

Análisis del impacto del reemplazo de equipos de cocción y calefacción de gas natural por electrodomésticos en una red de potencia adaptada

Marcos Cea*¹, Ulises Manassero*¹, Pablo Marelli¹, Diego López¹, Irene Steinmann¹

¹Centro de Investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Lavaisse 610, CP 3000, Santa Fe, Provincia de Santa Fe, Argentina.

[*marcos.cea@live.com.ar](mailto:marcos.cea@live.com.ar)

RESUMEN

En un estudio previo se analizó la posibilidad de reemplazar aquellos equipamientos de cocción y calefacción que utilizan gas natural por electrodomésticos en hogares con acceso a la red de gas natural, a fin de generar un stock excedente del recurso para poder utilizarlo en la generación de energía eléctrica. Los resultados evidenciaron que es practicable un escenario donde la conversión de usuarios convencionales a electrointensivos a nivel nacional ronde un 7% de los hogares, lo que implicaría un incremento de demanda de energía eléctrica para la red.

Es en este marco, que se debe verificar el impacto de la nueva demanda en los diferentes indicadores de operación, tanto en los niveles de transporte como en los de transmisión y subtransmisión. Para ello, se implementa una red adaptada representativa del Sistema Argentino de Interconexión, con la finalidad de determinar el impacto de la nueva demanda en indicadores de operación de la red.

Los resultados dejan entrever que técnicamente la red es capaz que soportar el incremento en la demanda de energía eléctrica, no detectándose variables de operación, por fuera de los niveles admisibles.

Palabras Claves: Usuario Electrointensivo, Red Adaptada, Cargabilidad, Niveles de Tensión

ABSTRACT

In a previous study, the possibility of replacing those cooking and heating equipment that use natural gas with electrical appliances in homes with access to the natural gas network was analyzed, in order to generate a surplus stock of the resource to be able to use it in electrical power generation. The results showed that a scenario is feasible where the conversion of conventional to electrointensive users at the national level is around 7% of households, which would imply an increase in the demand for electrical energy for the network.

It is in this framework that the impact of the new demand on the different operating indicators must be verified, both in the transport levels and in the transmission and sub-transmission levels. For this, an adapted network representative of the Argentine Interconnection System is implemented, in order to determine the impact of the new demand on network operation indicators.

The results suggest that the network is technically capable of supporting the increase in the demand for electrical energy, not detecting operating variables outside the admissible levels.

Keywords: Electrointensive User, Adapted Network, Chargeability, Voltage Levels

INTRODUCCIÓN

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es una red eléctrica conformada por tendidos de alta tensión que vincula las distintas regiones de Argentina. Técnicamente, recolecta y distribuye toda la energía que se genera en el país.

La Figura 1, según lo establecido por Pampa Energía (2020), se presenta la estructura del funcionamiento y los vínculos que existen entre todos los agentes que participan del sistema eléctrico nacional.

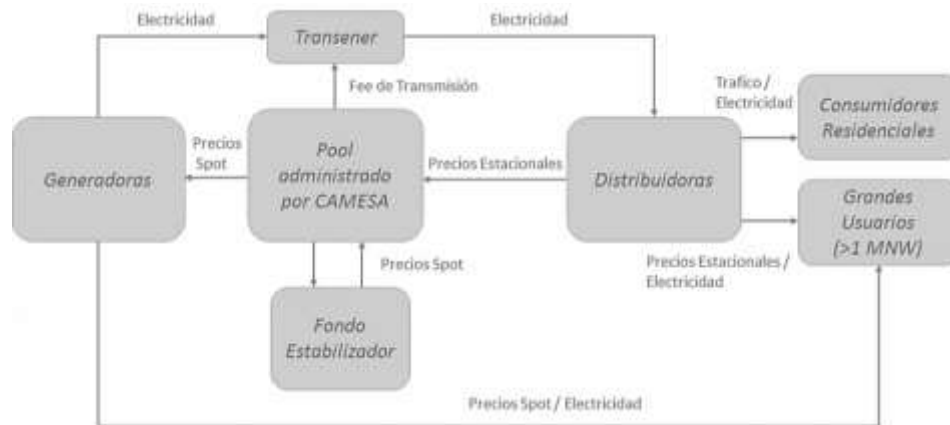


Figura 1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista (falta referencia)

El sistema de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica en Argentina, bajo las políticas fijadas por la Secretaría de Energía, se encuentra administrado y regulado por dos entidades:

- El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), organismo que controla que las empresas del sector eléctrico nacional cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión, velando por el buen funcionamiento de las redes de distribución de transporte y generación.
- La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA), empresa de gestión privada con propósito público, donde el 80% de la misma es propiedad de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM – siempre que se mencione al MEM, implícitamente también se hace referencia al Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico), comprendido por Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con una participación igualitaria de cada uno, y el 20% restante de la empresa, está en poder de la Secretaría de Energía de la Nación que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

Cómo antes se detalla, el SADI vincula todas las etapas involucradas en el ciclo del consumo de energía eléctrica, las cuáles pueden dividirse en cuatro etapas:

- Generación, sector muy fragmentado y compuesto por compañías privadas en su gran mayoría y algunas estatales.
- El transporte, que vincula el sector de generación con los distribuidores, y que desde 2012 la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. (Transener S.A.), opera el 100% de las líneas de 500 [kV]. A su vez, existen empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal, tales como Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A. y Distritocuyo S.A. (CMMESA, 2021).
- La distribución, la realizan empresas provinciales, las cuáles poseen el monopolio del abastecimiento eléctrico a los usuarios finales dentro de la división territorial a la cuál pertenecen. Estas compañías alternan entre una mayoría de gestión privada y pública.

- La demanda, conformada por los usuarios finales de energía eléctrica, que según CAMMESA está compuesto por un gran abanico de perfiles de consumo, que va desde los Grandes Usuarios, con una demanda mínima de 1 [MW] para los Grandes Usuario Mayores (GUMA) hasta los Grandes Usuarios Particulares (GUPA), con demandas entre 100 y 30 [kW], pasando por el consumo industrial y comercial, hasta llegar finalmente a los usuarios residenciales, puntos de consumo energético particular definidos por los hogares.

Según la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA, 2018), Argentina es un país fuertemente dependiente del uso de los hidrocarburos, basando gran parte de su matriz energética en la disponibilidad y utilización de los estos (ver Figura 2). A su vez, posee un pobre desarrollo y una débil implementación de medidas respecto de la inclusión de fuentes de energía alternativas y al consumo eficiente de sus recursos energéticos. Aunque en estos últimos años hubo grandes avances en esta área, existe todavía un largo recorrido por delante, sobre todo en comparación con países desarrollados, principales precursores en materia de eficiencia e independencia energética, lo que implica principalmente desplazar el consumo de combustibles fósiles y fomentar el uso de fuentes de energía alternativas y renovables.

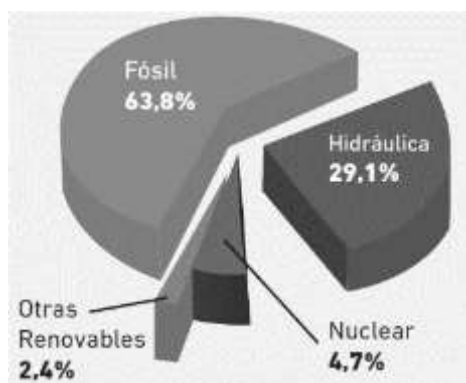


Figura 2. Generación neta del MEM, total acumulado del 2018.

Considerando esa dependencia que existe en Argentina respecto de los hidrocarburos y los escenarios propuestos a futuro sobre el uso de los recursos disponibles, sumado a que el país posee una matriz primaria muy arraigada al consumo del gas natural (GN) principalmente, el cual tiene una participación casi exclusiva en la generación termoeléctrica, pero que a veces necesita del apoyo de otros combustibles (como ser diesel oil, fuel oil y carbón) para atender la demanda del sistema.

En este contexto, en un estudio previo (Manassero, 2020), los autores plantean la posible readaptación de la utilización de los recursos energéticos, analizando la viabilidad del desplazamiento del uso de equipos que funcionan con gas natural en el sector residencial, para reemplazarlos por electrodomésticos y así plantear una matriz energética a futuro con usuarios electrointensivos, determinándose una distribución alternativa del GN en los diferentes sectores de consumo, cambiando el paradigma de su utilización, y de esa manera, aprovecharlo de manera óptima desde los aspectos técnicos y económicos.

Los resultados evidencian la imposibilidad de conversión a electrointensivos del 100% de los usuarios conectados a la red de GN. Por esta razón, se realizó un análisis de sensibilidad en busca de un caso de equilibrio, es decir, un escenario que sea técnicamente operativo, en donde la generación y los hidrocarburos principalmente sean suficientes para abastecer la demanda durante el período de estudio, las fallas del sistema sean bajas y el Costo Marginal de Operación (CMO) resulte

beneficioso para el usuario final. Esto arrojó que en el período 2019-2023, solo el 7% de los usuarios residenciales convencionales (URC) pueden hacer la transición a usuarios residenciales electrointensivos (URE), a su vez, mediante una redistribución del stock de GN se presenta el caso en el cual el valor del CMO electrointensivo resulta menor que el CMO base (escenario con usuarios convencionales) para todos los años del período de estudio, como consecuencia de la disminución del uso de combustibles líquidos y sólidos. Ello significa que la red admite la inserción de demanda electrointensiva hasta los límites definidos, teniendo un costo operativo de generación eléctrica menor que en el caso inicial, lo que potencialmente podría significar un menor precio de la energía para el usuario final.

Como complemento de un estudio realizado previamente por los autores (Manassero et al, 2020), en el presente trabajo se pretende analizar el impacto de la demanda adicional de usuario electrointensivos en el SADI. Para lo cual, se debe realizar la elección de los componentes eléctricos a utilizar en una red adaptada de acuerdo con un estudio estadístico de topología y equipamiento normalizado de los sistemas generación, transporte, transmisión, subtransmisión y distribución de energía existentes en el SADI. Seguidamente, se realiza el modelado eléctrico de la red adaptada propuesta en un software específico de sistemas de potencia y se simulan flujos de carga para casos de red normal y red con usuarios electrointensivos. Esto, con el objetivo de cuantificar pérdidas de energía en el transporte de la red adaptada, perfiles de tensión y cargabilidad de los elementos serie de la red, de forma tal de poder realizar un estudio comparativo entre casos con usuarios residenciales electrointensivos (URE) y con usuarios residenciales convencionales (URC).

DESARROLLO

Red de potencia adaptada

Argentina posee una extensión longitudinal de 3.779 [km], medidos en sentido Norte-Sur y posee una superficie aproximada de casi 2.800.000 [km²], por lo que resulta evidente la gran extensión de la infraestructura que compone al SADI, que, en su concepción, tuvo el objetivo de vincular a todo el país en un sistema eléctrico común y único, ya que conecta físicamente puntos del país que se encuentran en lugares muy alejados entre sí.

Si bien existen puntos de generación y consumo de energía eléctrica distribuidos alrededor de todo el país, dan muestra de una disposición relativa irregular entre estos dos sectores, haciendo que existan regiones importadoras de energía, es decir, zonas en donde se utiliza mucha más energía de la que se dispone por generación propia, cómo son las regiones de Buenos Aires (Capital y Provincia) y Litoral (Santa Fe y Entre Ríos), con una fuerte presencia de generación térmica. En contraste a estas áreas, se encuentran las regiones exportadoras de energía, como lo es el COMAHUE, zona que genera cuatro veces la energía que en esta se consume, con predominio de los aprovechamientos hidroeléctricos por la naturaleza de su topografía y superficie, lo que origina la necesidad de transportar la energía hacia los centros de consumo, que usualmente se encuentran a cientos de kilómetros del lugar en que se la obtiene (CNEA, 2017).

Esta dinámica desequilibrada entre los sectores de generación y demanda de energía, la que involucra cientos de centrales y la premisa de la vinculación eléctrica común y única que tuvo como objetivo la conformación del SADI y la gran extensión del territorio Argentino, son factores que implican que el sistema de transporte y transmisión de energía que conectan los centros de generación con la demanda, necesariamente tenga una estructura extremadamente compleja. En total, solo si se consideran las líneas de transporte que opera Transener en 500 y 220 [kV], existen casi 12.400 [km]

de tendido eléctrico (Transener, 2021), una longitud más de tres veces mayor a la que hay entre los dos puntos extremos del país.

La Figura 3 muestra un diagrama del sistema de transporte de alta tensión (AT) nacional que opera Transener, en dónde se evidencia la gran magnitud que este posee debido justamente a las dimensiones propias del territorio nacional y que implica la conexión de las grandes distancias que existen entre los centros de generación y la demanda.



Figura 3. Sistema de transporte en alta tensión de Argentina operado por Transener

Evidenciándose la gran complejidad que supone un hipotético análisis de la red eléctrica nacional en su totalidad, se plantea trabajar con una Red de Potencia Adaptada (RPA), la cual, según Vignolo (2004), se define como aquella red que tiene la misma topología y niveles de tensión que la red real pero donde la capacidad de los circuitos se encuentra optimizada en función a la sección de conductores y longitudes de referencia utilizadas en cada nivel de tensión.

La ventaja que presenta el estudio en una RPA es el hecho de que se elimina la gran complejidad del sistema, permitiendo centrar el análisis en una red única, que a su vez permite la extrapolación de los resultados hacia el total de la matriz debido a la representatividad del sistema eléctrico que esta posee.

Descripción de la red utilizada

La red elegida para el estudio de los escenarios con URC y URE, es un tramo del extenso y complejo tendido eléctrico que conforma el SADI. La Figura 4 muestra la traza aproximada de las líneas de transporte y transmisión de la RPA, que comienza su recorrido en 500 [kV] en el nodo Rincón Santa María, en la localidad de Ituzaingó, al noreste de la provincia de Corrientes, culminando el recorrido en 500 [kV] en el nodo Romang, ubicado en el departamento San Javier, al centro-este de la provincia de Santa Fe, dónde se produce la transformación al nivel de tensión a 132 [kV], para culminar en el nodo San Javier, en el mismo departamento y provincia.



Figura 4. Red de potencia adaptada, trazado de las líneas de 500 y 132 [kV].

La particularidad que presenta esta red es que, para los efectos del estudio, se considera una red de potencia infinita (RPI) como fuente de energía del sistema, dejando de lado a los posibles puntos reales de generación que tienen influencia sobre la zona del nodo inicial de la red (principalmente la central hidroeléctrica Yacretá), cuestión que no goza de interés ni va a tener injerencia sobre el desarrollo y/o resultado del análisis.

La RPI definida, se ubica en el nodo Rincón Santa María, posee un nivel de tensión de 500 [kV] y una potencia simétrica de cortocircuito de 12.883 [MVA], dato obtenido de la Guía de referencia 2018-2025 del Sistema de Transporte de Alta Tensión, publicado por Transener.

Al ser una red definida exclusivamente para el estudio de los casos con URE, resulta imperioso conocer las líneas que la conforman, como así también todos los elementos que intervienen en la misma. Las características de las líneas de transmisión, nodos y cargas que componen los diferentes niveles de la RPA utilizada, se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Características y componentes de la RPA, para los niveles de tensión de 500 y 132 [kV].

Nivel de tensión: 500 [kV]

Línea	Nodo Origen			Nodo destino			Longitud [km]				
	Nombre	Provincia		Nombre	Provincia						
1a	Rincón Santa María	Corrientes		Paso de la Patria	Corrientes		227,0				
1b	Rincón Santa María	Corrientes		Resistencia	Chaco		271,9				
2	Paso de la Patria	Corrientes		Resistencia	Chaco		44,9				
3	Resistencia	Chaco		Romang	Santa Fe		256,6				
Datos de las líneas											
Línea	R ₁ [Ω/km]	X ₁ [Ω/km]	B ₁ [μS/km]	R ₀ [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B ₀ [μS/km]	I _n [A]	Demandas			
								P [MW]	Q [MVA _r]		
1a	0,0234	0,2790	4,1690	0,2640	0,9720	2,8950	2054	73,4	24,5		
1b	0,0234	0,2790	4,1690	0,2640	0,9720	2,8950	2054	--	--		
2	0,0234	0,2790	4,1690	0,2640	0,9720	2,8950	2054	267,5	120,7		
3	0,0261	0,2657	4,3300	0,2800	0,9860	2,7090	1929	226,0	83,0		
								224,7	82,5		
Nivel de tensión: 132 [kV]											
Línea	Nodo Origen			Nodo destino			Longitud [km]				
	Nombre	Provincia		Nombre	Provincia						
4	Romang	Santa Fe		Calchaquí	Santa Fe		92,5				
5	Calchaquí	Santa Fe		Crespo	Santa Fe		55,0				
6	Crespo	Santa Fe		San Javier	Santa Fe		55,5				
Datos de las líneas											
Línea	R ₁ [Ω/km]	X ₁ [Ω/km]	B ₁ [μS/km]	R ₀ [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B ₀ [μS/km]	I _n [A]	Demandas			
								P [MW]	Q [MVA _r]		
4	0,1190	0,3905	2,9253	0,3360	1,3477	1,6604	645	81,4	11,5		
5	0,1190	0,3928	2,9062	0,3356	1,3432	1,6724	645	24,9	5,7		
6	0,1190	0,3949	2,8942	0,3338	1,3399	1,6699	645	9,9	4,4		
Transformador – Nodo Romang (T1)						Transformador – Nodo San Javier (T2)					
Tensión [kV]			Potencia [MVA]			Tensión [kV]			Potencia [MVA]		
1 ^{rio}	2 ^{rio}	3 ^{rio}	1 ^{rio}	2 ^{rio}	3 ^{rio}	1 ^{rio}	2 ^{rio}	3 ^{rio}	1 ^{rio}	2 ^{rio}	3 ^{rio}
500	138	34,5	300	300	100	138	34,5	13,86	30	30	30
Reactancia Directa [%]			Reactancia Homopolar [%]			Reactancia Directa [%]			Reactancia Homopolar [%]		
X ₁₂	X ₁₃	X ₂₃	X ₁₂	X ₁₃	X ₂₃	X ₁₂	X ₁₃	X ₂₃	X ₁₂	X ₁₃	X ₂₃
17,8	49,1	29,2	17,8	43,9	28,1	11,0	7,0	6,0	11,0	7,0	6,0

El nodo San Javier representa una Estación transformadora (ET) con tensiones de servicio de 132/33/13,2 [kV]. Por un lado, en el nivel de 33 [kV] existen dos alimentadores, uno hacia el norte de San Javier, el cuál culmina en el nodo de la comuna Colonia Teresa, ubicado en el departamento San Javier del noreste de la provincia de Santa Fe; hacia el sur, la línea de 33 [kV] llega hasta el nodo de la ciudad de Helvecia, ubicada en el departamento Garay de la misma provincia, en dónde se producen rebajes de los niveles de tensión hasta llegar al consumo residencial.

En el nivel de 13,2 [kV] de la ET San Javier, se modelaron dos tipos de conductores característicos de una red de distribución primaria, por un lado, una Línea de Media Tensión (LMT), de 4 [km] de longitud la cuál converge en una subestación transformadora (SET) que alimenta usuarios residenciales en baja tensión, y por otro un Cable Subterráneo de Media Tensión (CMT), de 2,5 [km] de longitud con el mismo destino y uso que la LMT. La diferencia que radica entre estos dos conductores, son sus características constructivas y los parámetros eléctricos de los mismos, los cuales se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** La razón del modelo descrito se debe a que ambas configuraciones de distribución en MT resultan de uso frecuente en el nivel de 13,2 [kV], lo que fundamenta entonces el empleo de los arreglos expuestos para la RPA.

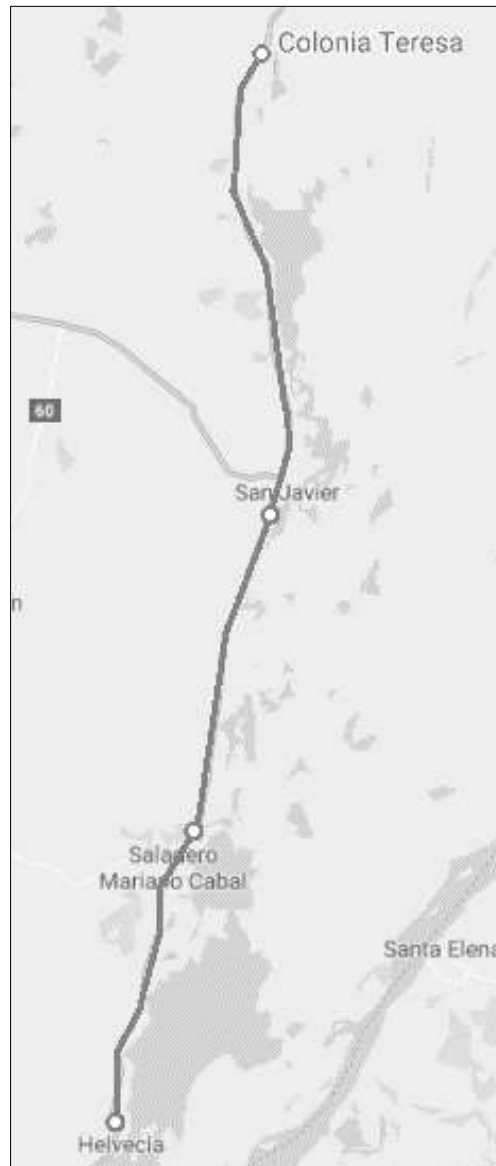


Figura 5. Red de potencia adaptada, trazado aproximado de las LMT de 33 y 13,2 [kV].

Al igual que para los niveles de tensión de 500 y 132 [kV], resulta necesario describir el trazado de la red de MT, sus conductores, nodos, cargas y elementos utilizados, los cuáles se describen en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 2: Características y componentes de la RPA, para los niveles de tensión de 33 y 13,2 [kV].

Nivel de tensión: 33 [kV]									
Línea	Nodo Origen			Nodo destino			Longitud [km]		
	Nombre	Provincia	Nombre	Provincia					
7a	San Javier (al Norte)	Santa Fe	Colonia Teresa	Santa Fe	37,9				
7b	San Javier (al Sur)	Santa Fe	Pilagá	Santa Fe	20,0				
8	Pilagá	Santa Fe	Saladero M. Cabal	Santa Fe	16,0				
9	Saladero M. Cabal	Santa Fe	Helvecia	Santa Fe	26,9				
Datos de las líneas									
Línea	R ₁ [Ω/km]	X ₁ [Ω/km]	B ₁ [μS/km]	R ₀ [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B ₀ [μS/km]	I _n [A]	Demandas	
								P [MW]	Q [MVA _r]
7a	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	1,768	1,096
7b	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	--	--
8	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	0,242	0,117
9	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	1,907	1,182
Transformador – Nodo Helvecia (T ₃)				Tensión [kV]		Potencia [MVA]	U _{cc} (%)		
				1 ^{rio}	2 ^{rio}				
				34,5	13,86	5	6,5		
Nivel de tensión: 13,2 [kV]									
Línea	Nodo Origen			Nodo destino			Longitud [km]		
	Nombre	Provincia	Nombre	Provincia					
10	Helvecia	Santa Fe	Helvecia	Santa Fe	4,0				
11	San Javier	Santa Fe	LMT_13,2	Santa Fe	4,0				
12	San Javier	Santa Fe	CMT_13,2	Santa Fe	2,5				
Datos de las líneas									
Línea	R ₁ [Ω/km]	X ₁ [Ω/km]	B ₁ [μS/km]	R ₀ [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B ₀ [μS/km]	I _n [A]	Demandas	
								P [MW]	Q [MVA _r]
10	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	2,125	1,317
								1,564	0,969
11	0,3060	0,3656	3,1313	0,4987	1,5201	1,3590	301	1,564	0,969
12	0,1951	0,1969	86,9749	0,3422	1,8560	86,9749	376	1,564	0,969
Transformadores (x3) – Nodo San Javier y Barras 13,2 [kV] (T ₄ , T ₅ , y T ₆)				Tensión [kV]		Potencia [MVA]	U _{cc} (%)		
				1 ^{rio}	2 ^{rio}				
				13,86	0,42	0,315	4		

En el nodo de la ciudad de Helvecia se ubican tres barras, en dónde la primera posee el transformador de rebaje de 33 a 13,2 [kV]; la segunda contiene una demanda en 13,2 [kV] y a través de una LMT de 4 [km], se conecta con la tercera barra, en dónde se ubica otra demanda y el rebaje a baja tensión para los usuarios residenciales

Finalmente, para modelar la demanda en baja tensión, se consideraron 150 usuarios finales (50 por fase) en cada una de las tres salidas que hay en 0,4 [kV] (Helvecia, LMT y CMT).

A los fines prácticos, a cada demanda individual se le asignó una carga de 1,2 [kVA] con un factor de potencia de 0,85, agrupándose 100 usuarios en una demanda concentrada y los 50 restantes, se los simuló como edificaciones dispuestas de manera contigua en una manzana urbana, en donde las acometidas de viviendas vecinas tienen una separación 12 [m] entre sí y los usuarios están conectados al suministro eléctrico a través de un conductor preemesablado normalizado de sección 3x1x95+1x50 [mm²] Al/XLPE utilizado generalmente en las redes de distribución secundaria del país.

En la Figura 6, se presenta un esquema completo de la RPA desarrollada para el presente estudio, en la cual se pueden observar los diferentes niveles de tensión implementados.

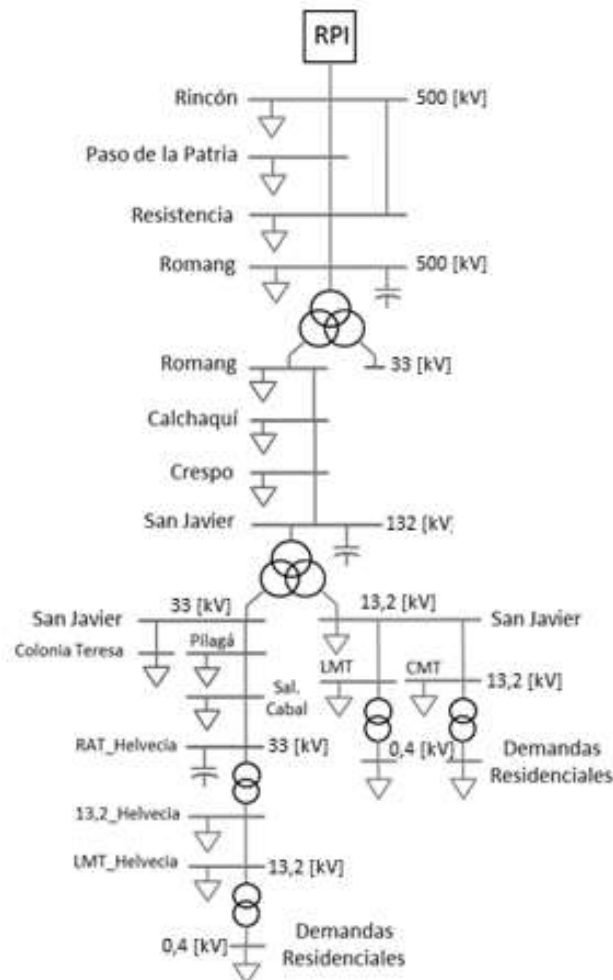


Figura 6. Esquema de la red de potencia adaptada.

Escenarios de estudio

Una vez definida y modelada la RPA, se procede a realizar sucesivos flujos de carga a fin de evaluar un escenario base, el que se corresponde con la inserción en la RPA de URC. Esto representa un punto de partida para poder realizar la comparación con aquellos escenarios en donde se produzca la incorporación en la RPA de URE. Se plantea la comparación de niveles de tensión y estados de carga del equipamiento serie de la RPA a fin de determinar la viabilidad del escenario con URE.

Las simulaciones se realizan para perfiles de demanda de verano e invierno, definidos con información obtenida de simulaciones de flujos de carga extraídos de la Guía de Referencia del Sistema Interconectado Provincial 2018-2022 de EPE-SF y la Guía de Referencia de CAMMESA del SADI 2018, siendo ambas de dominio público.

Particularmente, en este estudio del impacto de los nuevos URE ante los diferentes escenarios propuestos, se limitó a la evaluación del comportamiento de la RPA durante un período de 24 horas y para un escenario de consumo pico, representando esto un criterio conservador, ya que aquellos períodos donde la demanda del SADI sea menor deberían cumplimentar las exigencias de red impuestas por CAMMESA.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Escenario Base

La Figura 7 se muestra el comportamiento de la demanda en la RPA para los perfiles de carga invierno y verano del escenario base correspondiente a la inserción de URC.

En este caso, para determinar las curvas de carga aplicables para los perfiles de invierno y verano, se utilizaron los datos de demanda de potencia extraídos del Informe Anual 2018 de CAMMESA.

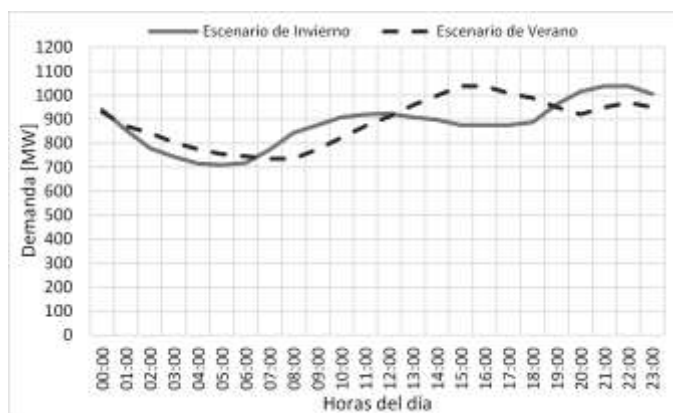


Figura 7: Curva de carga diaria de la RPA según perfiles de demanda de invierno y verano para el escenario base con URC.

Por inspección de la Figura 7, se advierte gran similitud entre la dinámica de consumo de los dos perfiles de estudio, aunque existen algunas discrepancias como ser el momento del día en el que se produce el pico de consumo, el cual se presenta entre las 15:00 y 16:00 [hs] en el caso verano, mientras que, para el invierno, se da entre las 20:00 y las 21:00 horas. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan valores característicos de la red para los perfiles de carga definidos, los que describen parcialmente el comportamiento de la demanda de la red para ambos casos de estudio.

El parámetro factor de carga (F_c) definido en **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, es un coeficiente adimensional el cuál se define como el cociente entre la potencia media y la potencia de pico del sistema.

Tabla 3: Valores característicos de los perfiles de invierno y verano.

Escenario	Potencia Media [MW]	Potencia Pico [MW]	Factor de carga (F_c)	Pérdidas red [MWh]
Invierno	878,4	1037,8	0,846	292,74
Verano	889,3	1037,8	0,857	299,30

Para poder realizar un análisis completo sobre el impacto que van a tener los URE en la red eléctrica, es imprescindible conocer el estado base de los elementos que la componen para luego poder realizar una comparación y observar cómo afecta esta nueva demanda a la red, analizando si el cambio implica una desviación importante de los parámetros críticos de operación del sistema, o estos se mantienen dentro de valores aceptables.

En la Figura 8 y Figura 9 se muestran los valores de cargabilidad máxima de las líneas y transformadores de potencia que conforman la RPA en sus diferentes niveles de tensión para el escenario base.

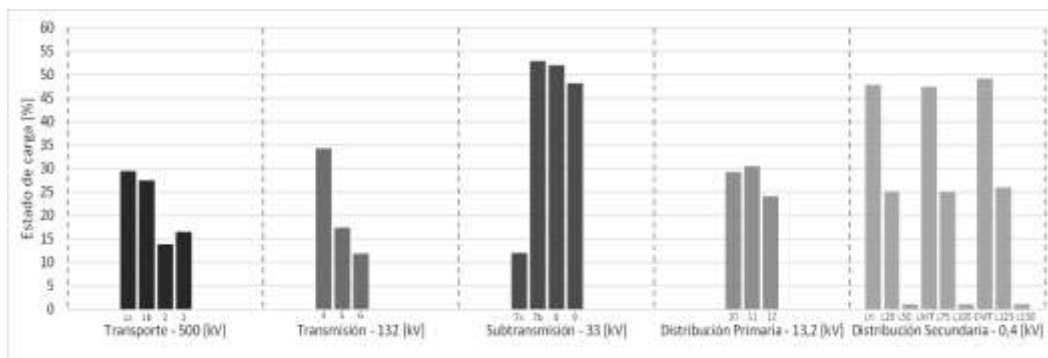


Figura 8. Niveles de carga de líneas de extra alta, alta y media tensión para el escenario base.

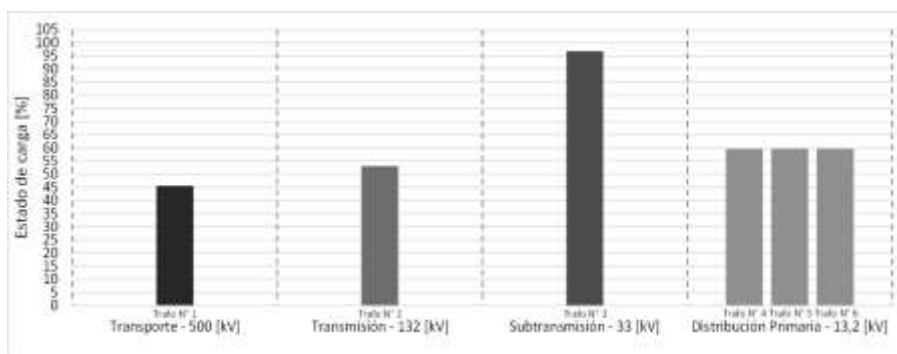


Figura 9. Niveles de cargabilidad de transformadores de potencia para el escenario base.

De la observación de la Figura 6 se destaca que hay tres barras de 0,4 [kV] que alimentan 150 usuarios residenciales en baja tensión, en dónde 50 de estos usuarios se simulan cómo demandas individuales conectadas por un cable preensamblado. Los elementos denominados cómo línea BT (LBT) corresponden al conductor que vincula el nodo origen con el primer usuario conectado, es decir, que se corresponden con el tramo de conductor que lleva el total de la carga que luego van a ir absorbiendo las diferentes demandas.

Además, se incluyeron elementos nombrados cómo “Lxx”, en dónde “xx” se corresponde con un número entero entre 1 y 150. Si se considera una enumeración consecutiva de los usuarios de los tres tendidos definidos, esto significa, por ejemplo, que la línea “L89” es la porción de conductor que alimenta al usuario n°39 del segundo tramo de 50 demandas definidas las salidas de 0,4 [kV]. Siguiendo esta lógica, en dónde hay tres líneas que alimentan 50 usuarios cada una, la LBT–Helvecia alimenta los usuarios 1 al 50, la LBT – LMT alimenta a los usuarios 51 a 100 y la LBT – CMT alimenta a los usuarios 101 al 150, en la sección Distribución Secundaria – 0,4 [kV] de la Figura 8 se muestra la cargabilidad de las tres líneas en tres de sus puntos: inicial (LH, LMT y CMT), medio (L25, L75 y L125) y cola de línea (L50, L100 y L150).

Tabla 4. Resumen cargabilidad de los elementos de la RPA para perfiles de invierno y verano

	Carga Máxima (%)	Carga Mínima (%)	Carga Media (%)
Transporte	45,30	13,78	26,43
Transmisión	52,48	11,80	29,05

Subtransmisión	96,60	11,92	55,88
Distribución 1^{ra}	59,42	23,96	43,61
Distribución 2^{ra}	49,09	0,96	24,78

La Tabla 4, la Figura 8 y Figura 9 muestran de manera general que la cargabilidad promedio del sistema, en ninguno de sus niveles de tensión, supera el 53% de su capacidad máxima. Al margen de que en el nivel de 33 [kV] el transformador N° 3 presente una carga cercana a su máxima capacidad, el bajo promedio general del estado de carga del sistema respecto de sus valores nominales, muestra que, en una primera instancia, la red estaría en condiciones de albergar sin ninguna dificultad el incremento de demanda que implica la inclusión de los nuevos URE.

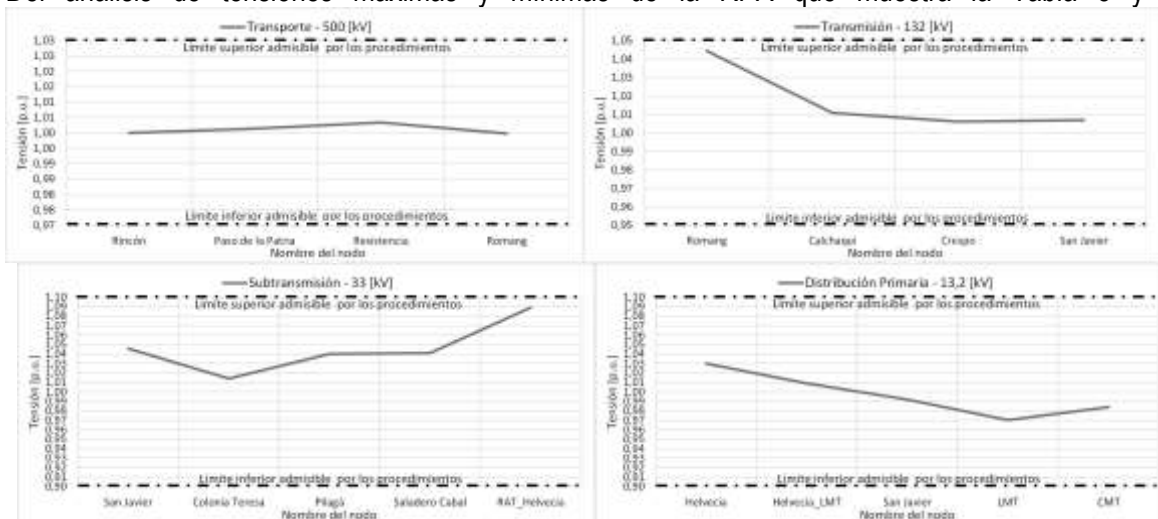
Por otro lado, también resulta necesario analizar los valores de tensión que adquieren las barras a lo largo de la red adaptada, principalmente en los nodos de 500 y 132 [kV] porque se corresponden con niveles de tensión que están sujetos a rigurosas imposiciones por parte de CAMMESA, ya que un gran desequilibrio en estos puntos puede implicar serios problemas de operatividad en el resto del sistema eléctrico.

La **Tabla 5** se presenta un resumen de los valores obtenidos para el análisis de perfiles de tensión en los nodos que integran la RPA.

Tabla 5. Resumen niveles de tensión en nodos de la RPA para perfiles de invierno y verano

	U Máxima [p.u.]	U Mínima [p.u.]	U Media [p.u.]
Transporte	1,00	0,99	100,1
Transmisión	1,04	1,01	101,7
Subtransmisión	1,09	1,01	104,6
Distribución 1^{ra}	1,03	0,97	99,7
Distribución 2^{ra}	0,95	0,86	90,9

CAMMESA establece en el anexo 16 de Los Procedimientos (CAMMESA, 2011) que en la operación estática del sistema de transporte de AT en 500 [kV], todos los nodos deben presentar un valor de tensión que se encuentre dentro del rango 0,97 y 1,03 por unidad (p.u.) respecto de la base de 500 [kV]. En línea con lo anterior, la misma reglamentación determina que para el nivel de 132 [kV], la tensión de operación de todas las barras debe estar entre el 0,95 y 1,05 [p.u.] respecto de la base. Del análisis de tensiones máximas y mínimas de la RPA que muestra la Tabla 5 y la



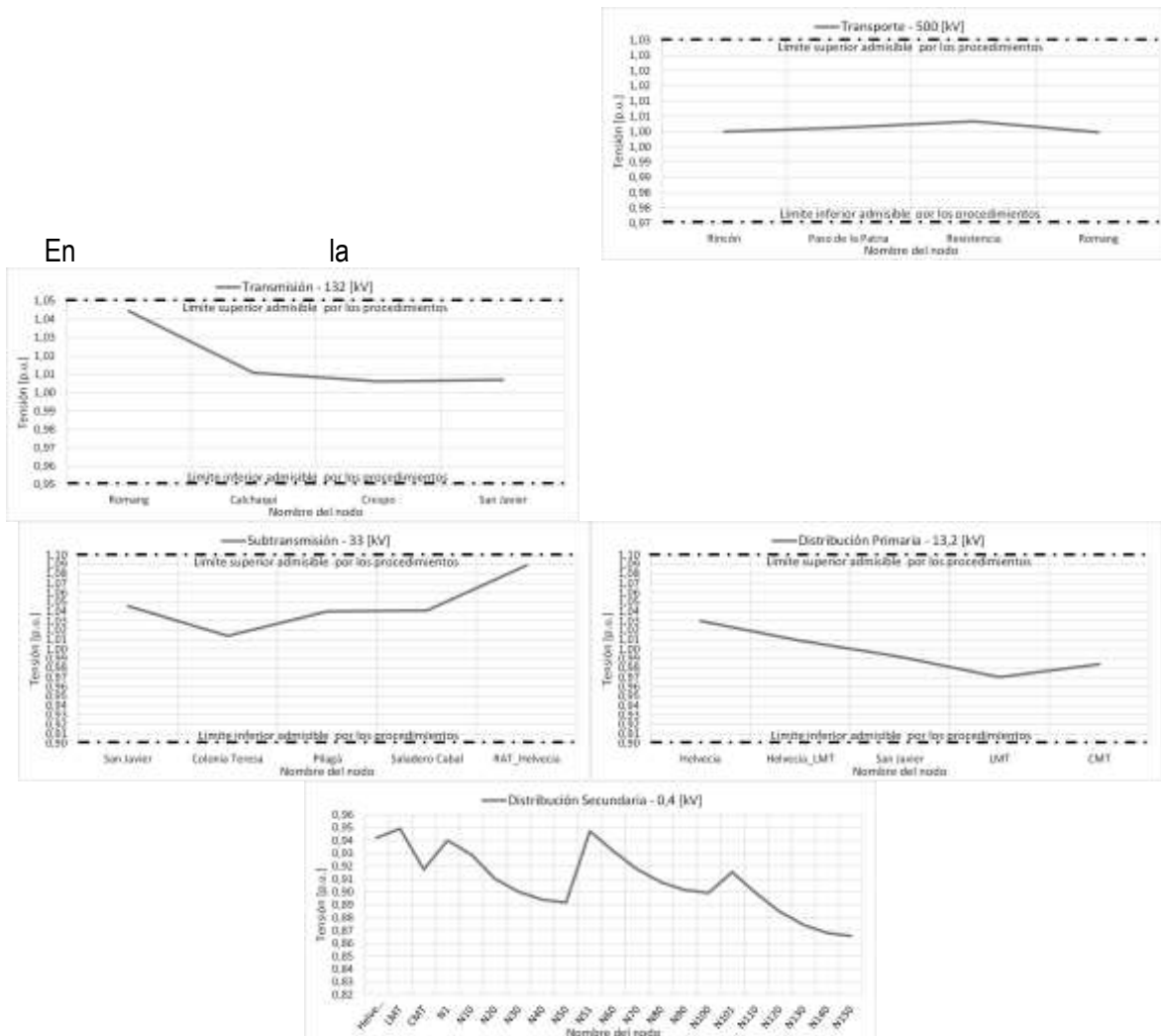


Figura 10, bajo el título de Distribución Secundaria - 0,4 [kV], se muestran nodos nombrados con la letra N seguidos de un número entero que puede ir de 1 a 150. Teniendo en cuenta las consideraciones realizadas para la Figura 8, se puede deducir que dicho valor posterior a la letra N, indica un nodo sobre el que está conectado un usuario residencial, por ejemplo, el nodo N60 hace referencia al usuario n°10 alimentado desde la barra LMT en 0,4 [kV].

Escenario Electrointensivo

En la Figura 11 se presenta una comparación del comportamiento de la demanda ante el ingreso de URE a la RPA respecto del caso base (usuarios URC) para los dos escenarios de estudio (verano e invierno).

Del análisis de la Figura 11, se observa el diferente impacto sobre la RPA que tienen los dos comportamientos de consumo planteados, ya que en el perfil invierno se considera el uso de aires acondicionados de manera casi constante durante todo el día, lo que no ocurre para el caso verano. Este comportamiento diferente hace que el pico de demanda se acentúe para ambos casos, sobre todo en el perfil verano, aunque no se advierte un gran cambio en el horario en el que se produce dicho máximo, sino que se acentúan de manera más puntual en el tiempo.

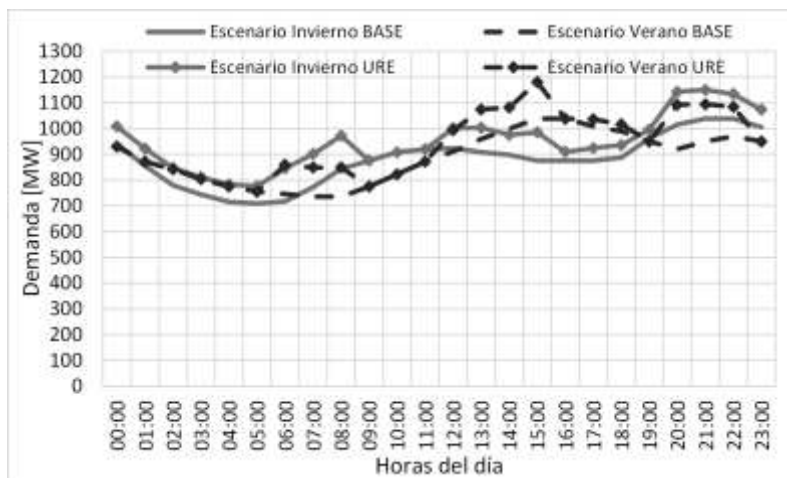


Figura 11. Curva de carga diaria de la RPA según los perfiles de invierno y verano para escenarios con URE.

En la Figura 12 y Figura 13 se presenta la comparación entre los parámetros característicos para ambos escenarios de estudios con la inserción en la RPA de URE.

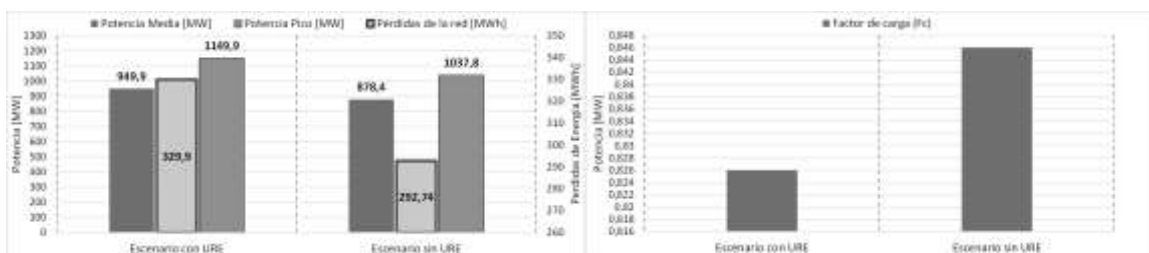


Figura 12. Comparación valores característicos para el escenario de invierno

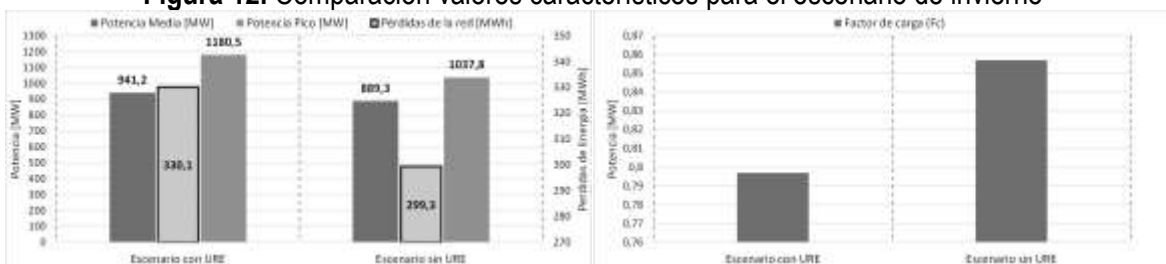


Figura 13. Comparación valores característicos para el escenario de verano

Del análisis de la Figura 12, se desprende que la potencia media y las pérdidas de la red para perfil invierno, aumentan un 8,13% y 12,69% respectivamente en el escenario con la inserción de URE a la RPA respecto del caso base, mientras que para el caso verano (ver Figura 13), el aumento es de un 5,84% y 10,3% para cada parámetro, cuestión que se justifica en el hecho de que la diferencia principal entre los escenarios de invierno y verano, es que para la épocas del año donde se presentan las menores temperaturas, se plantea el uso de equipos de aire acondicionado para calefacción de ambientes (Manassero, 2020).

Respecto al pico de demanda, y por la dinámica del comportamiento planteado para los URE, la tasa de variación de este parámetro es levemente mayor en el caso verano que para el invierno (ver

Figura 13), y en ambos perfiles se registra en los mismos momentos del día que en el escenario base, con la particularidad que en el escenario electrointensivo, las demandas máximas se acentúan.

La variación del Fc en los escenarios con los URE merece una atención particular ya que a priori, el hecho de que este valor disminuya puede parecer beneficioso, pudiéndose interpretar que la red se descarga en un escenario de mayor demanda, lo cual resulta un absurdo, ya que para ambos escenarios analizados la variación de la demanda máxima resulta mayor que la demanda media, quedando demostrado entonces porque el Fc disminuye en el escenario electrointensivo en comparación con el escenario base. En este sentido, un alto Fc significa que el uso de energía es relativamente constante, mientras que, si el valor es bajo, significa que en determinados períodos se establece una alta demanda (se produce una diferencia mucho más grande entre el valor pico y el valor medio de la demanda), lo que coincide totalmente con los valores presentados en la Figura 12 y Figura 13 y si se analiza detenidamente la Figura 11, se puede inferir que el aumento de la demanda electrointensiva se da puntualmente en ciertos momentos del día para el perfil verano, coincidiendo con el uso de electrodomésticos que se utilizan en actividades puntuales durante el día como la cocción de alimentos, aseo personal, el lavado de vajilla, entre otros (uso de cocina, horno y calefón eléctricos), mientras que en el perfil de invierno, el incremento energético no es tan variable a lo largo del día, debido al uso casi constante de los equipos de aire acondicionado para calefacción.

La Figura 14 y Figura 15 se muestra la cargabilidad máxima de líneas y transformadores respectivamente de la RPA para el escenario electrointensivo y su comparación frente al escenario base, ambos para el período estival, debido a que es cuando se presentan los mayores estados de carga de la red.

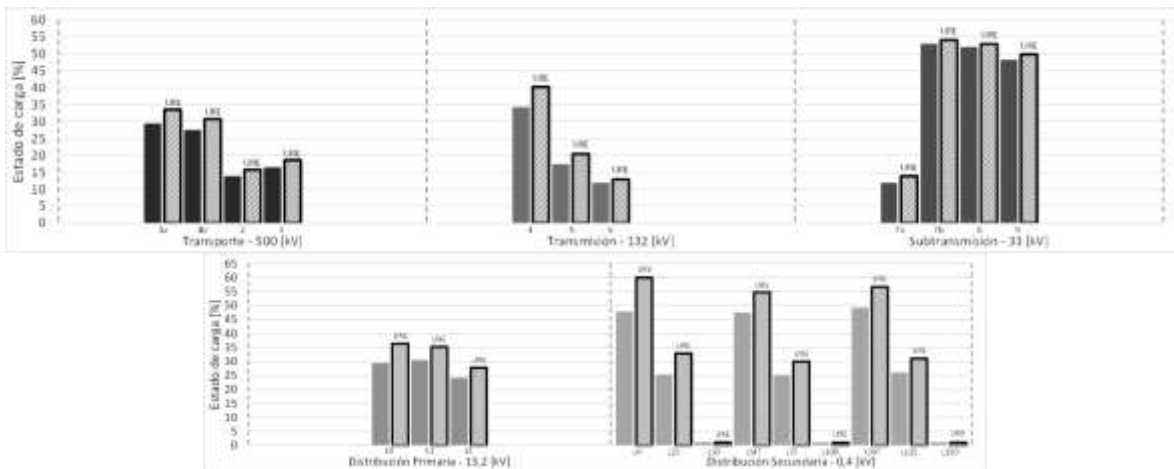


Figura 14. Cargabilidad máxima de líneas de la RPA según perfiles de verano para el escenario electrointensivo y comparación con escenario base.

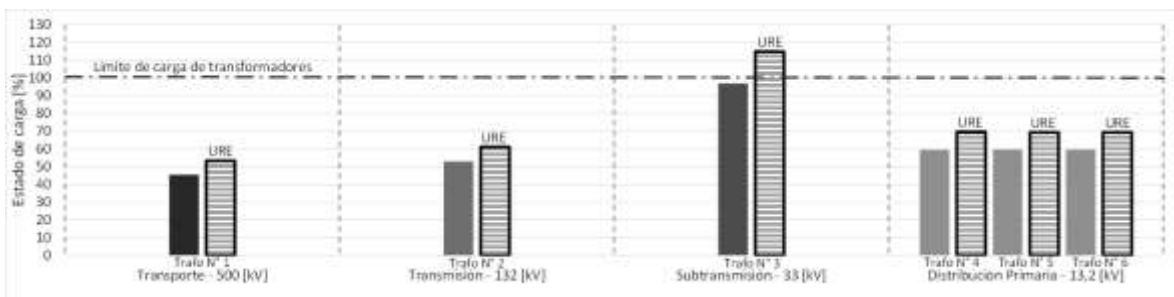


Figura 15. Cargabilidad máxima de transformadores de la RPA según perfiles verano para el escenario electrointensivo y comparación con escenario base.

Del análisis de la Figura 14 y Figura 15, se puede apreciar que existe un incremento global de la carga del sistema en el escenario electrointensivo respecto del base. Particularmente, el mayor aumento se registra en los transformadores y en el primer tramo de cada una las líneas y cables de la red, coincidente con la parte de un conductor por la que circula siempre la carga máxima de un circuito, que luego se va repartiendo hacia las demandas que estén conectadas al mismo, descargando consecuentemente al conductor.

La Tabla 6 muestra un resumen de los parámetros de cargabilidad de la RPA en el escenario electrointensivo para ambos perfiles de demanda y la comparación con el escenario base, los cuáles se vuelcan gráficamente en la Figura 16, pero por simplicidad en la presentación de los datos solo se muestra la cargabilidad máxima.

Tabla 6. Resumen de la cargabilidad de los elementos de la RPA según perfiles de invierno y verano para el escenario electrointensivo y comparación con escenario base.

	Perfil INVIERNO					
	Carga Máx. URE (%)	Variación URE / BASE	Carga Mín. URE (%)	Variación URE / BASE	Carga Med. URE (%)	Variación URE / BASE
Transporte	51,34	6,04	15,24	1,46	29,16	2,73
Transmisión	58,93	6,45	12,14	0,34	32,27	3,22
Subtransmisión	110,24	13,64	13,44	1,52	55,50	2,90
Distribución 1 ^{ra}	67,06	7,64	26,66	2,70	49,36	5,75
Distribución 2 ^{ra}	57,04	7,95	0,98	0,02	28,64	3,87
	Perfil VERANO					
	Carga Máx. URE (%)	Variación URE / BASE	Carga Mín. URE (%)	Variación URE / BASE	Carga Med. URE (%)	Variación URE / BASE
Transporte	53,37	8,07	15,75	1,97	30,39	3,95
Transmisión	61,23	8,75	12,91	1,11	33,69	4,64
Subtransmisión	114,75	18,15	13,88	1,96	56,69	4,83
Distribución 1 ^{ra}	69,62	10,20	27,72	3,76	51,24	7,63
Distribución 2 ^{ra}	59,92	10,83	0,97	0,01	29,79	5,02

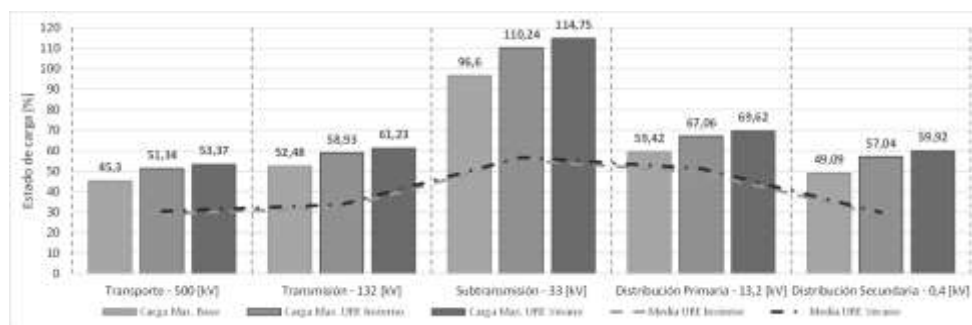


Figura 16. Carga máxima de los escenarios base y electrointensivos para los perfiles de invierno y verano

El estudio muestra que, en promedio, la cargabilidad de los elementos de la red en un escenario con ingreso de usuarios electrointensivos, según el caso planteado, no aumentaría más de un 8%, indistintamente del perfil de demanda. Además, se observa que la cargabilidad promedio de los equipos en todos los niveles de tensión, no excede el 57% para ambos perfiles de estudio (ver Tabla

6). Inclusive, si se considera el parámetro de cargabilidad máxima, que hace referencia al elemento que en cada nivel de tensión está sometido a la mayor exigencia, la red estaría trabajando con una carga máxima que varía entre un 60 y 70% de la nominal de sus componentes, lo que significa que el aumento de cargabilidad de la red a causa del ingreso de URE, no tendría efectos perjudiciales sobre la misma e inclusive podría soportar esa potencia adicional sin ningún inconveniente operativo.

Existe una particularidad a analizar el transformador n°3, que se ubica en Helvecia y que se utiliza como punto de alimentación al nodo de la red de 13,2 [kV] de la misma ciudad, el cuál aún en el escenario base se encuentra en un régimen de trabajo cercano a su potencia nominal, valor que aumenta a casi un 15% de sobrecarga para el escenario de verano. Si bien un transformador puede trabajar con leves sobrecargas y en principio esto no sería un problema de operatividad para la red, si se somete a la máquina a este régimen de trabajo por un período de tiempo prolongado, su vida útil se vería seriamente disminuida. Como opción, se pueden plantear varias alternativas como ser un estudio sobre la viabilidad de la instalación de otro transformador similar para que trabajen en paralelo o su reemplazo por uno de mayor potencia, análisis que excede los alcances del presente estudio.

Por otro lado, la Tabla 7 se presentan los valores de tensiones máximas en los nodos de la red de potencia adaptada para los perfiles invierno y verano en el escenario electrointensivo planteado, y la comparación de dicho parámetros con el escenario base.

Tabla 7. Resumen de los parámetros de tensión de la RPA y comparación con el caso base.

	U Máx. con URE (%)	Variación URE / BASE	U Mín. con URE (%)	Variación URE / BASE	U Media URE (%)	Variación URE / BASE
Transporte	100,00	-0,34	97,45	-2,53	98,61	-1,52
Transmisión	104,29	-0,15	98,79	-1,82	100,85	-0,86
Subtransmisión	105,03	-3,88	101,35	-0,06	103,08	-1,52
Distribución 1^{ria}	99,91	-3,08	94,42	-2,60	97,55	-2,15
Distribución 2^{ria}	94,88	-0,04	80,92	-5,65	87,77	-3,09

Como se puede observar en Figura 17, para ambos perfiles de carga, el ingreso de los URE, no produce caídas de tensión por fuera de los límites impuesto por CAMMESA en ninguno de los nodos, por lo que se puede concluir que la red podría trabajar sin problemas de estabilidad en condiciones de un escenario electrointensivo como el propuesto. Por otro lado, se puede observar en Tabla 7 que en el escenario electrointensivo, y para casi todos los niveles de tensión, con excepción de 0,4 [kV], las tensiones nodales en promedio no se desvían más de un 2,5% de su valor nominal, lo que da cuenta de la correcta operatividad del sistema en este escenario para ambos perfiles de estudio.

Una observación importante sobre el análisis de los valores que muestra la Tabla 7, es que el valor mínimo de tensión registrado en 500 [kV] para el perfil de verano, se encuentra muy cercano al límite inferior dispuesto por reglamentación para la operación estática del sistema. Como fue señalado, esta condición se da para el perfil verano, el cuál es más exigente en lo que respecta a incorporación de URE al sistema, por lo que se puede concluir que la inserción de demanda electrointensiva según el perfil de verano, potencialmente podría llegar a originar algún tipo de problema operativo en la red, cuestión que con seguridad no ocurriría si el nivel de inserción de usuarios electrointensivos a la red, se realiza en función de las condiciones que impone el perfil de invierno.

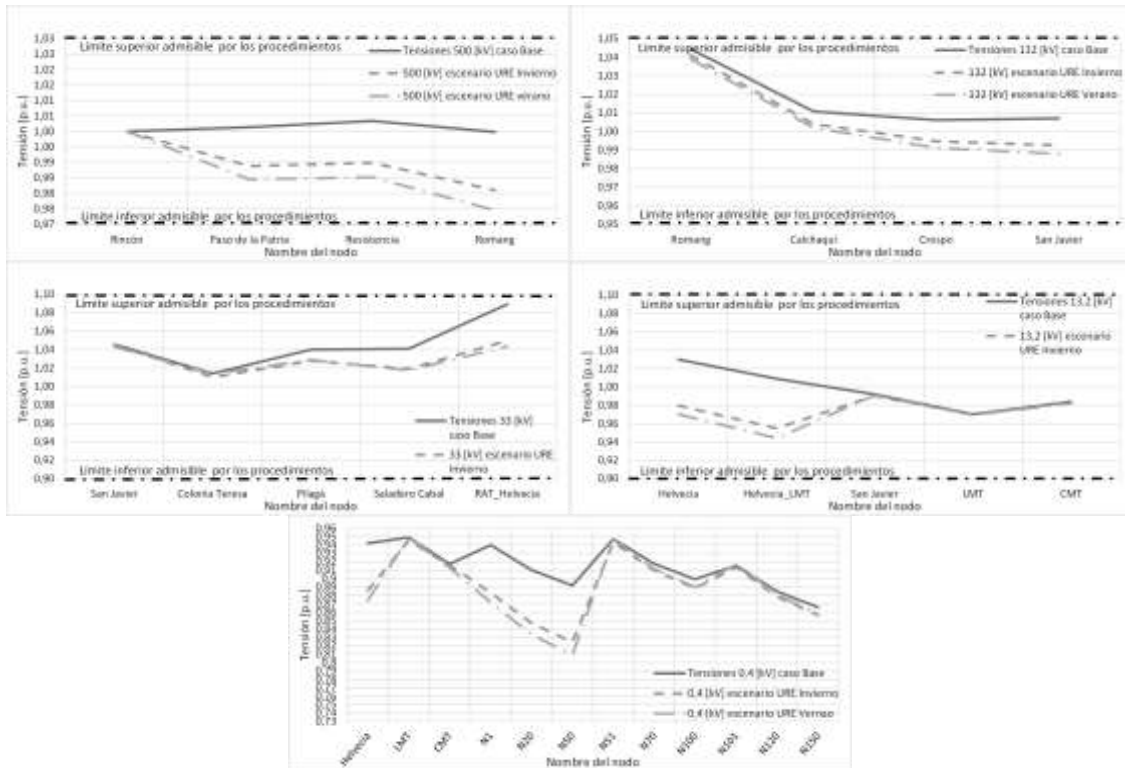


Figura 17. Perfiles de tensión para los diferentes nodos de la RPA según escenarios de invierno y verano con incorporación de URE y comparación con escenario base.

La Figura 18 muestra los valores máximos (gráfica superior), mínimos (gráfica inferior) y límites de operación (líneas de trazos) de los perfiles de tensión en nodos de la RPA en un escenario electrointensivo en comparación con el base.

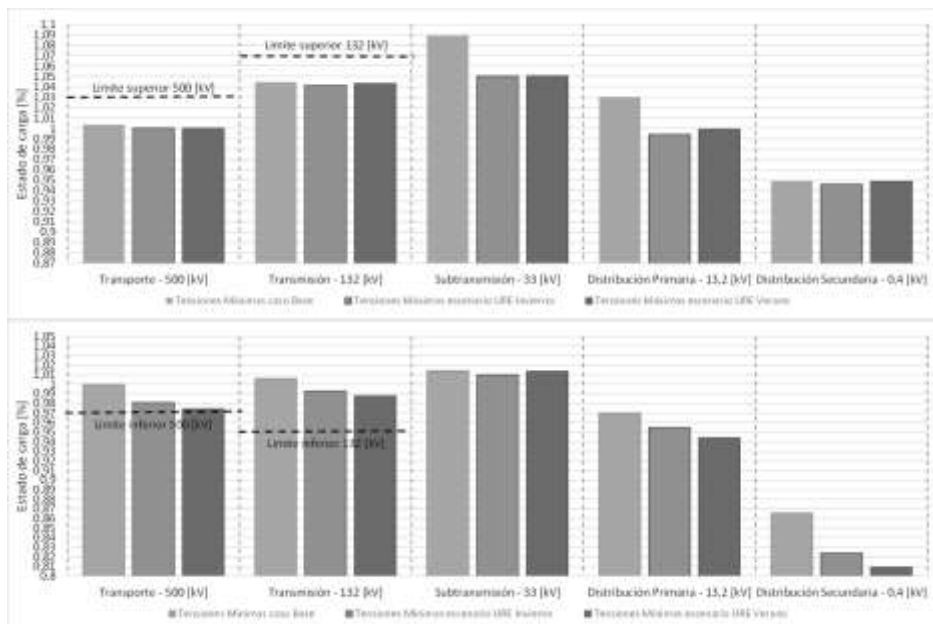


Figura 18: Tensiones máximas y mínimas de los nodos de la RPA para los escenarios de invierno y verano con incorporación de URE, y comparación con el escenario base.

CONCLUSIONES

El estudio sobre la red de potencia adaptada, arroja que las tensiones en los nodos críticos de la red -500 y 132 [kV]-, aún con el ingreso de los usuarios residenciales electrointensivos y para un escenario de pico de demanda, se mantienen dentro de los rangos estipulados por CAMMESA en sus procedimientos para la operación estática del SADI. Por otro lado, la capacidad de la red no exhibe inconvenientes para transmitir y distribuir, sin presentar sobrecargas, los excedentes de energía impuestos por la inserción de los nuevos URE en el subsistema bajo análisis, demostrándose en líneas generales que la cargabilidad media del sistema, rondaría el 60% en el escenario electrointensivo.

Finalmente, se concluye, que la metodología de análisis de la red mediante el modelado de un equivalente adaptado de la misma permite simplificar redes muy complejas, como el SADI, facilitando el análisis de cambios importantes en la operación de la misma, como ser, en este caso, la incorporación de URE en grandes cantidades en el sistema de potencia.

REFERENCIAS

Comisión Nacional de Energía Atómica [CNEA]. (2017). Regiones del SADI. Vinculaciones del sistema de transporte entre las regiones y potencia instalada a junio de 2017 [Figura]. Boletín Energético 39. 1er Semestre 2017. (Año 2017 N° 39). Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Disponible en: http://www.cnea.gov.ar/boletin_energetico.php

Comisión Nacional de Energía Atómica [CNEA]. (2018). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Diciembre de 2018.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Anexo 16: Reglamentaciones del sistema de transporte. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. Grandes Usuarios. Disponible en: <https://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/grandesUsuarios.aspx> (26/05/2021).

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2019). Informe anual 2018. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. [Transener]. Perfil de la Compañía. Disponible en: <https://www.transener.com.ar/nosotros/> (26/05/2021).

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. Transportistas. Principios Básicos. Disponible en: <https://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/transportistas.aspx> (26/05/2021).

Sistema Argentino de Interconexión (2020). Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_Argentino_de_Interconexión (17/05/2021).

Manassero U., Gras R, Marelli P., López D., Fernández J. (2020). Estudio Técnico-Económico de Operación del Sistema Argentino de Interconexión para el Caso de Reemplazo de Gas Natural por Electricidad en Equipos de Cocción y Calefacción a Nivel Residencial. Rumbos Tecnológicos volumen 12 (noviembre 2020), pag.159-178.

Mercado Eléctrico Mayorista [MEM]. Pampa Energía (2020). Disponible en: <https://ri.pampaenergia.com/faq/mercado-electrico-mayorista/> (17/05/2021).

Vignolo J.M.y Piria A.(2004). Metodología para la determinación de la red adaptada de distribución de baja tensión. Año 2004.