentes de la ley de ohm, como muestra la *TABLA XVIII*.

*TABLA XXX. Relaciones matemáticas a partir de la ley de Ohm.
Fuente: Elaboración Propia.*

$R \cdot I^2$	$\frac{V^2}{R}$	$\frac{V}{I}$	$\frac{P}{V}$
$V \cdot I$	POTENCIA [W]	CORRIENTE [A]	$\sqrt{\frac{P}{R}}$
$\sqrt{P \cdot R}$	TENSIÓN [V]	RESISTENCIA [OHM]	$\frac{V}{I}$
$\frac{P}{I}$	$R \cdot I$	$\frac{P}{I^2}$	$\frac{V^2}{P}$

Se observa que la potencia de pérdida por efecto joule es directamente proporcional al cuadrado de la corriente I , o al cuadrado de la tensión V . Por lo tanto, si se eleva la tensión al doble la tensión entonces se disminuirá a la mitad las pérdidas. Es por esta razón que se utilizan transformadores de tensión y líneas de media (13,2 kV - 132 kV) y alta tensión (220 kV - 500 kV en Argentina).

1.3 Variables de estado de los sistemas de potencia de corriente alterna.

De la *Figura 10*, si analizamos una sola fase del sistema de potencia, por ejemplo la fase [R], se tiene la *Figura 86*. En ella se observa que es de interés conocer la tensión en el nodo de generación (Nodo 1) y nodo de demanda (Nodo 2). Se tienen las variables de interés: tensión de la fuente o generador $V_G^{[R]}$, corriente de carga $I_C^{[R]}$ y caída de tensión $\Delta V_G^{[R]}$.

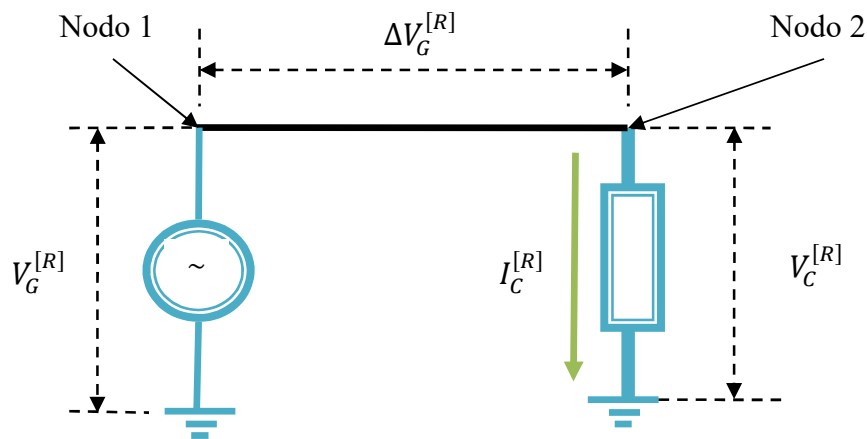


Figura 86. Variables de estado de un circuito eléctrico: tensión, corriente y caída de tensión.

Fuente: Elaboración Propia.

Se vio en CAPÍTULO 3 que la tensión, y en consecuencia la corriente, tiene un comportamiento periódico. Es decir, su valor instantáneo varía en el tiempo según una función senoidal. Por este motivo, se busca tener un valor de referencia, que defina las variables tensión y corriente. En este sentido, el valor medio no es de utilidad, ya que el valor medio de una función senoidal es nulo. El valor máximo de la función tampoco es representativo, ya que su efecto es en un intervalo $\Delta t \approx 0$. Entonces, se aplica el concepto de valor eficaz o valor cuadrático medio - Root Mean Square RMS. Físicamente, es el valor equivalente de una fuente de *Corriente Continua* que produciría la misma cantidad de calor o energía sobre el ciclo completo (periodo T) de una señal dependiente del tiempo $v(t)$. En definitiva:

$$(V_{RMS})^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T (v(t))^2 \cdot dt \quad (65)$$

Al aplicarlo a la tensión y corriente se obtienen los valores cuadráticos medios de la tensión y corriente respectivamente:

$$V_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot V_{Max} \quad I_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot I_{Max} \quad (66)$$

1.4 *Potencia Reactiva e inductiva*

La potencia aparente (S) representa la potencia total que se toma de la red de distribución eléctrica, o sea, la que entregan los generadores de las plantas eléctricas. Esa potencia constituye, a su vez, la que se transmite a través de las líneas o cables de distribución para hacerla llegar hasta las cargas

La potencia reactiva o inductiva (Q positivo) es la potencia consumida por los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como pueden ser motores, transformadores de voltaje y cualquier otro dispositivo similar que posea bobinas o enrollados. La potencia reactiva o inductiva no proporciona ningún tipo de trabajo útil, pero los dispositivos que poseen enrollados de alambre de cobre, requieren ese tipo de potencia para poder producir el campo magnético con el cual funcionan. Este campo magnético se opone a la variación de la corriente que circula y por lo tanto puede obtenerse un parámetro que lo represente, de manera similar a la ley de ohm. Este parámetro se denomina reactancia inductiva $X_{inductiva}$.

La potencia reactiva capacitiva (Q negativo) la suministran los equipos condensadores o capacitores. Estos dispositivos almacenan energía, mediante la sustentación de un campo eléctrico entre las placas de metal. En determinados casos liberan esa energía inyectándola a la red y por lo tanto tiene sentido contrario a las potencias reactivas de las cargas o bobinas. De igual forma, el parámetro que representa este fenómeno se denomina reactancia capacitiva $X_{capacitiva}$. La relación entre la potencia activa P y la potencia aparente S , se denomina factor de potencia. Este indicador es útil para medir la eficiencia de los equipos utilizados en los sistemas de potencia eléctrica: generadores, transformadores, motores, etc.

$$Factor\ de\ Potencia = \cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (67)$$

Por esto, para compensar ambos efectos se utiliza la compensación de energía reactiva, que puede ser capacitiva (banco de capacitores) o inductiva (reactores). En el primer caso se desea compensar el efecto inductivo de las cargas fuertemente

inductivas, tales como los motores de inducción. Los capacitores generan energía reactiva de sentido inverso a la consumida en la instalación, y, por lo tanto, la aplicación de éstos neutraliza el efecto de las pérdidas por campos magnéticos. Al instalar condensadores, se reduce el consumo total de energía (activa + reactiva), de lo cual se obtienen varias ventajas: reducción de los recargos por bajo factor de potencia, reducción de las caídas de tensión en los conductores hasta el compensador, reducción de las secciones de diseño de los conductores para una misma potencia útil, disminución de pérdidas, etc.

En la Fig. 54 se presenta el *Triángulo de Potencias*, que vincula la potencia aparente S , la potencia activa P y la potencia reactiva Q . La dirección que corresponde a la potencia P se mide en números reales. La dirección de la potencia Q corresponde a la componente imaginaria j . En caso de que la potencia activa sea capacitiva, la flecha tiene parte de P con sentido contrario. Es decir: $S = P + Q \cdot j$.

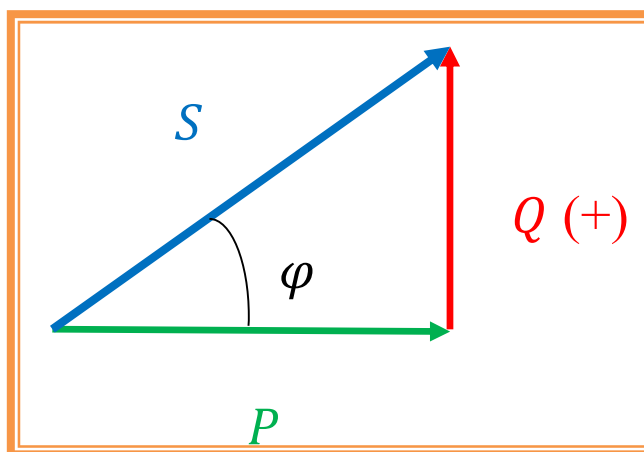


Figura 87. Triángulo de potencia: potencia Aparente, Activa y Reactiva (inductiva).

Fuente: Elaboración Propia.

Por lo tanto, para vincular las potencias se recurre a Pitágoras (ver Figura 87), la relación entre la potencia aparente, activa y reactiva es:

$$S^2 = Q^2 + P^2 \quad (68)$$

Se esta expresión, despejando la potencia aparente S y reemplazando en la ecuación:

$$S^2 = Q^2 + (S \cdot \cos \varphi)^2 \quad (69)$$

Despejando de esta ecuación la potencia reactiva Q se obtiene:

$$Q = \sqrt{S^2 - (S \cdot \cos \varphi)^2} = \sqrt{S^2 - S^2 \cdot (\cos \varphi)^2} \quad (70)$$

$$Q = \pm S \cdot \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2} \quad (71)$$

De aquí se desprende lo siguiente:

- Si $\varphi = 0$, entonces $S = P$ y $Q = 0$. Toda la potencia disponible es aprovechada por el dispositivo. No existen pérdidas inductivas o capacitivas. Mientras mayor es φ , la potencia aparente S es cada vez mayor en valor absoluto que la potencia activa P . Es decir, existe potencia
- El signo \pm indica que la potencia reactiva Q puede ser positiva o negativa. En este sentido, la potencia reactiva de todas las bobinas es positiva, es decir absorben potencia reactiva. La potencia reactiva de los condensadores o capacitores es negativa, por eso se dice que los condensadores inyectan potencia reactiva capacitiva o absorben potencia inductiva de la red, para sustentar el campo eléctrico.

TABLA XXXI. Potencia activa, reactiva y aparente.

Fuente: Elaboración Propia.

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD	CÁLCULO
Potencia Activa	P	Watt (W) - kilo Watt (kW) - Mega Watt (MW)	$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$ $P = R \cdot I^2 = \frac{U^2}{R}$
Potencia Reactiva	Q	Volt Amper Reactivo (VAr) - kilo Volt Amper Reactivo (kVAr) - Mega Volt Amper Reactivo (MVA)	$Q = U \cdot I \cdot \sen \varphi$ $Q = X \cdot I^2 = \frac{U^2}{X}$
Potencia Aparente	S	Volt Amper Reactivo (VA) - kilo Volt Amper Reactivo (kVA) - Mega Volt Amper Reactivo (MVA)	$S = U \cdot I$ $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

1.4.1 Tensión, corriente e impedancia de fase y de línea

Se vieron los sistemas monofásicos y trifásicos, los cuales están compuestos por fase y retorno en el primer caso, y tres fases en el segundo. En sistemas trifásicos interesa conocer las variables de estado (tensión y corriente) en cada fase. Estas se presentan en las ecuaciones siguientes:

$$V_L = \sqrt{3} \cdot V_F \quad I_L = \sqrt{3} \cdot I_F \quad (72)$$

Mediante estos términos, se puede obtener la potencia aparente de línea

$$S_L = V_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot V_F \cdot \sqrt{3} \cdot I_F \quad (73)$$

$$S_L = 3 \cdot V_F \cdot I_F \Rightarrow S_F = \frac{S_L}{3} \quad (74)$$

Para determinar la impedancia de fase

$$Perd_L = 3 \cdot Perd_F \quad (75)$$

De las variantes de la ley de Ohm para el cálculo de la potencia:

$$Z_L \cdot \left(\frac{V_L}{I_L}\right)^2 = 3 \cdot Z_F \cdot \left(\frac{V_F}{I_F}\right)^2 \quad (76)$$

Reemplazando los términos de tensión y corriente de línea

$$Z_L \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot V_F}{\sqrt{3} \cdot I_F}\right)^2 = 3 \cdot Z_F \cdot \left(\frac{V_F}{I_F}\right)^2 \quad (77)$$

Simplificando, se obtiene lo siguiente:

$$Z_L = 3 \cdot Z_F \quad (78)$$

1.4.2 Teorema de Boucherot

En un circuito eléctrico, se tienen distintos equipos que pueden trabajar inyectando potencia capacitiva o consumiendo potencia inductiva. El teorema de Boucherot permite resolver el cálculo total de potencias en circuitos de corriente alterna y está basado en el principio de conservación de la energía (I Ayats, 2009; Bel & Ortega, 2012; Rabaza, 2014). Entonces, a frecuencia constante, la potencia activa suministrada al circuito es la suma de las potencias activas absorbidas por los diferentes elementos del circuito y la potencia reactiva es igualmente la suma de las

potencias reactivas absorbidas o cedidas por sus elementos. Esto se observa en la Fig. 56, donde se tienen tres nodos, el Nodo 1 se denomina *nodo Slack o principal* y los nodos 2 y 3 se definen como nodos de carga o PQ (Potencia Activa y Reactiva demandadas definidas). La línea gruesa que vincula los nodos representa la línea, que posee Resistencias R y reactancias X definidas.

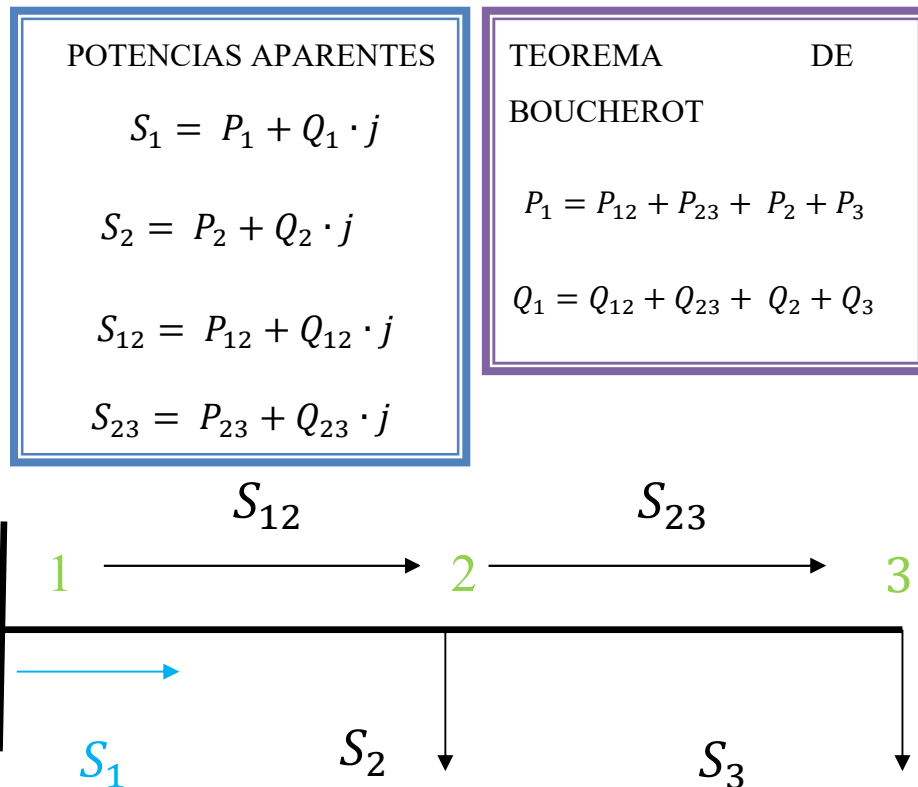


Figura 88. Gráfico de potencias aparentes, reactivas y activa en una red y teorema de Boucherot.
Fuente: Elaboración Propia.

Por lo tanto, existe un equilibrio en el circuito entre la potencia activa (y reactiva) que se genera y que se consume. Es decir:

$$\sum P_i = 0 \tag{79}$$

$$\sum Q_i = 0 \tag{80}$$

Se observa en este análisis que surgen las potencias S_{12} y S_{23} . Estas potencias se asocian a las pérdidas en las líneas o conductores, tanto activas como reactivas. Las líneas eléctricas, al ser elementos conductores metálicos, son susceptibles a producir campos eléctricos (*efecto capacitivo*) y magnéticos (*efecto inductivo*). Como ambos campos son variables en el tiempo, de valor instantáneo,

entonces existen pérdidas reactivas. Esto es equivalente a tener una carga adicional conectada a la red.

1.4.3 Generación distribuida

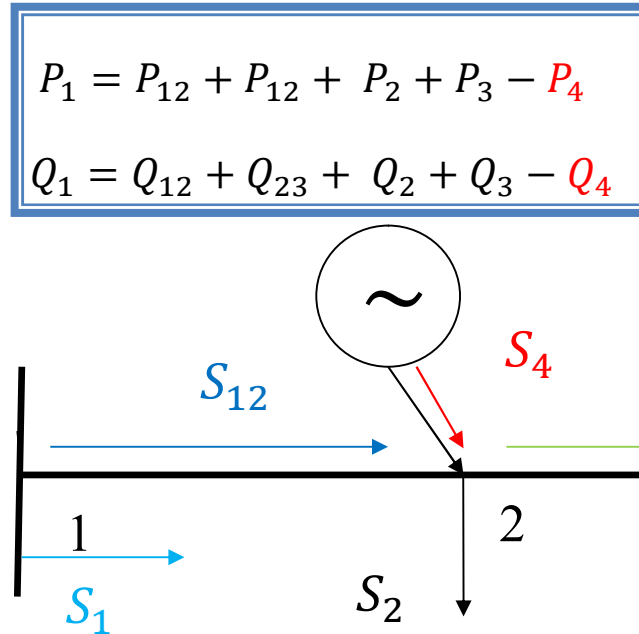


Figura 89. Generación distribuida en la red eléctrica
Fuente: Elaboración Propia.

Aplicando este análisis, se demuestra la ventaja técnica de la generación distribuida. El nodo 1 corresponde al inicio de la red, donde se encuentra un generador o la Estación transformadora principal. La instalación del generador en líneas sobrecargadas puede aliviar la capacidad de carga de esta (la cantidad de corriente máxima que ellas pueden transportar. Esto en principio mejora los valores de tensión en los nodos de la red y las pérdidas eléctricas de las líneas. Sin embargo, si el generador se instala en el nodo 3, el flujo de la línea 2-3 se invertirá e incluso si la inyección de potencia se incrementa, las pérdidas pueden incrementarse. Es por ello que a medida que la potencia instalada en renovables o *Penetración de Generación Distribuida* (GDP) se incrementa, deben recurrirse a tecnologías y herramientas más avanzadas: *redes eléctricas inteligentes*, *Net Billing* o *Net Metering*. El GDP se refiere a la relación entre la inversión de potencia en renovables y la capacidad de transporte en potencia de la línea (Barker & De Mello, 2000; Wang & Nehrir, 2004; López, 2007; Heras, 2008).

2 CONCEPTOS ADICIONALES DE LOGICA DIFUSA

La fundamentación axiomática de la teoría difusa está basada en la teoría de probabilidades. Por este motivo se comparten la mayoría de los axiomas. En este sentido, se definen los siguientes elementos (Dubois, 1980; Reina & Moscovitz, 2008; Casanova, 2018):

- X que es el universo del discurso.
- x que es un conjunto de ese universo de discurso.
- Elemento Maximal M y Minimal m .
- La intersección o conjunción \cap .
- La unión o disyunción \cup .

2.1 Axiomas

Idempotencia:

$$\forall x \in X \quad \Rightarrow \quad x \cap x = x \cup x = x \quad (81)$$

Conmutatividad:

$$\forall x \in X, \forall y \in Y \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} x \cup y = y \cup x \\ x \cap y = y \cap x \end{cases} \quad (82)$$

Asociatividad:

$$\forall x \in X, \forall y \in Y, \forall z \in Z \quad \Rightarrow \quad x \cup (y \cup z) = (x \cup y) \cup z \quad (83)$$

Absorción:

$$\forall x \in X \quad \Rightarrow \quad x \cup (x \cap y) = x \quad (84)$$

$$\forall x \in X, \forall y \in Y \quad \Rightarrow \quad x \cap (x \cup y) = x \quad (85)$$

Elemento maximal y minimal:

$$\forall x \in X \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} x \cup M = M & y & x \cap M = M \\ x \cup m = x & y & x \cap m = m \end{cases} \quad (86)$$

Función de valuación o pertenencia:

A todo elemento se le puede aplicar una función de valuación μ o función de pertenencia, que indica un valor de verdad en el intervalo $[0,1]$. Para los elementos maximales y minimales será, respectivamente, según la siguiente ecuación.

$$\mu(M) = 1 \quad y \quad \mu(m) = 0 \tag{87}$$

2.2 Unión e intersección entre conjuntos difusos

La unión e intersección de subconjuntos rígidos de un universal X pueden extenderse mediante las siguientes fórmulas, propuestas por Zadeh (Bellman & Zadeh, 1970; Tzeng et al., 2017):

$$\forall x \in X, \mu_{\tilde{A} \cup \tilde{B}}(x) = \max(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \tag{88}$$

$$\forall x \in X, \mu_{\tilde{A} \cap \tilde{B}}(x) = \min(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \tag{89}$$

Donde $\mu_{\tilde{A} \cup \tilde{B}}$ y $\mu_{\tilde{A} \cap \tilde{B}}$ son, respectivamente, las funciones de pertenencia de los conjuntos difusos $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ y $\tilde{A} \cap \tilde{B}$. Estas fórmulas resultan en la unión e intersección usuales cuando el conjunto de valuación es $\{0, 1\}$. Obviamente, existen otras extensiones coincidentes con estos operadores binarios. El valor de pertenencia de cualquier x en un conjunto difuso compuesto depende sólo del valor de pertenencia de x en los conjuntos difusos elementales que lo conforman:

$$\forall x \in X \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} \mu_{\tilde{A} \cup \tilde{B}}(x) = f(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \\ \mu_{\tilde{A} \cap \tilde{B}}(x) = g(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \end{cases} \tag{90}$$

Donde f y g son operadores conmutativos, asociativos y mutuamente distributivos. Adicionalmente, f y g son continuos y no decrecientes respecto de cada uno de sus argumentos.

Intuitivamente la pertenencia de x en $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ o $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ no puede disminuir cuando los valores de pertenencia de x en \tilde{A} o \tilde{B} se incrementa. Un pequeño incremento en $\mu_{\tilde{A}}(x)$ o en $\mu_{\tilde{B}}(x)$ no puede inducir un fuerte incremento de $\mu_{\tilde{A} \cup \tilde{B}}(x)$ o de $\mu_{\tilde{A} \cap \tilde{B}}(x)$.

$f(u, u)$ y $g(u, u)$ son estrictamente crecientes. Si $\mu_{\tilde{A}}(x_1) = \mu_{\tilde{B}}(x_1) > \mu_{\tilde{A}}(x_2) = \mu_{\tilde{B}}(x_2)$, entonces el grado de pertenencia de x_1 en $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ o $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ es con

certeza estrictamente mayor que el de x_2 . La pertenencia en $\tilde{A} \cap \tilde{B}$ requiere más, y la pertenencia en $\tilde{A} \cup \tilde{B}$ requiere menos que el valor de pertenencia en \tilde{A} o en \tilde{B} .

$$\forall x \in X \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} \mu_{\tilde{A} \cap \tilde{B}}(x) \leq \min(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \\ \mu_{\tilde{A} \cup \tilde{B}}(x) \geq \max(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) \end{cases} \quad (91)$$

Pertenencia completa en \tilde{A} y en \tilde{B} implica pertenencia completa en $\tilde{A} \cap \tilde{B}$. Falta completa de pertenencia en \tilde{A} y en \tilde{B} implica falta de pertenencia completa en $\tilde{A} \cup \tilde{B}$.

2.3 Complemento de un conjunto difuso

La función de complemento h asociado al complemento del conjunto difuso \tilde{A} de \tilde{A} se define mediante su función de pertenencia:

$$\forall x \in X, \mu_{\tilde{A}^c}(x) = 1 - \mu_{\tilde{A}}(x) \quad (92)$$

En se proponen condiciones a imponer sobre la función de complemento h son:

- El valor de pertenencia de $\mu_{\tilde{A}^c}(x)$ depende sólo de $\mu_{\tilde{A}}(x)$: $\mu_{\tilde{A}^c}(x) = h(\mu_{\tilde{A}}(x))$.
- $h(0) = 1$ y $h(1) = 0$.
- h es continua y estrictamente monótona decreciente, ya que la pertenencia en \tilde{A} debería disminuir a medida que la pertenencia en \tilde{A} se incrementa.
- h es involutiva: $h(h(\mu_{\tilde{A}^c}(x))) = \mu_{\tilde{A}^c}(x)$

2.4 Alfa-corte

Dado un conjunto difuso A definido en X y cualquier número $\alpha \in [0, 1]$, el corte α , denotado por α_A , y el corte estricto, α_{+A} , son los conjuntos tradicionales o clásicos de la forma:

$$\alpha_A = \{x/A(x) \geq \alpha\} \quad \alpha_{+A} = \{x/A(x) > \alpha\} \quad (93)$$

Es decir, son los conjuntos clásicos α_A y α_{+A} donde están contenidos todos los elementos x del universo de discurso X , cuya función de pertenencia es mayor o igual que el valor de α .

2.5 Normas triangulares

Si bien se ha justificado matemáticamente la elección de los operadores max y min como extensiones de la unión y la intersección para conjuntos difusos, pueden definirse otros operadores, según resulte necesario. Lógicamente, tales operadores deben cumplir una serie de requisitos. Para el caso particular de la intersección, una norma es una generalización de tal operador. Una norma T (a menudo llamada norma triangular o t-norma) es una función definida de $[0, 1] \times [0, 1] \rightarrow [0, 1]$ que satisface las siguientes condiciones (Casanova, 2018):

$$T(0,0) = 0; T(a, 1) = T(1, a) = a \quad (94)$$

$$T(a, b) \leq T(c, d) \text{ cuando } a \leq c \text{ y } b \leq d \quad (95)$$

$$T(a, b) = T(b, a) \quad (96)$$

$$T(T(a, b), c) = T(a, T(b, c)) \quad (97)$$

Además, cualquier norma triangular T cumple:

$$t_{PD}(x, y) \leq T(x, y) \leq \min(x, y) \quad (98)$$

Donde:

$$t_{PD}(x, y) = \begin{cases} x, & \text{si } y = 1 \\ y, & \text{si } x = 1 \\ 0, & \text{en cualquier otro caso} \end{cases} \quad (99)$$

De esta manera, dados dos conjuntos difusos \tilde{A} y \tilde{B} , la intersección entre ellos según la norma triangular T , $\tilde{A} \cap_T \tilde{B}$, es otro conjunto difuso del mismo dominio de discurso X . Donde $\mu_{\tilde{A} \cap_T \tilde{B}}(x)$ se calcula mediante el operador T aplicado a las funciones de pertenencia de \tilde{A} y \tilde{B} , $\mu_{\tilde{A}}$ y $\mu_{\tilde{B}}$ respectivamente. Esto es:

$$\mu_{\tilde{A} \cap_T \tilde{B}}(x) = T(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) = \{x, T(\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{B}}(x)) | \forall x \in X\} \quad (100)$$

3 PRINCIPALES DESARROLLOS MATEMÁTICOS

3.1 Tasa de Retorno Energético - Energy Returned on Energy Investment

Definiendo la energía generada $E_{gi}^{[k]}$ e invertida $Ei_{gi}^{[k]}$ mediante la siguiente Ecuación, para cada etapa k y generador gi :

$$E_{gi}^{[k]} = (\eta_{gi} \cdot Fc_{gi}) \cdot P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \quad Ei_{gi}^{[k]} = Pi_{gi}^{[k]} \cdot TI_{gi}^{[k]} \quad (101)$$

Se define la Tasa de Retorno Energético como la relación entre ambas:

$$EROI_{gi}^{[k]} = \frac{E_{gi}^{[k]}}{Ei_{gi}^{[k]}} \quad (102)$$

Entonces, la principal dificultad resulta en la determinación de la Energía Invertida $Ei_{gi}^{[k]}$ para la obtención de la energía útil $E_{gi}^{[k]}$. Para ello, requiere la formulación de un modelo de cálculo, simulación y/o optimización bastante compleja, que contemple la sustentabilidad energética y ambiental. Adicionalmente, se requiere determinar lo siguiente (Camargo & Schweickardt, 2015a; 2016b):

- *Hipótesis y alcance del modelo formulado*: dado que pueden afectar significativamente la Tasa de Retorno Energético. Se realiza un análisis de ciclo de vida donde evalúa el sistema energético argentino y se consideran 5 sectores de producción.
- *Parámetros*: se consideran los gastos energéticos realizados y se excluyen los gastos económicos en este indicador (EROI). Éste último aspecto es importante, ya que distorsiona la interpretación del indicador, ya que es un indicador energético y no económico.

3.2 Modelación por Análisis de Ciclo de Vida (ACV)

Para poder determinar el denominador se realiza un Análisis de Ciclo de Vida, donde se dividen los sectores esenciales para la obtención del generador y del combustible necesarios para su funcionamiento. Esto se presenta en la Fig. 59. Los 5 grandes sectores son extracción, procesamiento, fabricación, montaje y transporte, este último se encuentra distribuido a lo largo de todo el sistema. El sector de

transporte se lo considera concentrado, esto es como una etapa más del ciclo de vida. Este ciclo de vida se realiza para dos insumos: materiales utilizados y combustible requerido. Respecto a este último, se considera el gasto del combustible del generador y el combustible requerido para el transporte. De esta forma, se obtienen los gastos energéticos los cuales son referidos en Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP). Se adopta también este criterio para determinar la energía generada (Camargo & Schweickardt, 2016). Se presenta en la *Figura 90* el esquema básico del análisis de ciclo de vida propuesto.

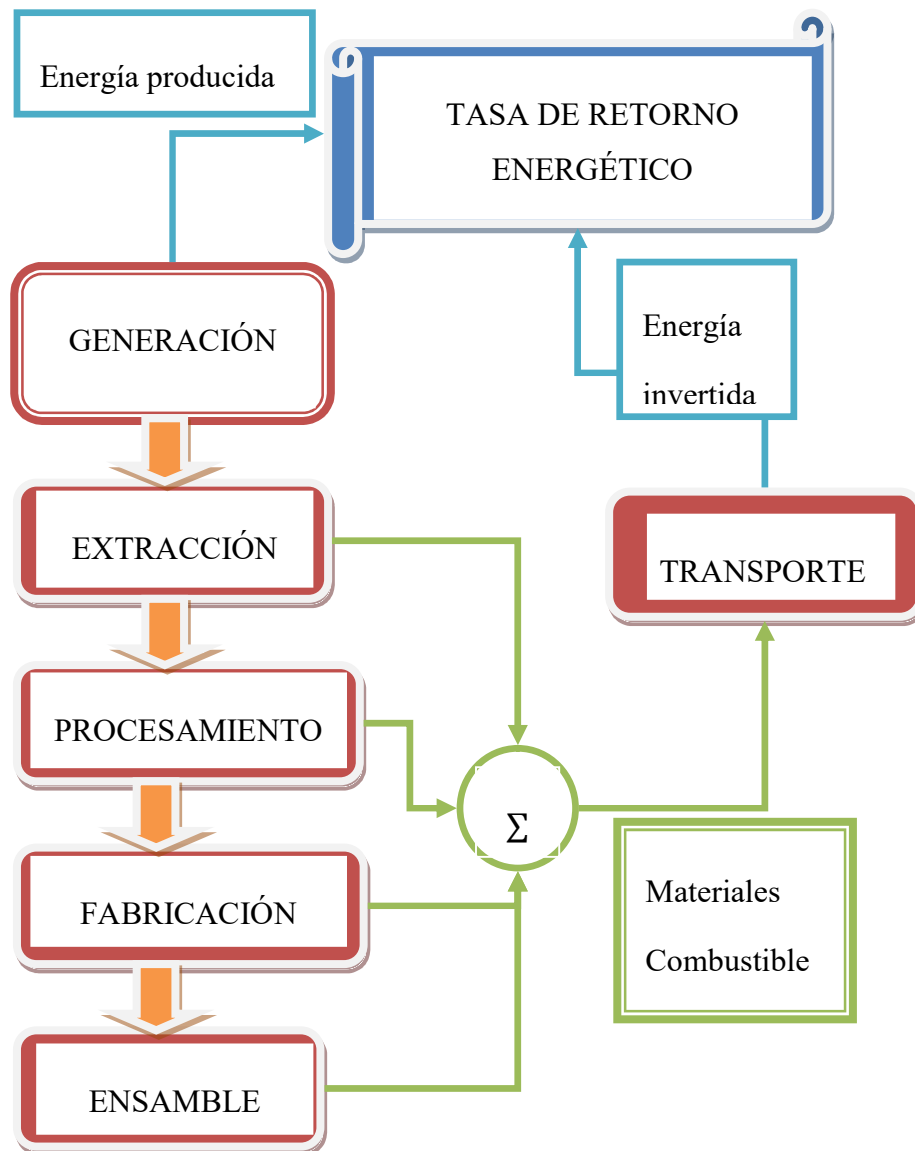


Figura 90. Obtención de la Tasa de Retorno Energético (TRE) mediante el Análisis de Ciclo de Vida.

Fuente: Elaboración Propia.

3.3 Modelo incremental

En la presente investigación se propuso una metodología alternativa basada en el estudio de escenarios de inversión en matriz energética con fuentes de generación y sin ellas. Esto es, considerando cuanto invierte el sistema sin la fuente de generación $\sum En_{gi1}$, y cuanto invierte con ella $\sum En_{i2}$. Análogamente, se trabaja con la energía generada durante los escenarios considerados $\sum En_{g1}$ y $\sum En_{g2}$ para el recurso en cuestión (Camargo & Schweickardt, 2014a; 2015b; 2016c).

$$EROI = \frac{\Delta En_{gi}}{\Delta En_{Inv}} = \frac{\sum En_{gi2} - \sum En_{gi1}}{\sum En_{i2} - \sum En_{i1}} \quad (103)$$

La resolución exacta de la ecuación anterior, exige una gran cantidad de información y métodos de resolución de alta complejidad, sin embargo, esta expresión permite obtener conclusiones sobre los factores que intervienen en la *EROI*. Por lo tanto, se propone otro modelo, basado en funciones de crecimiento exponencial.

El uso de la función exponencial es ampliamente utilizado en *Matemática Aplicada*. Se usa en finanzas para calcular el valor de las inversiones a plazo, en demografía para predecir el tamaño de una población, etc. En la ingeniería eléctrica, se utilizan modelos de crecimiento de población, con el fin de hacer proyecciones de la demanda eléctrica de una ciudad y de esa forma, realizar estimaciones de la factibilidad técnica y económica (Natarajan, 1987; Garabuau, 2015). En este sentido, con el fin de aplicarlo al sistema energético, se define un modelo de crecimiento.

Definiendo una variable de interés P , una etapa temporal k , con un incremento $\Delta P^{[k-1]}$, entre etapas, igual a la siguiente expresión:

$$\Delta P^{[k-1]} = P^{[k]} - P^{[k-1]} \Rightarrow P^{[k]} = P^{[k-1]} + \Delta P^{[k-1]} \quad (104)$$

Sacando factor común $P^{[k-1]}$, se obtiene:

$$P^{[k]} = P^{[k-1]} \cdot \left(1 + \frac{\Delta P^{[k-1]}}{P^{[k-1]}} \right) = P^{[k-1]} \cdot (1 + cr^{[k-1]}) \quad (105)$$

Entonces se tiene la ecuación de incremento dada por:

$$P^{[k]} = P^{[k-1]} \cdot (1 + cr^{[k-1]}) \quad (106)$$

En caso de que el crecimiento sea el mismo en todas las etapas, se tendría:

$$P^{[k]} = P^{[k_0]} \cdot (1 + cr)^k \quad (107)$$

Donde k_0 es la etapa inicial.

3.4 Vector de búsqueda

Siguiendo el razonamiento del modelo incremental presentado, se definen dos variables de importancia, asociadas a la asignación (Camargo & Schweickardt, 2015a; 2016b).

- En primer lugar, se define la asignación o proporción asignada del crecimiento de potencia instalada, correspondiente a cada tipo de generación $A\Delta P_{gi}^{[k]}$. Es decir, de cada MW o GW instalado en el periodo k , un porcentaje es instalado para cada tipo de generación gi . En caso de ser la unidad significa que toda la inversión se asignó en ese tipo de generación gi .
- En segundo lugar, se define la asignación o proporción asignada de la potencia instalada $AP_{gi}^{[k]}$. Esta corresponde a la proporción de la matriz eléctrica que se tiene en cada tipo de generación gi . Es decir, de cada MW o GW total instalado, un porcentaje total corresponde a cada tipo de generación gi .

Entonces, de acuerdo a esta definición, se presenta matemáticamente mediante la siguiente expresión (Camargo & Schweickardt, 2015a; 2016b).

$$A\Delta P_{gi}^{[k]} = \frac{\Delta P_{gi}^{[k]}}{\Delta P^{[k]}} \quad AP_{gi}^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]}}{P^{[k]}} \quad (108)$$

Dividiendo ambas variables $A\Delta P_{gi}^{[k]}$ y $AP_{gi}^{[k]}$, se obtiene lo siguiente:

$$\frac{A\Delta P_{gi}^{[k]}}{AP_{gi}^{[k]}} = \frac{\Delta P_{gi}^{[k]} / \Delta P^{[k]}}{P_{gi}^{[k]} / P_T^{[k]}} = \frac{\Delta P_{gi}^{[k]}}{\Delta P^{[k]}} \cdot \frac{P_T^{[k]}}{P_{gi}^{[k]}} \quad (109)$$

Reordenando se obtiene la variable de asignación utilizada: $R_{gi}^{[k]}$

$$R_{gi}^{[k]} = \frac{A\Delta P_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} = \frac{AP_{gi}^{[k]} / P_{gi}^{[k]}}{\Delta P^{[k]} / P_T^{[k]}} = \frac{Cr_{gi}^{[k]}}{Cr^{[k]}} \quad (110)$$

De esta expresión, la variable de asignación o búsqueda utilizada para la optimización es $X_{gi}^{[k]} = A\Delta P_{gi}^{[k]}$. Es decir que se obtiene la tasa de crecimiento del sector de generación:

$$cr_{gi}^{[k]} = R_{gi}^{[k]} \cdot cr^{[k]} = \frac{X_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} \quad (111)$$

Se restringe el espacio de búsqueda aproximadamente en los siguientes límites: $0 \leq X_{gi}^{[k]} \leq 0.6$. Es de notar que:

$$\sum R_{gi}^{[k]} = \sum \frac{Cr_{gi}^{[k]}}{Cr^{[k]}} = \frac{\sum Cr_{gi}^{[k]}}{Cr^{[k]}} = \frac{Cr^{[k]}}{Cr^{[k]}} = 1 \quad (112)$$

Esta igualdad requiere de una restricción difusa adicional, la cual es muy difícil de cumplir. En primer lugar, dado el valor aleatorio de la variable, la suma $\sum X_{gi}^{[k]}$ puede estar cercana a cero o ser mucho mayor a la unidad. En segundo lugar, se requiere satisfacer esta restricción en todas las etapas analizadas, lo cual resulta también difícil de cumplir. En consecuencia, a estas dos razones, se pueden perder buenas alternativas, o su función de aptitud será afectada por esta restricción, con lo cual se pierde información sobre las demás aptitudes. Por lo tanto, con el objetivo de cumplir esta restricción de igualdad, y las dificultades que se presentan debido a la búsqueda aleatoria, se realiza una normalización del vector de búsqueda.

$$X_{gi}^{[k]} = \frac{X_{gi}^{[k]}}{\sum X_{gi}^{[k]}} \quad (113)$$

3.5 Actualización de parámetros

3.5.1 Cálculo Del Crecimiento de Potencias Instaladas en Operarios, Sector de Fabricación de Generación y sector de Producción:

De acuerdo a como se definió la variable de asignación Si se admite el mismo razonamiento para la asignación de operarios para cada sector de producción del ciclo de vida se tiene (Camargo & Schweickardt, 2014a; 2015b; 2016c):

$$R_{gi}^{[k]} = \frac{A\Delta N_{gi}^{[k]}}{\Delta N_{gi}^{[k]}} = \frac{AN_{gi}^{[k]}/N_{gi}^{[k]}}{\Delta N^{[k]}/N^{[k]}} = \frac{TN_{gi}^{[k]}}{TN^{[k]}} \quad (114)$$

Admitiendo que cada operario puede fabricar manualmente una parte de la maquinaria del generador, se le asigna una potencia equivalente Peq . El crecimiento de la potencia equivalente por operarios es (Camargo, Schweickardt, 2016):

$$TN_{gi}^{[k]} = Peq \cdot \frac{TN^{[k]} \cdot X_{gi}^{[k]} \cdot N_{gi}^{[k]}}{P_{gi}} \quad (115)$$

3.5.2 Funciones auxiliares

Se utilizaron funciones rectangulares con el objetivo de definir los periodos correspondientes a cada etapa del ciclo de vida: extracción, procesamiento, fabricación, ensamble y transporte.

$$\begin{aligned} \Pi_1(k) &= \begin{cases} 0, & k < k_{inv} + T_{inv} + T_{pr} \\ 1, & k \geq k_{inv} + T_{inv} + T_{pr} \\ 0, & k > k_{inv} + T_{inv} + T_{pr} + TVU \end{cases} \\ \Pi_2(k) &= \begin{cases} 0, & k < k_{inv} + T_{pr} \\ 1, & k \geq k_{inv} + T_{pr} \\ 0, & k > k_{inv} + T_{pr} + T_{inv} \end{cases} \\ \Pi_3(k) &= \begin{cases} 0, & k < k_{inv} + T_{pr} \\ 1, & k \geq k_{inv} + T_{pr} \\ 0, & k > k_{inv} + T_{pr} + T_{inv} \end{cases} \end{aligned} \quad (116)$$

Para el sector de extracción se utilizó una función exponencial decreciente $e^{-r \cdot (t - k_{inv})}$. Adicionalmente, se utilizaron funciones normales para simular el funcionamiento de los sectores de procesamiento, fabricación y ensamble. Es decir, se definió una función normal $N(T_1, T_2)$, donde $T_1 = k_{inv} + \frac{T_{inv}}{2}$, $T_2 = \frac{T_{inv}}{6}$.

La variable k_{inv} es un índice auxiliar que se utiliza para considerar los lapsos temporales entre que se inicia la fabricación y el generador funciona, y finalmente calcular el total. Definiendo factores de inversión fin y de operación y mantenimiento $f_{oym} = 1 - f_{in}$, se obtienen la energía invertida en fabricación $E_{inv}^{in[gi][k]}$ y operación/mantenimiento $E_{inv}^{oym[gi][k]}$.

$$\begin{aligned} E_{inv}^{in[gi][k]} &= \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot FC_{gi} \cdot f_{in}}{EROI_{gi}^{[k]}} \\ E_{inv}^{oym[gi][k]} &= \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot FC_{gi} \cdot f_{oym}}{EROI_{gi}^{[k]}} \end{aligned} \quad (117)$$

3.5.3 Ajuste por mínimo cuadrados

Se definieron factores de crecimiento de la energía invertida (Camargo, Schweickardt, 2016) mediante las Eq. (29) y (30):

$$fd_{gi}^{[k+1]} = f_{gi}^{[k]} \cdot \left(1 + cr \cdot \frac{X_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} - f_{dep} \right) \quad (118)$$

$$f_{gi}^{[k+1]} = f_{gi}^{[k]} \cdot \left(1 + cr \cdot \frac{X_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} + TN_{gi}^{[k]} - f_{dep} \right) \quad (119)$$

Se obtiene entonces la Energía demandada como:

$$Pd_{gi}^{[k]} = \sum_{kinv=0}^n Einv_{om} \cdot \Pi_1(k) + Einv_{in} \cdot N(T_1, T_2) \cdot \Pi_2(k) + Einv_{in} \cdot e^{-r \cdot (t-kinv)} \cdot \Pi_3(k) \cdot fd_{gi}^{[k+1]} \quad (120)$$

La energía obtenida por generador gi en la etapa [k] se define como:

$$Pob_{gi}^{[k]} = \sum_{kinv=2}^n E_{gi}^k \cdot \Pi_1(k) \cdot fc_{gi}^{k+1} \quad (121)$$

La energía demandada y obtenida total se calcularon respectivamente como:

$$Edt^k = \sum_{gi}^{gn} \sum_{sp}^{sn} Ed_{gi \ x \ sp}^k \quad Et^k = \sum_{gi}^{gn} \sum_{kinv=2}^n (E_{gi}^k \cdot \Pi_1(k) \cdot fc_{gi}^{k+1}) \quad (122)$$

3.5.4 Ecuaciones finales:

Reemplazando las ecuaciones (42) y haciendo $A = \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}}$

$$Pd_{gi \ x \ sp}^{[k]} = fd_{gi}^{[k]} \sum_{kinv=0}^n \left((f^{in} + VU_{gi}^{[k]} \cdot (N(T_1, T_2) \cdot \Pi_2(k) + e^{-r \cdot (k-kinv)} \cdot \Pi_3(k)) \cdot f^{om}) \cdot A \right) \quad (123)$$

3.5.5 Ajuste por mínimos cuadrados

Se aplica un método de ajuste de las curvas, con el objetivo de atenuar influencia de la forma de la función (picos y valles). Entonces, la energía media obtenida y demandada calcularon respectivamente como:

$$\bar{p}^k = \frac{\sum_1^k \sum_{gi}^{gn} P_{ob_{gi}}^k}{\sum_{p=1}^k p} \cdot a_1 \quad \bar{p}d^k = \frac{\sum_1^k \sum_{gi}^{gn} \sum_{sp}^{sn} P_{d_{gi}}^k}{\sum_{p=1}^k p} \cdot a_2 \quad (124)$$

Donde a_1 y a_2 son constantes de corrección que se obtuvieron por el método de los mínimos cuadrados (Hair Jr et al., 2016).

3.5.6 Potencia instalada total

A partir de la energía obtenida en el apartado anterior, se actualiza la composición de la matriz energética respecto a la potencia útil aprovechada, según los sectores de generación: Nuclear, Fósil, Biomasa, Hidráulico, Solar y Eólico. Se calcula la potencia instalada total:

$$P^{[k]} = P_{inicial} + \sum_k \bar{P}^k \quad (125)$$

Se obtiene la proporción potencia de la matriz energética en cada tipo de generador:

$$AP^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]}}{P^{[k]}} \quad (126)$$

Como $AP^{[k]}$ se encuentra en las funciones de crecimiento, se realiza un método iterativo para ajustar su valor.

4 FUNCIONES OBJETIVOS

4.1 Función objetivo Tasa de Retorno Energético

Según la definición de la tasa de retorno energético, y expresando la energía obtenida e invertida en términos de los datos técnicos del generador, se obtiene la siguiente ecuación:

$$EROI_{gi}^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{P_{i_{gi}}^{[k]} \cdot Tinv_{gi}^{[k]}} \quad (127)$$

Entonces, se procede a definir un indicador que busca medir la tasa de retorno en conjunto de todos los generadores del sistema.

$$EROI_T^{[k]} = \frac{\sum(P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum(P_{i_{gi}}^{[k]} \cdot Tinv_{gi}^{[k]})} \quad (128)$$

Si se admite que la energía invertida es proporcional a la energía

$$Pd_{gi}^{[k]} \cdot Tinv_{gi}^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}} \quad (129)$$

$$EROI_T^{[k]} = \frac{\sum(P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum(Pd_{gi}^{[k]} \cdot Tinv_{gi}^{[k]})} = \frac{\sum(P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum\left(\frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}}\right)} \quad (130)$$

Dividiendo por la potencia instalada total $P_T^{[k]}$ se obtiene la ecuación siguiente:

$$\begin{aligned} EROI_T^{[k]} &= \frac{\frac{\sum(P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{P_T^{[k]}}}{\sum\left(\frac{P_{gi}^{[k]}}{P_T^{[k]}} \cdot \frac{VU_{gi}^{[k]}}{EROI_{gi}^{[k]}} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}\right)} \\ &= \frac{\sum(AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum(AP_{gi}^{[k]} \cdot TR_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})} \end{aligned} \quad (131)$$

Donde se definen dos términos de importancia:

- $TR_{gi}^{[k]} = \frac{VU_{gi}^{[k]}}{EROI_{gi}^{[k]}}$ es el tiempo de recuperación energético del generador gi .
- $AP_{gi}^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]}}{P_T^{[k]}}$ es la asignación de potencia instalada del generador gi .

Se observa que la rentabilidad energética global $EROI_t^{[k]}$ depende de las rentabilidades energéticas individuales de cada tipo de generación instalada. Mientras mayor sea la rentabilidad de cada fuente $TR_{gi}^{[k]}$ o $EROI_{gi}^{[k]}$, mayor será la rentabilidad del sistema analizado $EROI_t^{[k]}$. Estos a su vez dependen del rendimiento individual de cada tipo de generación.

4.2 Emisiones de dióxido de carbono CO_2

Definiendo las emisiones de dióxido de carbono para cada tipo de generación, se obtiene la siguiente ecuación:

$$CO_{2gi} = 30 \cdot 24 \cdot \text{Factor de emisiones} \cdot (\text{Energía Obtenida} + \text{Energía Invertida})$$

De igual forma que con la definición de la tasa de retorno energético se reemplazan los términos $P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}$ y $\frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}}$, por la energía obtenida e invertida, respectivamente. De esta manera se obtiene la siguiente expresión.

$$CO_{2gi} = 720 \cdot fe_{gi} \cdot \left(P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} + \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \quad (132)$$

Desarrollando, se obtiene:

$$CO_{2gi} = 720 \cdot fe_{gi} \cdot P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \quad (133)$$

Sumando las emisiones producidas por todos los generadores gi se obtiene la siguiente ecuación.

$$CO_{2T}^{[k]} = 720 \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left(fe_{gi} \cdot P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \right) \quad (134)$$

4.3 Costo de Inversión

En economía se aplica a las acciones de una entidad, no se trata de un concepto contable sino económico. En este sentido, se trata de un valor subjetivo, pero de gran importancia para valorar un mercado de bolsa de valores, por ejemplo. Para calcular el valor intrínseco de una acción se utiliza prioritariamente el método *Discount Cash Flow* (DCF) o método de descuento por flujo de caja (Myers, 1984; Shrieves & Wachowicz, 2001; Pratt & Grabowski, 2008).

$$C_k = -C_0 + \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(t_d + 1)^k} \quad (135)$$

Este método consiste en estimar unas previsible ganancias C_k y descontar, mediante una tasa de descuento t_d , para encontrar su valor presente. C_0 representa la inversión inicial requerida y t_d corresponde a la tasa de descuento del proyecto estudiado (para la presente tesis se tomó arbitrariamente como el 10%).

Se define un factor de recuperación de capital, con el objetivo de obtener el costo correspondiente a la etapa k considerada.

$$FRC_i = \frac{t_d \cdot (1 + t_d)^{VU_i}}{(1 + t_d)^{VU_i} - 1} \quad (136)$$

Definiendo a continuación el costo de inversión para cada tipo de generación, se obtiene la siguiente ecuación:

$$C_{gi} = K \left[\frac{USD}{MWh} \right] \cdot (Energía Obtenida [MWh] + Energía Invertida [MWh]) \quad (137)$$

Donde K es una constante para calcular el equivalente en costo del balance energético realizado. Para ello, se consideran las horas que hay en un mes, el pasaje de Tonelada Equivalente de Petróleo a barriles¹ y el precio del barril². Entonces el valor K se obtiene como (Castells, 2005; Merino, 2007):

$$K = 30 [dias] \cdot 24[hs] \cdot \frac{1}{1.7} \left[\frac{TEP}{MWh} \right] \cdot 75 \left[\frac{USD}{barril} \right] \cdot 7.6 \left[\frac{barril}{TEP} \right] \quad (138)$$

$$K = 2.3 \cdot 10^5 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (139)$$

Entonces se obtiene el costo total mensual como:

$$C^{[k]} [USD] = \frac{2.3 \cdot 10^5}{(1 + t_d)^k} \cdot FRC \cdot \sum_1^{gn} \left(\frac{P_{gi} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}} \right) \quad (140)$$

Dividiendo el costo por la potencia instalada total $\sum_1^{gn} P_{gi}^{[k]}$ se obtiene el costo por MW instalado:

$$C^{[k]} \left[\frac{USD}{MW} \right] = \frac{2.3 \cdot 10^5}{(1 + t_d)^k} \cdot \sum_1^{gn} \left(FRC \cdot \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi} \cdot \sum_1^{gn} P_{gi}^{[k]}} \right) \quad (141)$$

Como se cumple que $AP_{gi}^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]}}{\sum_1^{gn} P_{gi}^{[k]}}$, el cual es la asignación de potencia o proporción de la matriz energética. Entonces se obtiene la siguiente expresión:

$$C^{[k]} \left[\frac{USD}{MW} \right] = \frac{2.3 \cdot 10^5}{(1 + t_d)^k} \cdot \sum_1^{gn} \left(FRC \cdot \frac{AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}} \right) \quad (142)$$

¹ Unidades y factores de conversión, coeficientes de paso a unidades equivalentes de petróleo. <http://www.madrid.org>.

² Precios mundiales de referencia disponibles en GlobalPetrolPrices.com.

5 TABLAS COMPLEMENTARIAS

5.1 Sistemas de potencia

TABLA XXXII. Distribuciones de probabilidad para el cálculo de las curvas de viento.

Fuente: (Hennessey, 1978; Merovci & Elbatal, 2015).

	NORMAL	RAYLEIGH	WEIBULL
VELOCIDAD MEDIA	$\bar{U} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot U_i^3}{\sum_{i=1}^N f_i} \right)^{\frac{1}{3}}$		
DESVIACIÓN ESTÁNDAR	$\sigma_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (f_i \cdot (U_i - U_m)^3)}{\sum_{i=1}^N f_i}}$		
POTENCIA APROVECHADA	$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{1}{N} \cdot U_i^3$		
FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN	$\frac{1}{\sigma_U \sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{U-U}{\sigma_U}\right)^2\right)}$	$\frac{\pi}{2} \cdot \frac{U_i}{\bar{U}^2} \cdot e^{\left(\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_i}{\bar{U}}\right)^2\right)}$	$\frac{k}{c} \cdot \left(\frac{U_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{\left(-\left(\frac{U_i}{c}\right)^k\right)}$
FUNCIÓN ACUMULADA	$\int_{-\infty}^U p(U) dU$	$1 - e^{\left(\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_i}{\bar{U}}\right)^2\right)}$	$1 - e^{\left(-\left(\frac{U_i}{c}\right)^k\right)}$
PROBABILIDAD p(U_a ≤ U ≤ U_b)	$F(U_b) - F(U_a)$	$e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_a}{\bar{U}}\right)^2\right)} - e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_b}{\bar{U}}\right)^2\right)}$	$e^{\left(-\left(\frac{U_a}{c}\right)^k\right)} - e^{\left(-\left(\frac{U_b}{c}\right)^k\right)}$
PROBABILIDAD DE ARRANQUE p(U_a ≤ U)	$1 - F(U_a)$	$e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_a}{\bar{U}}\right)^2\right)}$	$e^{\left(-\left(\frac{U_a}{c}\right)^k\right)}$
PROBABILIDAD DE CORTE p(U_b ≤ U)	$1 - F(U_b)$	$e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U_b}{\bar{U}}\right)^2\right)}$	$e^{\left(-\left(\frac{U_b}{c}\right)^k\right)}$
ENERGÍA APROVECHADA	$Potencia Media \cdot horas \cdot (F(U_b) - F(U_a))$		
FACTOR DE CARGA	$FC = \frac{Potencia Media}{Potencia Instalada}$		

5.2 Algoritmos principales y complementarios

5.2.1 Procedimiento de resolución aplicado a la tesis

TABLA XXXIII. Procedimiento Principal.

Fuente: Elaboración Propia.

BEGIN /* Procedimiento Principal */

Entrada: Problemas a resolver.

Problema 1. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de escenarios energéticos.

Problema 2. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de Modelo de Emplazamiento óptimo.

Problema 3. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de Modelo de Confiabilidad.

Salida:

FOR $i = 1: N_{problema}$ **DO**

Paso 1: Realizar un relevamiento de los datos necesarios para el modelo, correspondiente al problema estudiado i .

Paso 2: Se definen los modelos funcionales U_i que permitan modelar los atributos de importancia asociados al problema de interés.

- Estos atributos conforman las funciones objetivas.
- Determinar cuáles de estos atributos desean maximizarse, minimizarse o restringirse en un intervalo.

Paso 3: Definir el tipo de función difusa a aplicar, conforme a la Teoría de Decisión Difusa.

- Se selecciona el modelo de optimización a emplear, acorde a la definición del **Paso 2**.
- Determinar ponderadores exponenciales, acorde al Análisis de Procesos de Jerarquía (AHP).
- Definir las metaheurísticas X-PSO más adecuadas para resolver el problema.

BEGIN /* Optimización mediante la Metaheurística X-PSO con extensión al dominio multiobjetivo difuso*/

- TABLA XXXIV. Optimización Multiobjetivo Difusa.
- TABLA XLIV. Programación Dinámica.
- TABLA XXXV. Determinación del costo intrínseco.

END

END

END

TABLA XXXIV. Optimización Multiobjetivo Difusa.

Fuente: Elaboración Propia.

BEGIN /* Modelación y Optimización Multiobjetivo Difusa */

Datos:

- Parámetros para determinar las funciones de evaluación de los atributos del sistema U_j , para cada atributo j y número de etapas (si es mayor a 1 es una programación dinámica).
- Tipo de función difusa a utilizar: rampa, trapezoidal, triangular, etc. Límites de las funciones difusas. Ponderadores exponenciales EW_j . Conocer que atributos j desean maximizarse o minimizarse. Tipo de t-norma o función de confluencia a utilizar: Producto Algebraico, Einstein, Hamacher, etc.

Variable:

- Vector de búsqueda X , limitado por el espacio de búsqueda $X_{min} \leq X \leq X_{max}$.

Entrada:

- Alternativa de partida $X_{inicial}$, de ser posible.
- Metaheurística a aplicar para obtener la alternativa óptima X_{op} .

Salida:

- Alternativa óptima X_{op} que maximiza la función de aptitud.

FOR $i = 1: N_{particulas}$, $j = 1: N_{Atributos}$ y $k = 1: N_{Etapas}$ **DO**

WHILE NOT Convergencia de Metaheurística X-PSO **DO**

Paso 1: Desde el algoritmo Metaheurística aplicada X-PSO se obtienen un conjunto de vectores X_i

BEGIN /*Modelación multiobjetivo difusa*/

Paso 2: Determinación de los atributos a optimizar U_j conforme a la variable de decisión X_i .

Paso 3: Determinar las funciones de preferencia difusas μ_j .

Paso 4: Aplicación de la t norma para la confluencia de los conjuntos difusos μ_j . Se obtiene una función de aptitud difusa. para la programación dinámica, se realiza la confluencia entre todas funciones de aptitud para un número de etapas analizadas.

END

Paso 5: Mediante el algoritmo correspondiente a la metaheurística utilizada, determinar la mejor ubicación vista por cada partícula b_i y por el enjambre, b_G

END

END

END

TABLA XXXV. Determinación del costo intrínseco.

Fuente: Elaboración Propia.

```

BEGIN /* Determinación del costo intrínseco */
    ➤ Parámetros para determinar las funciones de evaluación de los atributos del sistema  $U_j$ , para cada atributo  $j$  y número de etapas (si es mayor a 1 es una programación dinámica).
    ➤ Tipo de función difusa a utilizar: rampa, trapezoidal, triangular, etc. Límites de las funciones difusas.
    ➤ Ponderadores exponenciales  $EW_j$ .
    ➤ Conocer que atributos  $j$  desean maximizarse o minimizarse.
    ➤ Tipo de t-norma o función de confluencia a utilizar: Producto Algebraico, Einstein, Hamacher, etc.
    FOR  $i = 1: N_{atributos}$  DO
        WHILE NOT Convergencia de Metaheurística X-PSO DO
            Paso 1: A partir de la alternativa a evaluar  $X_i$ , se obtienen las funciones de atributos  $U_j$ , para cada atributo  $j$ .
            BEGIN /*Modelación multiobjetivo difusa*/
                Paso 2: Determinación de los atributos a optimizar  $U_j$  conforme a la variable de decisión  $X_i$ .
                Paso 3: Determinar las funciones de preferencia difusas  $\mu_j$ .
                Paso 4: Aplicación de la t norma para la confluencia de los conjuntos difusos  $\mu_j$ . Se obtiene una función de aptitud difusa.
            END
            Paso 5: calcular el costo intrínseco.
        END
    END
END

```

TABLA XXXVI. Algoritmo para la determinación del costo de peaje.

Fuente: Elaboración Propia.

```

BEGIN /* Algoritmo para la determinación del costo de peaje */
    Entrada:
    ➤ Atributos  $U_j$  y atributo óptimo  $U_{op}$ .
    ➤ Funciones de aptitud  $\mu_j$  asociado al atributo  $j$  y atributo óptimo  $\mu_{op}$ .
    ➤ Costo intrínseco  $CI_j$  asociado al atributo  $j$  y atributo óptimo  $CI_{op}$ .
    Salida: Costo de peaje y tipo de externalidad (positiva, nula o negativa)
    Variables:
    FOR  $i = 1: N_{nodos}$  DO
        Paso 1: calcular el costo de peaje
        
$$peaje_r = \sum_i \overline{IC}_r i \cdot (U^* - U_r)$$

        END
        Paso 2: Evaluar el signo del peaje, con el cual se obtendrá la externalidad producida: (+), (-) o nula. Si es positiva, se incentiva, de lo contrario se penaliza.
    END
END

```

5.2.2 Algoritmos de modelación

TABLA XXXVII. Análisis de Ciclo de Vida - Life Cycle Analysis.

Fuente: (Camargo & Schweickardt, 2016).

BEGIN /* Tasa de Retorno Energético por Análisis de Ciclo de Vida */

Datos:

- Potencia y datos técnicos por cada fuente de generación gi.
- Gastos energéticos por generador y gastos energéticos por etapa del ciclo de vida respecto a: energía y combustible.

Salida: Tasa de Retorno Energético TRE_{gi} .

FOR $gi = 1: G_n$ y $Sp = 1: S_n$ **DO**

Paso 1: Energía generada, materiales y combustible necesario.

$$\Delta T_{gi \times mj}^{tr} = P_{gi} \cdot APE_{gi \times mj} \cdot PE_{gi \times mj} \quad \Delta T_{gi \times cr}^{tr} = P_{gi} \cdot APE_{gi \times cr} \cdot PE_{gi \times cr}$$

$$E_{gi}[TEP] = \eta_{gi} \cdot P_{gi} \cdot VU_{gi} \cdot Fc_{gi} \cdot Gep_{gi}$$

Paso 2: Gastos de materiales necesarios para todo el ciclo de vida de los generadores, sin contar transporte $A_{gi \times sp}[TEP]$.

$$\sum_{mj} \left(\Delta T_{gi \times mj}^{tr} \cdot \left(Gep_{mj \times sp} \cdot \frac{Gm_{mj \times sp}}{\eta_{mj \times sp}} \right) \right)$$

Paso 3: Determinar los gastos por el transporte de los materiales calculados $B_{gi \times sp}[TEP]$.

$$\sum_{tr} \left(\Delta T_{gi \times mj}^{tr} \cdot \left(As_{mj \times sp}^{tr} \cdot Gep_{mj \times sp}^{tr} \cdot \frac{G_{mj \times sp}^{tr}}{\eta_{mj \times sp}^{tr}} \right) \right)$$

Paso 4: Determinar los gastos para el ciclo de vida del combustible requerido por los generadores $C_{gi \times sp}[TEP]$.

$$\sum_{cr} \left(\Delta T_{gi \times cr}^{tr} \cdot \left(Gep_{cr \times sp} \cdot \frac{Gm_{cr \times sp}}{\eta_{cr \times sp}} \right) \right)$$

Paso 5: Determinar los gastos por el transporte del combustible requerido $D_{gi \times sp}[TEP]$.

$$\sum_{tr} \left(\Delta T_{gi \times cr}^{tr} \cdot \left(As_{cr \times sp}^{tr} \cdot Gep_{cr \times sp}^{tr} \cdot \frac{G_{cr \times sp}^{tr}}{\eta_{cr \times sp}^{tr}} \right) \right)$$

Paso 6: Sumando los gastos energéticos obtenidos se obtiene el gasto en equivalente de petróleo.

$$\Delta TEP_{t_{gi}}[TEP] = \sum_{sp}^{sn} (A_{gi \times sp} + B_{gi \times sp} + C_{gi \times sp} + D_{gi \times sp})$$

Paso 7: Calcular la Tasa de Retorno Energético $TRE_{gi} = \frac{E_{gi}}{\Delta TEP_{t_{gi}}}$

END

END

TABLA XXXVIII. Modelo iterativo de corrección de matriz eléctrica.

Fuente: (Camargo & Schweickardt, 2016).

BEGIN /* Modelo de crecimiento exponencial para la evolución de potencia instalada */

Datos: tiempos del análisis de ciclo de vida. Datos técnicos de los generadores.

Salida: Potencia instalada total $P_{gi}^{[k]}$, potencia demandada total $P_i^{[k]}$ y $AP^{[k]}$.

Paso 1: determinar los parámetros auxiliares.

$$T_1 = \text{kinv} + \frac{T_{\text{inv}}}{2} + T_{\text{pr}} \quad T_2 = \frac{T_{\text{inv}}}{6} \quad A = \frac{P_{gi}^{[k]} \cdot Fc_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}}$$

Paso 2: Calcular las funciones auxiliares $\Pi_1(k)$, $\Pi_2(k)$ y $\Pi_3(k)$.

$$\Pi_1(k) = \begin{cases} 0, & k < \text{kinv} + T_{\text{inv}} + T_{\text{pr}} \\ 1, & k \geq \text{kinv} + T_{\text{inv}} + T_{\text{pr}} \\ 0, & k > \text{kinv} + T_{\text{inv}} + T_{\text{pr}} + TVU \end{cases}$$

$$\Pi_2(k) = \begin{cases} 0, & k < \text{kinv} + T_{\text{pr}} \\ 1, & k \geq \text{kinv} + T_{\text{pr}} \\ 0, & k > \text{kinv} + T_{\text{pr}} + T_{\text{inv}} \end{cases}$$

$$\Pi_3(k) = \begin{cases} 0, & k < \text{kinv} + T_{\text{pr}} \\ 1, & k \geq \text{kinv} + T_{\text{pr}} \\ 0, & k > \text{kinv} + T_{\text{pr}} + T_{\text{inv}} \end{cases}$$

Paso 3: Calcular el crecimiento de inversión de potencia.

$$cr_{gi}^{[k]} = X_{gi}^{[k]} \cdot cr^{[k]} \quad TN_{gi}^{[k]} = Peq \cdot \frac{TN^{[k]} \cdot X_{gi}^{[k]} \cdot N_{gi}^{[k]}}{P_{gi}}$$

WHILE $AP^{[k]} - AP^{[k-1]} > \text{tolerancia}$ **DO**
Paso 4: Calcular el crecimiento de potencia demandada

$$fd_{gi}^{[k+1]} = fd_{gi}^{[k]} \left(1 + cr \cdot \frac{X_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} - f_{\text{dep}} \right) \quad f_{gi}^{[k]} = f_{gi}^{[k]} \left(1 + cr \cdot \frac{X_{gi}^{[k]}}{\Delta P_{gi}^{[k]}} + TN_{gi}^{[k]} - f_{\text{dep}} \right)$$

Paso 5: Calcular la Potencia obtenida e invertida por etapa.

$$Pob_{gi}^{[k]} = \sum_{\text{kinv}=}^n E_{gi}^k \cdot \Pi_1(k) \cdot f_{gi}^{k+1}$$

$$Pd_{gi \times sp}^{[k]} = fd_{gi}^{[k]} \sum_{\text{kinv}=2}^n \left(A \cdot \left(f^{\text{in}} + VU_{gi}^{[k]} \cdot \left(N(T_1, T_2) \cdot \Pi_2(k) + e^{-r \cdot (k - \text{kinv})} \cdot \Pi_3(k) \right) \right) \cdot f^{\text{om}} \right)$$

Paso 6: Ajuste de la curva mediante el método de los mínimos cuadrados.

$$\bar{P}^k = \frac{\sum_1^k \sum_{gi}^{gn} Eob_{gi}^k}{\sum_{p=1}^k p} \cdot a_1 \quad \bar{Pd}^k = \frac{\sum_1^k \sum_{gi}^{gn} \sum_{sp}^{sn} Ed_{gi \times sp}^k}{\sum_{p=1}^k p} \cdot a_2$$

Paso 7: Calcular la potencia instalada total del sistema

$$P^{[k]} = P_{\text{inicial}} + \sum_k \bar{P}^k \quad P_i^{[k]} = \sum_k \bar{Pd}^k$$

Paso 8: Calcular la proporción de la matriz eléctrica, según cada fuente de generación gi

$$AP^{[k]} = \frac{P_{gi}^{[k]}}{P^{[k]}}$$

END
END

TABLA XXXIX. Algoritmo de Funciones Objetivas y Restricciones de escenarios energéticos.

Fuente: Elaboración Propia.

BEGIN /* Modelo para la evaluación de escenarios energéticos*/

Datos:

- Potencia y datos técnicos por cada fuente de generación g_i .
- Gastos energéticos por generador y gastos energéticos por etapa del ciclo de vida respecto a: energía y combustible.
- Matriz eléctrica inicial y final ficticia o de referencia.
- TABLA XXXVII. Análisis de Ciclo de Vida - Life Cycle Analysis.

Entrada:

- Vector de búsqueda X_i , que representa la asignación de inversión en potencia instalada, para cada fuente de generación estudiada.

Salida:

- Potencia instalada por etapa durante el periodo analizado N_k .

Paso 1: Normalización del vector de búsqueda X_i , utilizado para la asignación de la potencia generada.

$$X_i^{Norm} = \frac{X_i}{\sum_i X_i}$$

BEGIN /* Modelo iterativo de corrección de matriz eléctrica */

Modelo iterativo de corrección de matriz eléctrica

END

FOR $k = 1: N_{etapa}$ y **DO**

Paso 2: calcular la tasa de Retorno Energético del Sistema TRE

$$U_1 = EROI_t^{[k]} = \frac{\sum (AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}{\sum (AP_{gi}^{[k]} \cdot TR_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi})}$$

Paso 3: calcular las emisiones totales de CO_2 del sistema.

$$U_2 = CO_{2t}^{[k]} = 720 \cdot FRC \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left(fe_{gi} \cdot P_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left(1 + \frac{1}{EROI_{gi}^{[k]}} \right) \right)$$

Paso 4: calcular el costo total del sistema

$$U_3 = C_k \left[\frac{USD}{MW} \right] = \frac{2.3 \cdot 10^5}{(1 + t_d)^k} \cdot \sum_1^{gn} \left(\frac{AP_{gi}^{[k]} \cdot VU_{gi}^{[k]} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}^{[k]}} \right)$$

Paso 5: calcular la proporción de la matriz eléctrica en renovables

$$U_4 = \sum_{1,2,4} AP_{gi}^{[k]}$$

END

END

TABLA XL. Algoritmo de flujo de potencia trifásico.

Fuente: (Casanova, 2018).

BEGIN /*Flujo de potencia trifásico*/

Entrada: un SDEE cuyo estado estático se desea conocer, configuración de conexión de cargas *conf*, potencia demandada por cada carga *s*.

Salida: estado estático del SDEE.

Criterio de convergencia: la diferencia en las pérdidas de potencia activa en dos iteraciones consecutivas sea menor a una tolerancia determinada.

Variables: para los nodos, de subíndice *i*, la potencia demandada $S_i^{[F]}$, la corriente nodal $I_i^{[F]}$ y la tensión nodal $V_i^{[F]}$, para la fase *F*, todos números complejos. Para las líneas, con subíndice del par *ij*, la corriente que circula por la línea $I_{ij}^{[F]}$ en la fase *F*, definida como número complejo.

WHILE NOT (Criterio de convergencia) **DO**

FOR Fase *F*=1,2,3 **DO**

Paso 1: Inicializar voltajes y potencias nodales (punto inicial de operación) para cada nodo *i*, $V_i^{[R,S,T]} = 1$.

Paso 2: Con base en las tensiones nodales calcular las corrientes inyectadas por los nodos $I_i^{[F]} = S_i^{[F]} / V_i^{[F]}$, para cada fase $F \in \{R, S, T\}$. Esto es, la potencia demandada por el nodo en cada fase sobre la tensión nodal.

Paso 3: Aplicar la primera ley de Kirchhoff para calcular las corrientes que circulan por cada línea, iniciando en los nodos más alejados hasta llegar al nodo fuente (Slack). Cada nodo *i* posee una única línea predecesora inmediata que lo conecta con otro nodo *k*. En la línea *k-i* se tendrá un flujo de corriente:

$$I_{ki}^{[F]} = I_i^{[F]} + \sum (L \cdot I_{iL}^{[F]})$$

Paso 4: Aplicar la segunda ley de Kirchhoff en todos los nodos, empezando por los más cercanos al nodo Slack, y calcular las pérdidas de potencia activa:

$$V_j^{[F]} = Z_{ij} \cdot I_{ij}^{[F]} + V_i^{[F]}$$

$$Perd = Perd + \sum_{F \in \{R,S,T\}} R_{ij} \cdot (I_{ij}^{[F]})^2$$

Paso 5: Con base en las nuevas tensiones se actualizan las corrientes nodales volviendo al paso 2, iniciando una nueva iteración.

END

END

*TABLA XLI. Algoritmo de ubicación de generadores en forma distribuida.
Fuente: Elaboración Propia.*

```

BEGIN /* Algoritmo de ubicación de generadores en forma distribuida */
  Entrada: un SDEE cuyos índices de calidad técnica y ambiental se desconocen,
  configuración de ubicación de generadores conf.
  Salida: Tensión en los nodos  $i$  ( $V_i$ ) y pérdidas de potencia Perd.
  Variables:
  WHILE NOT (Criterio de convergencia) DO
    FOR  $i = 1: N_{nodos}$  DO
      Paso 1: Posicionar los generadores, de acuerdo a la configuración conf
      BEGIN /*Flujo de potencia trifásico*/
        TABLA XL. Algoritmo de flujo de potencia trifásico.
      END
    END
  END

```

*TABLA XLII. Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de Modelo de Emplazamiento óptimo.
Fuente: Elaboración Propia.*

```

BEGIN /* Algoritmo de Funciones Objetivos y Restricciones de escenarios energéticos */
  Datos:
    Datos técnicos de los generadores. Potencia instalada total  $P_{gi}$  y  $AP_{gi}$ .
  Salida: Funciones  $U_i$ .
  BEGIN /* Algoritmo de ubicación de generadores en forma distribuida */
    TABLA XLI. Algoritmo de ubicación de generadores en forma distribuida.
  END
  FOR  $gi = 1: N_{gen}$  DO
    Paso 1: calcular las emisiones totales de  $CO_2$  del sistema.
      
$$U_1 [Ton CO_2] = 8640 \cdot \sum_{gi=1}^{gn} \left( f e_{gi} \cdot P_{gi} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi} \cdot \left( 1 + \frac{1}{EROI_{gi}} \right) \right)$$

    Paso 2: calcular el costo total del sistema
      
$$U_2 [USD] = 27.6 \cdot 10^5 \cdot FRC \cdot \sum_1^{gn} \left( \frac{P_{gi} \cdot VU_{gi} \cdot \eta_{gi} \cdot FC_{gi}}{EROI_{gi}} \right)$$

    Paso 3: calcular el producto técnico de tensión de suministro.
      
$$U_3 = \sqrt[N_{EL}]{\prod_{j \in EL} V_j}$$

    Paso 4: calcular las pérdidas
      
$$U_4 = Perd$$

    Paso 5: calcular la proporción de la matriz eléctrica en renovables
      
$$U_5 = \sum_{1,2,4} P_{gi}^{[k]}$$

  END

```

TABLA XLIII. Algoritmo de Funciones Objetivas y Restricciones de Modelo de Confiabilidad.

Fuente: (Casanova, 2018).

BEGIN /* Algoritmo de Confiabilidad */

Entrada: un SDEE cuyos índices de confiabilidad se desconocen, configuración de ubicación de equipos conf, potencias $P \geq i$ y cantidad de usuarios $U \geq i$ acumulados aguas abajo del nodo i . $ENS = 0.0$, $SAIFI = 0$, $SAIDI = 0$, $CAEqSP = 0$.

Salida: ENS, SAIFI, SAIDI y CAEqSP correspondientes al SDEE y conf.

Paso 1: $T_1 = T_c + T_p + T_l + T_r$ $T_2 = T_c + T_p + T_l + T_{CD}$
 $T_3 = T_c + T_p + T_l + T_r + T_{CD}$ $T_4 = T_c + T_p + T_l + 2 T_{CD}$
 $T_5 = T_c + T_p + T_l + T_r + 2 T_{CD}$

FOR $i = 1: N_{nodos}$ **DO**

Paso 2: Para cada nodo i del SDEE, visitado según el recorrido Breadth-First.

IF En el nodo actual se ubica un interruptor I **THEN**

$$CAEqSP = CAEqSP + FRCI \cdot C_I$$

IF En el nodo actual se ubica un D **THEN**

$$CAEqSP = CAEqSP + FRCD \cdot C_D$$

Paso 3: Decidir en qué caso se encuentra el nodo actual (caso 1, 2, 3 o 4). Se debe encontrar el Interruptor I más cercano aguas arriba del nodo actual, luego el fusible F (si existe) entre I y el nodo actual y finalmente el desconectador (si existe) entre F y el nodo actual.

IF Si el caso del nodo actual es el Caso 1 **THEN**

$$ENS = ENS + \lambda_i l_i (P \geq I) T_1 \quad SAIFI = SAIFI + \lambda_i l_i (U \geq I)$$

$$SAIDI = SAIDI + \lambda_i l_i (U \geq I) T_1$$

IF Si el caso del nodo actual es el Caso 2 **THEN**

$$ENS = ENS + \lambda_i l_i ((P \geq I - P \geq D) T_2 + (P \geq D) T_3)$$

$$SAIFI = SAIFI + \lambda_i l_i (2(U \geq I - U \geq D) + (U \geq D))$$

$$SAIDI = SAIDI + \lambda_i l_i ((U \geq I - U \geq D) T_2 + (U \geq D) T_3)$$

IF Si el caso del nodo actual es el Caso 3 **THEN**

$$ENS = ENS + \lambda_i l_i ((P \geq I - P \geq F) TCD + (P \geq F) T_3)$$

$$SAIFI = SAIFI + \lambda_i l_i ((U \geq I - U \geq D) + (U \geq D))$$

$$SAIDI = SAIDI + \lambda_i l_i ((U \geq I - U \geq D) TCD + (U \geq D) T_3)$$

$$CAEqSP = CAEqSP + CF (1 + \lambda_i l_i)$$

IF Si el caso del nodo actual es el Caso 4 **THEN**

$$ENS = ENS + \lambda_i l_i ((P \geq I - P \geq F) 2 T_{CD} + (P \geq F - P \geq D) T_4 + (P \geq D) T_5)$$

$$SAIFI = SAIFI + \lambda_i l_i (2(U \geq I - U \geq F) + 2(U \geq F - U \geq D) + (U \geq D))$$

$$SAIDI = SAIDI + \lambda_i l_i ((U \geq I - U \geq F) 2 T_{CD} + (U \geq F - U \geq D) T_4 + (U \geq D) T_5)$$

$$CAEqSP = CAEqSP + CF (1 + \lambda_i l_i)$$

END

END

5.2.3 Otros algoritmos

TABLA XLIV. Programación Dinámica.

Fuente: Elaboración Propia.

BEGIN /* Programación Dinámica */

Datos:

- Dividir el problema en un número de etapas: μ y

Paso 1: Calcular los estados $\mu^{[k]}$. Para un modelo de decisión difuso, este representa la función de pertenencia difusa, calculado mediante una función rampa, trapecial, etc. (ver *CAPÍTULO 5*, sección 2.2.5).

FOR $k = 1: N_{Etapas}$ **DO**

Paso 2: Calcular los pesos entre etapas k , mediante alguna función de costo f . Si el modelo es difuso esta función es la t-norma utilizada (producto de Einstein).

$$\mu_t^{[k]} = f(\mu^{[k]}, \mu_t^{[k-1]})$$

END

END

TABLA XLV. Algoritmo de búsqueda en anchura (Breadth-First-Search).

Fuente: Elaboración Propia.

BEGIN /* Algoritmo de búsqueda en anchura (Breadth-First-Search)*/

Entrada:

- Grafo. Nodo raíz o Slack.

Paso 1: agregar al nodo raíz a la cola.

WHILE NOT mientras la cola no esté vacía **DO**

Paso 2: Eliminar al primer nodo de la cola y hacerlo al nodo actual.

Paso 3: procesar al nodo actual.

Paso 4: Agregar los sucesores del nodo actual a la cola.

END

END

5.2.4 Algoritmos de optimización

TABLA XLVI. Pseudocódigo de los Algoritmos Genéticos

Fuente: *Elaboración Propia.*

```

BEGIN /*Algoritmo genético simple*/
  Paso 1: Generar una población inicial  $X$ 
  Paso 2: Computar la función de evaluación de cada individuo
  WHILE NOT Terminado DO
    BEGIN /*Producir una nueva generación*/
      FOR Tamaño población/2 DO
        BEGIN /*Ciclo reproductivo*/
          Paso 3: Seleccionar: dos individuos de la anterior generación para el cruce
            (probabilidad de selección proporcional a la función de evaluación del
            individuo).
          Paso 4: Cruzar: con cierta probabilidad los dos individuos obteniendo los
            descendientes.
          Paso 5: Mutar: los dos descendientes con cierta probabilidad.
          Paso 6: Computar: la función de evaluación de los dos descendientes
            mutados  $f$ .
          Paso 7: Insertar: los dos descendientes mutados en la nueva generación.
        END
      IF la población ha convergido THEN
        Terminado := TRUE
    END
  END

```

TABLA XLVII. Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción.

Fuente: (Casanova, 2018).

```

BEGIN /*Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción FC-PSO*/
  Paso 1: Inicializar  $X_i^{[k]}$ ,  $b_G^{[k]}$ ,  $b_i^{[k]}$ .
  Paso 2: Calcular las funciones de aptitud  $f(X_i^{[k]})$ ,  $f(b_i^{[k]})$ 

  WHILE NOT cantidad de iteraciones  $k = \text{limite}$  DO
    BEGIN /*Encontrar una nueva posición */
      FOR Tamaño del enjambre DO
        BEGIN /*Ciclo reproductivo*/
          Paso 3: Ecuación y regla de movimiento, respectivamente:
            
$$V_i^{[k+1]} = \chi \cdot [V_i^{[k]} + w_C \cdot r_1^{[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_S \cdot r_2^{[k]} \cdot (b_G^{[k]} - X_i^{[k]})]$$

            
$$X_i^{[k+1]} = X_i^{[k]} + V_i^{[k+1]}$$

          Paso 4: Limitar posición  $X_i^{[k+1]}$  y velocidad  $V_i^{[k+1]}$ .
          Paso 5: Calcular las funciones de aptitud  $f(X_i^{[k]})$ ,  $f(b_i^{[k]})$ 
          Paso 6: Comparar y actualizar las mejores posiciones vistas por las
            partículas  $b_i^{[k]}$  y por el enjambre  $b_G^{[k]}$ .
            
$$f(X_i^{[k]}) > f(b_i^{[k]}) \Rightarrow b_i^{[k+1]} = X_i^{[k+1]} \quad f_{bG}(X_i^{[k]}) > f(b_G^{[k]}) \Rightarrow b_G^{[k]} = X_i^{[k]}$$

        END
      IF la población ha convergido THEN
        Terminado := TRUE
    END
  END
END

```

*TABLA XLVIII. Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción y Topología de VonNeumann (FC PSO VN).
Fuente: (Casanova, 2018).*

```

BEGIN /*Optimización por Enjambre de Partículas con Factor de Constricción FC-PSO*/
    Paso 1: Armar arbitrariamente una grilla, según un arreglo bidimensional de las
    partículas, de tamaño  $m \times n$ . Cada partícula tiene asociada una posición  $[x, y]$  en esta
    grilla y tiene cuatro vecinas con las cuales se comunica: superior  $[(x + 1) \bmod m, y]$ ,
    inferior  $[(x - 1) \bmod m, y]$ , derecho  $[x, (y - 1) \bmod n]$  e izquierdo  $[x, (y + 1) \bmod n]$ .
    Paso 2: Inicializar un arreglo de posiciones de partículas  $X_i^{[0]}$ , las mejores posiciones
    vistas por cada partícula respecto a sus cuatro vecinos  $b_{VN}^{[0]}$  (BEGIN /*Mejor vecina*/),
    y la mejor posición visitada por la partícula  $b_i^{[0]}$ .
    Paso 3: Calcular las funciones de aptitud de las posiciones obtenidas del Paso 2  $b_i^{[0]}$ :
     $f(X_i^{[0]})$ ,  $f(b_i^{[0]})$  y  $f(b_{VN}^{[0]})$ .
    WHILE NOT cantidad de iteraciones  $k = \text{limite}$  DO
        BEGIN /*Encontrar una nueva posición */
            FOR Tamaño del enjambre DO
                BEGIN /*Ciclo reproductivo*/
                    Paso 4: Ecuación y regla de movimiento, respectivamente:
                    
$$V_i^{[k+1]} = \chi \cdot [V_i^{[k]} + w_c \cdot r_1^{[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_s \cdot r_2^{[k]} \cdot (b_{VN}^{[k]} - X_i^{[k]})]$$

                    
$$X_i^{[k+1]} = X_i^{[k]} + V_i^{[k+1]}$$

                    Paso 5: Limitar posición  $X_i^{[k+1]}$  y velocidad  $V_i^{[k+1]}$ .
                    Paso 6: Calcular las funciones de aptitud  $f(X_i^{[k]})$ ,  $f(b_i^{[k]})$ 
                    BEGIN /*Mejor vecina*/
                        Paso 7: por cada partícula del enjambre  $X_i^{[k]}$  se determina su mejor vecino,
                        es decir el que tenga mayor función de aptitud  $f$ .
                        
$$b_{VN}^{[k]} = \arg \max \{f(X_i^{[k]}_{[x,y]})\}_{[x,y] \in VN}$$

                    END
                    Paso 8: Comparar y actualizar las mejores posiciones vistas por las
                    partículas  $b_i^{[k]}$  y su vecindario  $b_{VN}^{[k]}$ .
                    
$$f(X_i^{[k]}) > f(b_i^{[k]}) \Rightarrow b_i^{[k+1]} = X_i^{[k+1]} \quad f(X_i^{[k]}) > f(b_{VN}^{[k]}) \Rightarrow b_{VN}^{[k]} = X_i^{[k]}$$

                END
            END
        END
    END

```

TABLA XLIX. Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo.

Fuente: (Miranda & Fonseca, 2002; Casanova, 2018).

BEGIN /*Optimización por Enjambre de Partículas Evolutivo EPSO*/

Inicializar $X_i^{[k]}$, $b_G^{[k]}$, $b_i^{[k]}$

Calcular las funciones de aptitud $f(X_i^{[k]})$, $f(b_i^{[k]})$

WHILE NOT cantidad de iteraciones $k = \text{limite}$ **DO**

BEGIN /*Encontrar una nueva posición */

FOR Tamaño del enjambre **DO**

BEGIN /*Ciclo reproductivo*/

Mutar parámetros $w_{li}^{*[k]}$, $w_{li}^{*[k]}$, $w_{si}^{*[k]}$

Mutar mejor posición del enjambre $b_G^{*[k]}$

Ecuación y regla de movimiento, respectivamente:

$$V_i^{[k+1]} = w_{li}^{*[k]} \cdot V_i^{[k]} + w_{ci}^{*[k]} \cdot (b_i^{[k]} - X_i^{[k]}) + w_{si}^{*[k]} \cdot (b_G^{*[k]} - X_i^{[k]})$$

$$X_i^{[k+1]} = X_i^{[k]} + V_i^{[k+1]}$$

Limitar posición $X_i^{[k+1]}$ y velocidad $V_i^{[k+1]}$.

Calcular las funciones de aptitud $f(X_i^{[k]})$, $f(b_i^{[k]})$

Torneo estocástico: se busca la mejor mutación $X_i^{*[k]}$

Comparar y actualizar las mejores posiciones vistas por las partículas $b_i^{[k]}$ y por el enjambre $b_G^{[k]}$.

$$f(X_i^{[k]}) > f(b_i^{[k]}) \Rightarrow b_i^{[k+1]} = X_i^{[k+1]}$$

$$f_{bG}(X_i^{[k]}) > f(b_G^{*[k]}) \Rightarrow b_G^{*[k]} = X_i^{[k]}$$

END

IF la población ha convergido **THEN**

Terminado := **TRUE**

END

END

END

6 FIGURAS COMPLEMENTARIAS

6.1 Cálculo de generación eólica

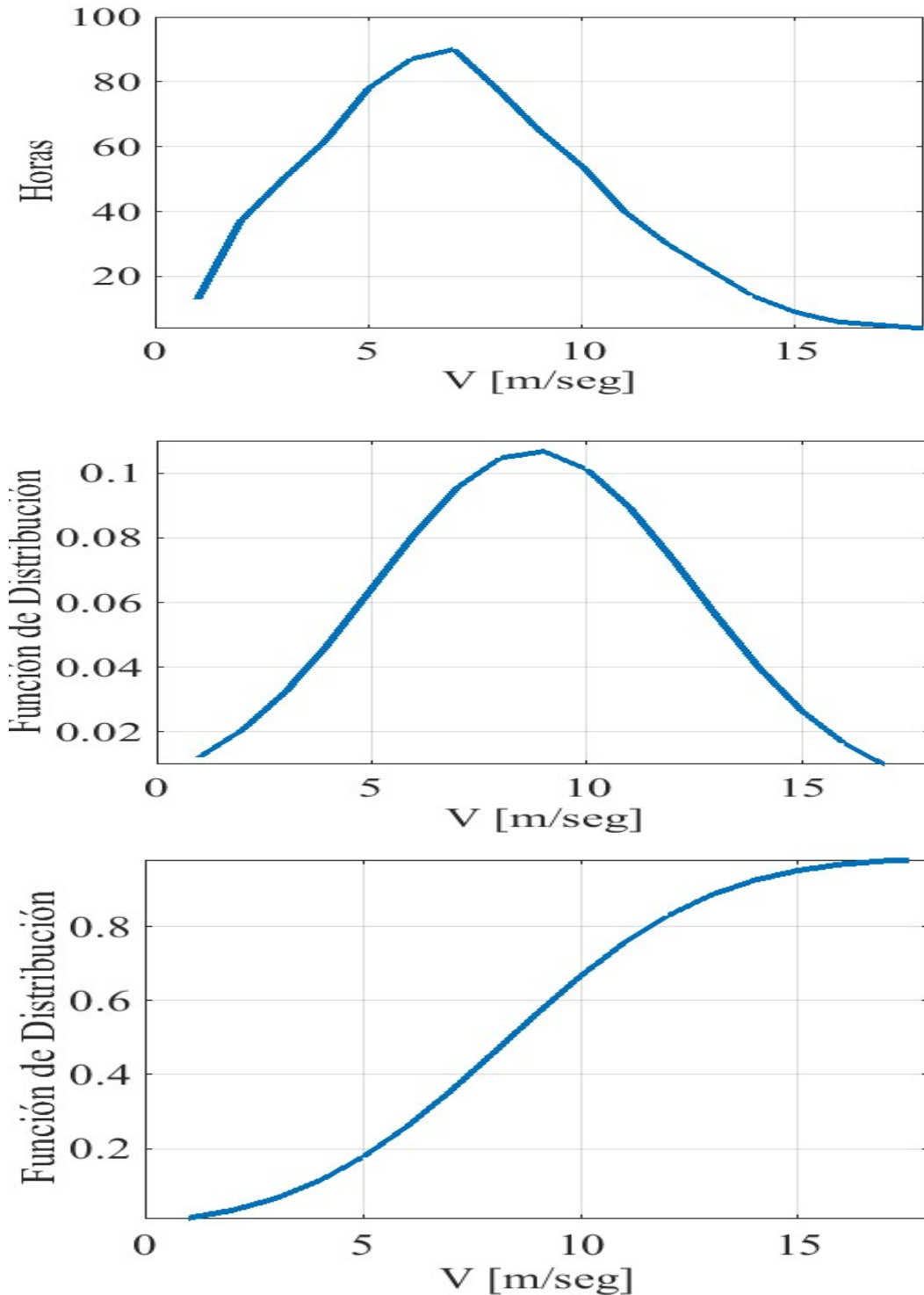


Figura 91 a) Curvas de distribución de Velocidades del viento, b) Distribución de Weibull y c) Distribución Acumulada con $c=9.8$ y $k=1,6; 2; 2.4$.

Fuente: Elaboración Propia.

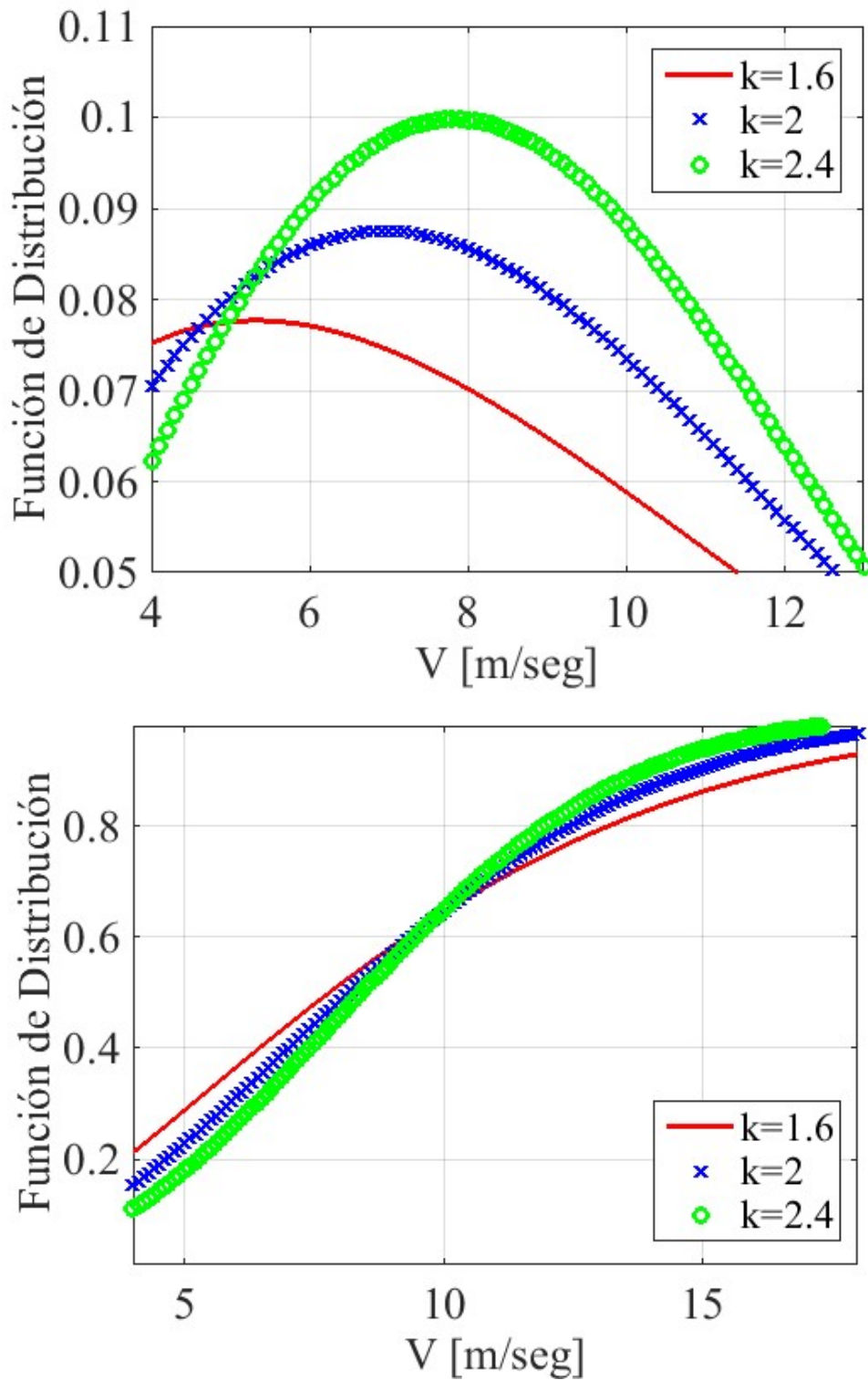


Figura 92 Curvas de distribución probabilística de Velocidades del viento: se presenta como varían las curvas al variar los parámetros. (a) Distribución de Weibull y (b) su acumulada con factores de forma $k=1.6$; 2; 2.4 y con factor de escala $c=9.8$.

Fuente: Elaboración Propia.

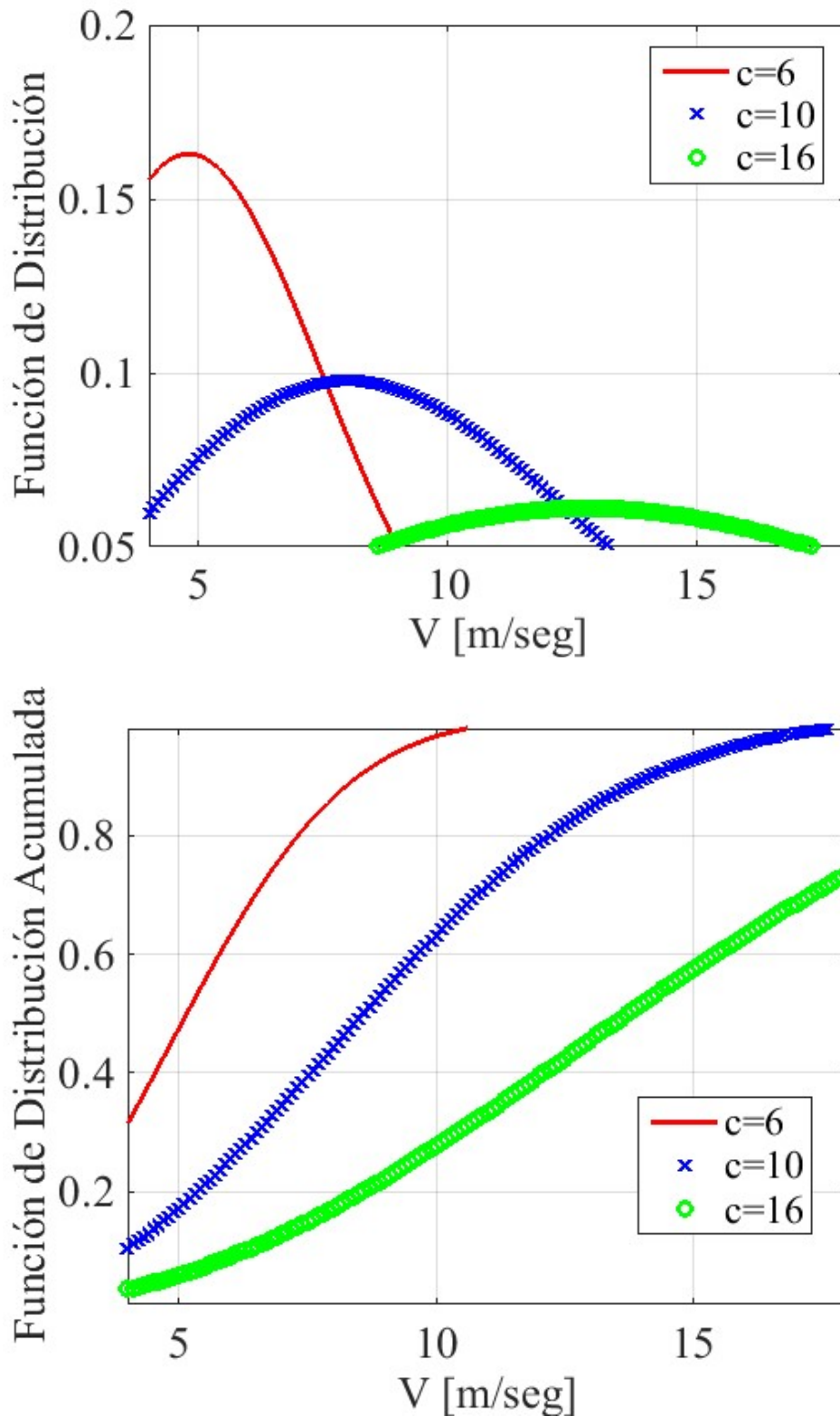


Figura 93 Curvas de distribución de Velocidades del viento: (a) Distribución de Weibull y (b) acumulada con factores de escala $c=6$; 10 ; 16 y factor de forma $k=2.4$.

Fuente: Elaboración Propia.

Fundación SUYAY
La Rioja



METODOLOGÍA REGULATORIA PARA PROPICIAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA OFERTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo

