



"Innovación y Tecnología como
Impulsores del Desarrollo
Sustentable del Sector"

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
31 de Octubre al 2 de Noviembre de 2022
Buenos Aires Marriott Hotel, República Argentina

www.cidel2022.com

**UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA**

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

**IMPACTO SOBRE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE TÉCNICAS DE GESTIÓN DE DEMANDA APLICADAS
EN USUARIOS RESIDENCIALES CONVENCIONAL Y ELECTROINTENSIVOS**

Autor/es / Authors	(CEA, Marcos (Ing.); MANASSERO, Ulises (Ing.); LOYARTE, Ariel (Dr. Ing.); TORRES, José L. (Mg. Ing.); VEGA, Jorge (Dr. Ing.)
Empresa o entidad / Company or Organization	UTN – Centro de Investigación en Sistemas Energéticos e Ingeniería Eléctrica (CIESE) – Facultad Regional Santa Fe
Cargo / Position	Docente – investigador – Coordinador Sub-área Sistemas de Potencia

DATOS DE LA EMPRESA / ORGANIZATION INFORMATION

Dirección / Address	Lavaise 610
Localidad / Location	Santa Fe
País / Country	Argentina
Código Postal / Zip Code	3000
Teléfono / Telephone	0342-6310280
Fax	
E-Mail	marcoscea28@gmail.com



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la expansión de las redes de transporte y distribución de gas natural (GN) se encuentran restringidas, en contraste, las redes eléctricas se han expandido y ampliado ante el incremento de la cantidad de usuarios. En el caso del GN, su retroceso en la participación del consumo final del usuario residencial se explica por la falta de infraestructura para abastecer nuevas demandas, dado las dificultades presentadas por la empresa de distribución de GN ante la disposición de la factibilidad de servicio, las dificultades constructivas en las proyecciones de las obras y sus altos costos de instalación, llevando esto al reemplazo de equipamiento a gas por electrodomésticos en hogares para satisfacer necesidades básicas. Tales concentraciones de usuarios residenciales con mayor equipamiento eléctrico promueven el establecimiento de zonas con altas densidades de demanda eléctrica generando estrés en las redes de distribución eléctrica no diseñadas para tal fin y la consecuente pérdida de calidad de suministro eléctrico [1].

Teniendo en cuenta estas consideraciones y el análisis de la conversión de usuarios residenciales convencionales (URC) a usuarios residenciales electrointensivos (URE) desarrollado según la metodología descrita en el trabajo “Análisis del impacto en la red de MT de usuarios residenciales electrointensivos” [2], se definen distintos tipos de usuario residenciales según usos y costumbres de familias típicas, con el fin de determinar el equipamiento mínimo e indispensable de un hogar típico, lo cual permite determinar a través de mediciones en electrodomésticos y recopilación de catálogos los consumos energéticos de los diferentes equipos que se encuentran habitualmente en una casa, ya sean eléctricos o a gas. Mediante un estudio de los posibles electrodomésticos que pueden reemplazar equipos gasomésticos (cocina de inducción, termotanque, horno y aire acondicionado con distinta tecnología) y de acuerdo con las potencias medias de cada artefacto y su estado de funcionamiento, se elaboran los perfiles de carga de cada equipo eléctrico de uso final -con paso de 15 minutos- según los hábitos de consumo de los usuarios, diferenciando escenarios de invierno y de verano. Con esta información se confeccionan los perfiles de carga diarios de los URC y URE, para escenarios de invierno y verano, posibilitando ello determinar el impacto de cada carga unitaria en el consumo total de energía diaria, y su aporte al pico de demanda en cuatro distribuidores de un centro de distribución típico de la ciudad de Santa Fe.

En función de los electrodomésticos identificados para un hogar típico, se construyeron los perfiles de carga de los usuarios convencionales en los meses designados de invierno y verano, ver Figura 1 y Figura 2.

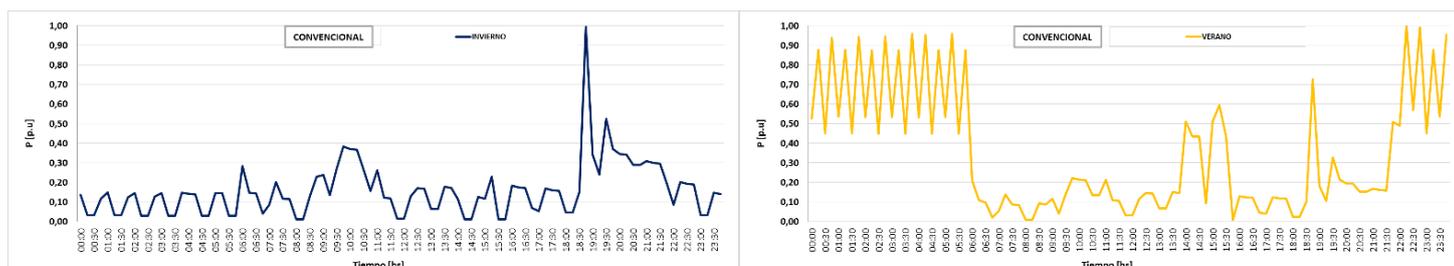


Figura 1. Modelo de curva de carga URC para invierno y verano.



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

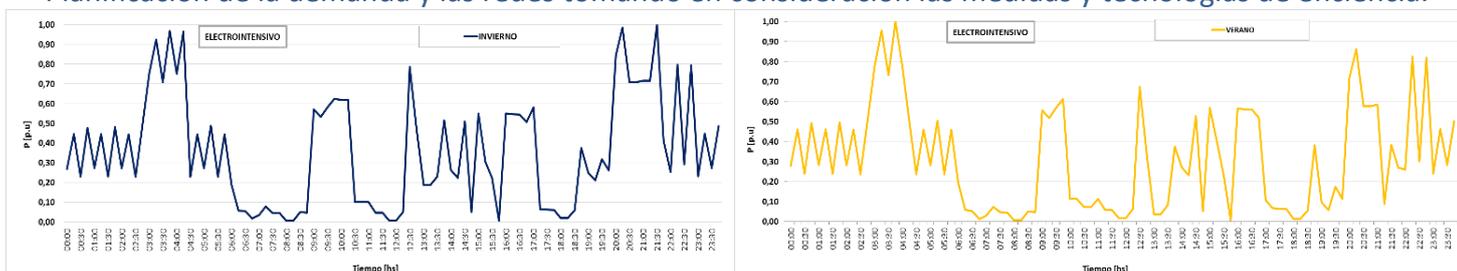


Figura 2. Modelo de curva de carga URE para invierno y verano.

En la Figura 1, se puede apreciar que para URC se presentan dos marcadas situaciones, advirtiéndose demandas del orden de 9 kWh para el escenario de invierno con un pico de 2,33 kW alrededor de las 19 hs, mientras que en el escenario de verano el consumo energético se triplica, debido principalmente al uso de aires acondicionados poco eficientes (equipos con tecnología on/off), obteniéndose una demanda de 26,51 kWh con picos de 3,17 kW en el horario de las 22:15 hs. Ambos picos de potencia demandada son coincidentes con el horario de pico nocturno del sistema.

En lo referente a las curvas de demanda de URE, ver Figura 2, se evidencian incrementos de la demanda de energía en el orden de 615% para el escenario de invierno y 170% para el de verano, con picos de 6,24 kW a las 21:30 hs y 6,04 kW a las 3:45 hs respectivamente para cada escenario, advirtiéndose que el pico del escenario de verano se desplaza a la franja de demanda de valle. A su vez, ante la ausencia de GN, y/o equipos que la utilicen, los usuarios electrointensivos sufren un aumento considerable en el consumo de energía eléctrica, especialmente en el escenario de invierno, de forma tal que en los períodos de pico y resto la energía alcanza incrementos del 500% respecto a un usuario convencional y en el período de valle de 1500%, distribuidos según los hábitos de las personas.

A modo de ejemplo, en la Figura 3 se representan las contribuciones de los URC y URE para el distribuidor de 13,2 kV más sobrecargado de todos los analizados.

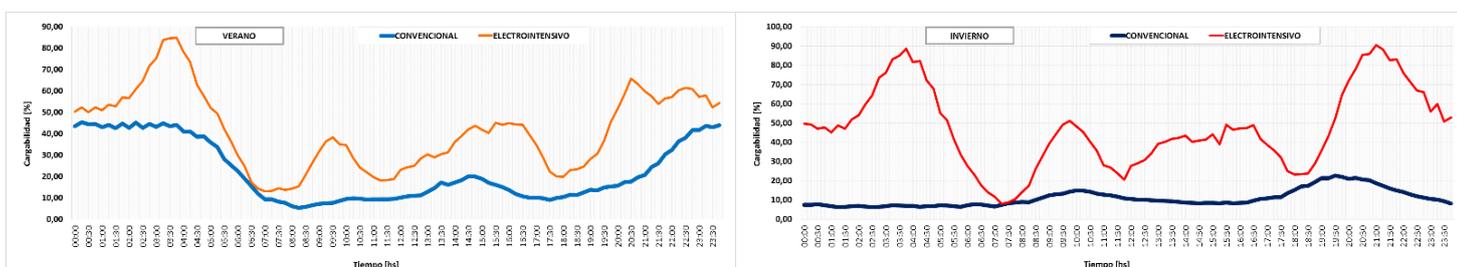


Figura 3. Cargabilidad distribuidor más exigido en escenarios de demanda de verano e invierno

El estudio del impacto sobre la red de distribución de ambos tipos de usuarios demuestra que la conversión a electrointensivos implica un incremento significativo en la cargabilidad de las líneas, llegando en algunos de los distribuidores, a valores cercanos a los nominales. En lo que respecta a caídas de tensión en los nodos de

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

demanda, no se registran violaciones a los límites impuestos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrica S.A., "CAMMESA" [2, 8].

Del análisis comparativo para los dos escenarios de demanda, de la Figura 3 se puede inferir que, el perfil de carga de los URE se encuentra siempre por encima del perfil base del distribuidor correspondiente a los URC, con dos excepciones: una en el escenario de verano durante 15 minutos a las 06:15 hs y en el escenario de invierno de 07:15 a 07:45 hs, donde los perfiles son sensiblemente semejantes, esto es debido a la casi nula utilización de cargas electrointensivas por parte de los usuarios residenciales en esos horarios.

Finalmente, de los resultados de los estudios de sensibilidad ante la conversión de los URC a URE, se infiere que la inserción conjunta de las cargas especiales presenta un aumento considerable en la potencia media operada por la red, siendo el escenario de invierno el más perjudicado. En ambos escenarios se alcanzan niveles de sobrecargas de dos distribuidores, requiriendo entonces nuevas configuraciones de red, tal que pueda transferirse demanda a los distribuidores menos cargados, y en caso de no ser posible, considerar nuevas obras de distribución que permitan incrementar la capacidad remanente del sistema a los fines de lograr el abastecimiento de la demanda adicional correspondiente a las cargas eléctricas especiales que sustituyen a los gasodomésticos, dentro de parámetros de calidad de servicio adecuados.

En cuanto a los indicadores de desempeño de operación de la red, tales como factor de carga y de pico, es dable destacar que la inserción de cada carga eléctrica especial implica, en cierta medida una desmejora del sistema de distribución, ya que si bien hay un mejor aprovechamiento de la red de distribución, debido a un incremento en la potencia media demandada, el notable incremento de las potencias máximas operadas por los distribuidores opaca este beneficio, ya que se agota prematuramente las capacidad remanente de los distribuidores de media tensión (MT).

2. OBJETIVOS

Analizar diferentes técnicas de gestión de la demanda del lado del usuario. Además, verificar el impacto de los perfiles de carga de usuarios residenciales electrointensivos sobre la red de distribución en MT, considerando escenarios de demanda de verano e invierno y para casos con y sin gestión de la demanda.

3. MÉTODOS

La metodología propuesta para evaluar el impacto de la inserción de URE con y sin gestión de la demanda en un subsistema de MT, consiste en estudiar una red urbana de 13,2 kV típica de la ciudad de Santa Fe con topología radial.

Para ello, se sigue la secuencia de actividades que se describe a continuación:

- Se modelan cuatro distribuidores de 13,2 kV, cuyas potencias totales de consumo son repartidas en subestaciones transformadoras (SET).
- A través de un listado de electrodomésticos, se seleccionan los equipos que influyen en la confección de URC y URE.
- Se realiza un análisis de las posibles técnicas de gestión de la demanda aplicables del lado usuario.
- Una vez caracterizadas las curvas de potencias unitarias de cada usuario, se construye cada distribuidor con un perfil de carga correspondiente a un día hábil típico de invierno y verano, donde los mismos se

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

- Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia. determinan a través de algoritmos auxiliares utilizando el software Matlab. Luego, se estudian y contrastan los perfiles de carga de los 4 distribuidores existentes con las curvas de potencias unitarias modeladas.
- Finalmente se analiza el impacto sobre la red de MT, para lo cual se evalúan indicadores a nivel usuario y a nivel red, de los perfiles de carga de URC y URE con y sin gestión de la demanda.

3.1. Gestión de la demanda

Un concepto significativo es el de Respuesta de la Demanda (DR por sus siglas en inglés -Demand Response) es un importante recurso asociado a la gestión de la demanda, que permite bajar el consumo de electricidad cuando el sistema está "estresado". Desde el punto de vista del usuario, la DR tiene como objetivo optimizar el consumo de energía eléctrica, el costo total de la electricidad, las emisiones de CO₂, la potencia máxima, y cualquier combinación de estos objetivos, sujeto a restricciones operacionales y de confort del usuario [3].

Con la evolución de las tecnologías de electrónica de potencia, sistemas de comunicación y herramientas computacionales, la DR evolucionó hacia la Demand Side Management (Gestión de la Demanda, DSM por sus siglas en inglés). En los sistemas eléctricos convencionales, en los que la energía y la información son unidireccionales, se pueden efectuar programas de DR. En redes eléctricas inteligentes pueden implementarse programas de DSM que implican el desarrollo en todas las capas del modelo de Smart Grids (SG) [4].

La DSM es una de las funciones más importantes en una red inteligente, que permite a los clientes tomar decisiones respecto de su consumo energético, y ayuda a los proveedores de energía a reducir los picos de demanda del sistema y modificar el perfil de carga. Esto da como resultado una mayor sostenibilidad de la red inteligente, así como un menor costo operativo general y menores emisión de carbono.

Uno de los principales objetivos de la DSM es disminuir los picos de demanda del sistema, para evitar nuevas inversiones al no necesitar aumentar la capacidad de generación, transmisión y distribución [5]. Este tipo de programas pueden ejercer un control directo o indirecto sobre la demanda para lograr estos objetivos.

3.2. Definición y cálculo de los indicadores de programación del despacho

Las cargas, los aparatos y equipos de las unidades residenciales pueden clasificarse como:

- Cargas no interrumpibles, son aquellas que no pueden operarse. La operación de este equipamiento es dominada estrictamente por el confort y la necesidad, por lo tanto, su interrupción atenta contra la calidad de vida del usuario [7].
- Cargas interrumpibles, son aquellas que pueden ser operadas para conectarse en períodos de tiempo predefinidos. En las cargas interrumpibles el usuario puede posponer o interrumpir el uso de la carga sin afectar su calidad de vida, siempre que las operaciones se terminen dentro de un período de tiempo acorde y produzcan beneficios financieros [7].
- Cargas desplazables, son aquellas que pueden ser desplazadas desde el momento que se produce el pico de demanda a algún otro momento deseado o de valle de demanda [4].
- Cargas Ajustables, son aquellas que la demanda de potencia es una variable continua y puede ser controlada por el sistema [4].
- Cargas Críticas, son aquellas que no pueden ser interrumpidas o desplazadas [4].



"Innovación y Tecnología como
Impulsores del Desarrollo
Sustentable del Sector"

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
31 de Octubre al 2 de Noviembre de 2022
Buenos Aires Marriott Hotel, República Argentina

www.cidel2022.com

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

En función del análisis de las cargas que pueden existir en una unidad residencial y de la información de consumos brindados por el ENRE y las diferentes compañías de electrodomésticos, se determina la Tabla 1. Las celdas coloreadas con verde manifiestan los equipos susceptibles a efectuar DSM y las sombreadas con el mismo color son las seleccionadas para su análisis tanto individual como en conjunto.

Referencias de la Tabla 1:

- **TG:** Cambio de equipo por otro de tecnología y eficiencia superior.
- **DES:** Desplazamiento de equipo en hora más convenientes para la red eléctrica de distribución.
- **INT:** Interrupción del equipo en horas potenciales de desuso, para ser suplido por otro equipo de menor potencia o en breves tiempos de funcionamiento.
- **AJ:** Ajuste de potencia eléctrica del equipo.
- **TEM:** Ajuste de temperatura del equipo.
- **EE:** Eficiencia energética en equipo mediante cambio de hábitos del usuario.
- **ST-B:** Apagado del equipo con el cese de su actividad, evitando el modo Stand-By.

Es importante tener en cuenta que, para la confección de la Tabla 1, en primer lugar, se contabiliza el número de usuarios de baja tensión por SET en cada distribuidor de 13,2 kV seleccionado para el estudio. Debido a que la energía bimestral promedio por SET está distribuida en grandes y pequeños usuarios, y a su vez, este último en usuarios residenciales, comerciales e indefinidos (edificios gubernamentales y/o alumbrado público), se adopta una metodología para contabilizar la cantidad de consumidores de cada tipo, la cual posee una relación directa entre la energía promedio total consumida por usuario y la cantidad de consumidores por SET.

Los factores de simultaneidad de cada SET y la potencia máxima por usuario modelado se utilizan para determinar los perfiles de cargas de cada SET para la totalidad de los usuarios. Estos perfiles de carga se ingresan al software de simulación para realizar los estudios eléctricos de impacto en la operación técnica de la red de MT.

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

Tabla 1. Electrodomésticos seleccionados para la gestión de la demanda eléctrica

Tipo	Equipo	Respuesta de la demanda	Gestión
TV VIDEO	TV LED 32"a 50"	Gestionable	ST-B
	Decodificador	Gestionable	ST-B
	PS4 – Xbox One – Wii U	Gestionable	ST-B
INFORMÁTICA	Computadora escritorio (CPU)	No gestionable	-
	Monitor LED 19"	No gestionable	-
	Modem Wi-Fi	Gestionable	INT
	Notebook	No gestionable	-
	Cargador de celular genérico	No gestionable	-
FRIO/CALOR	Acondicionador de aire ON/OFF 2200 [Fg]	Gestionable	TEM – TG - INT
	Acondicionador de aire INVERTER 3400 [Fg]	Gestionable	TEM – INT – ST-B
	Estufa halogenada 3 velas	No gestionable	-
	Caloventor	No gestionable	-
	Vitroconvertor 54x57 [cm] con termostato	No gestionable	-
HOGAR	Cocina eléctrica inducción	No gestionable	-
	Horno eléctrico 71 [lts] para empotrar	No gestionable	-
	Microondas	Gestionable	AJ
	Ventilador de techo/pie	Gestionable	AJ
	Lavarropas autom. 6 [Kg] c/ calentamiento de agua	Gestionable	DES – AJ - TG
	Secarropas centrífugo	No gestionable	-
	Minicomponente	Gestionable	ST-B
	Heladera con freezer ON/OFF	Gestionable	TG – EE – TEM - INT
	Freezer ON/OFF	Gestionable	TG – EE – TEM - INT
	Termotanque eléctrico con termostato	Gestionable	DES – AJ – INT
PEQUEÑOS ELECTRODOMESTICOS	Extractor de aire cocina / baño 80 [m ³ /hs]	No gestionable	-
	Lavavajillas para 6/12 cubiertos	Gestionable	DE - AJ
	Pava eléctrica 1,7 [lts]	Gestionable	AJ
	Licuada	No gestionable	-
	Tostadora	Gestionable	AJ
	Plancha	Gestionable	DES - AJ
	Planchita de pelo	No gestionable	-
	Secador de cabello	No gestionable	-
	Aspiradora	Gestionable	AJ – DES
Cafetera	No gestionable	-	
ILUMIN	Lámpara halógena 60 - 100 [W]	Gestionable	TG – INT
	Tubo fluorescente 18- 56 [W]	Gestionable	TEC – INT
	Lámpara de bajo consumo 11 - 20 [W]	Gestionable	TEC – INT
	Lámpara LED 5 - 11 [W]	Gestionable	INT
BOMBAS	Bomba centrífuga de agua 1/2 – 3/4 HP	Gestionable	DES
PH EV	Vehículo híbrido eléctrico enchufable - plug-in hybrid electric vehicle	Gestionable	INT – DES – AJ

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

3.3. Determinación de curvas para usuarios residenciales

Luego de obtener la cantidad de usuarios residenciales por SET y por distribuidor, los mismos se utilizan en conjunto con los perfiles eléctricos de potencias unitarias.

Se confeccionan las curvas de potencias unitarias correspondientes a los URC y URE con y sin DSM, para escenarios de invierno y verano. Dado que estas curvas son particulares para un usuario genérico, el estudio de su impacto en la red requiere considerar la simultaneidad de consumos similares correspondientes al resto de los usuarios. Para ello, se implementa un algoritmo en el software Matlab que genera un conjunto de curvas residenciales basadas en las curvas previamente definidas, pero con leves variaciones en las potencias instantáneas y en los horarios de consumo. Ello permite contemplar las diferencias existentes entre las curvas de carga de cientos de usuarios del mismo tipo. Para las variaciones de potencia se consideran distribuciones normales de probabilidad, cuyo valor medio es el de la curva base determinada y un desvío estándar proporcional a la demanda instantánea. Los desplazamientos en el tiempo de las curvas responden a variaciones aleatorias uniformes, con valores variables entre $\pm 0,5$ y $\pm 2,5$ hs. Dicho algoritmo se aplicó a cada una de las 28 SETs de la red, en donde la cantidad de usuarios considerados para cada SET es variable entre 140 y 190 usuarios. Junto con estos resultados, se obtienen los respectivos factores de simultaneidad para cada SET. Finalmente, la curva de demanda total resultante para cada SET (valor a usar en las simulaciones) resulta de la suma hora a hora las todas las curvas de carga definidas para cada SET.

3.4. Modelado de la red de distribución de 13,2 kV tipo urbana residencial

Para modelar la red de distribución de 13,2 kV tipo urbana residencial se utiliza el software Neplan en su versión 5.3.51. En la Figura 4 se presenta el equivalente de la red bajo estudio. Se realizan distintas simulaciones de flujos de carga, para los escenarios de invierno y verano, con un paso de cálculo de 15 minutos.

En el análisis de impacto de los URE con y sin DSM en la red de MT se adoptan los siguientes supuestos:

- La red está compuesta por un centro de distribución (CD), que alimenta 4 distribuidores. Cada uno abastece un conjunto de SET de 13,2/0,4 kV que varían de 2 a 13 por distribuidor. El CD se alimenta a su vez desde una Estación Transformadora 132/33/13,2 kV a partir de dos alimentadores conformados por ternas de cables subterráneos de 3x1x400 Al/XLPE.
- En todas las líneas aéreas de 13,2 kV se consideran las secciones de conductor y material de acuerdo con los tipos normalizados en la empresa distribuidora de energía local.
- Se adopta como límite de capacidad de transmisión de potencia de los distribuidores de MT al límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- El límite admisible de condiciones normales de operación de transformadores corresponde a la capacidad nominal de la máquina, impuesta por el fabricante según su diseño.
- Factor de potencia de las demandas igual a 0,85 inductivo

**UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA**

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

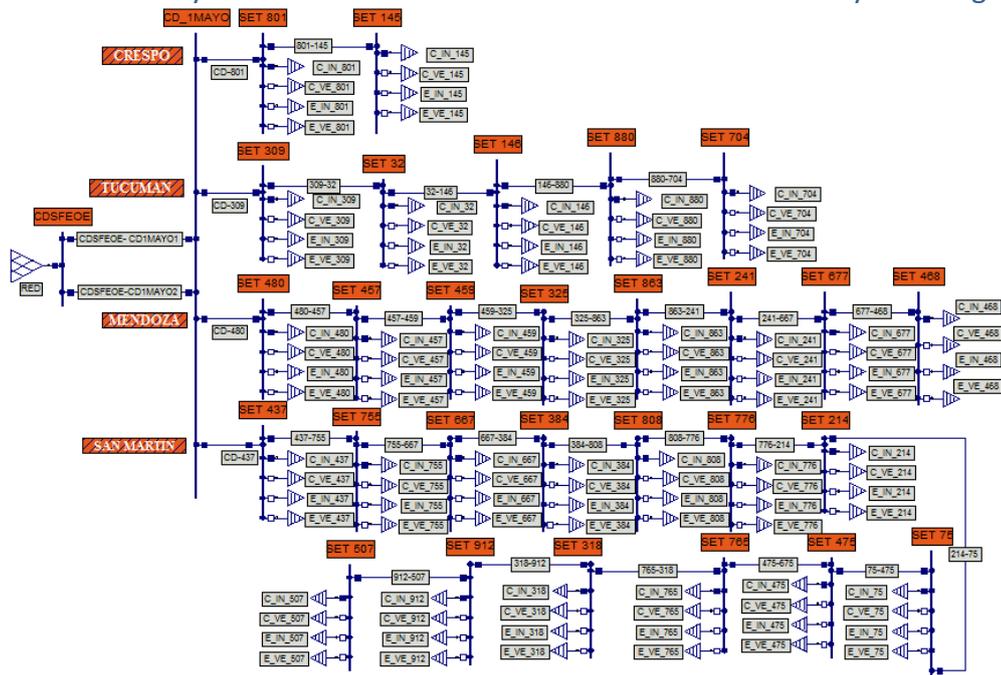


Figura 4. Modelo de la red de distribución de 13,2 kV del CD típico de la ciudad de Santa Fe

3.5. Periodos de demanda energética definidos para el estudio

Para el análisis se adoptan los tres períodos tarifarios de demanda energética cuya clasificación para el Mercado Eléctrico Mayorista [10] es:

- Período de pico de demanda: de 18:00 a 23:00 hs
- Período de valle de demanda: de 23:00 a 05:00 hs
- Período de resto de demanda: de 05:00 a 18:00 hs

Las horas pico de demanda corresponde al período más probable donde las personas vuelven a sus hogares, consecuentemente, hay mayor actividad energética debido a la conexión de múltiples equipos como TV, AA, ventiladores en verano o estufas en invierno, entre otros.

A las horas de menor consumo se las denomina horas valle y se corresponden con las horas nocturnas, coincidiendo con la menor actividad de todos los sectores de consumo. Finalmente, las horas de resto de demanda es el período restante de consumo de energía.

3.6. Indicadores definidos para evaluar los perfiles de carga

Los indicadores definidos para evaluar el impacto de usuarios residenciales sobre la red de MT son los que se listan a continuación:

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

- Factor de carga (F_C): definido como la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo. Permite evaluar, en términos de energía, el grado de aprovechamiento de un distribuidor.
- Factor de pico (F_P) se define como la relación entre la demanda máxima para un determinado escenario de carga e intervalo de tiempo dado y la demanda máxima para un escenario de carga diferente del previo, observada en el mismo intervalo de tiempo.
- Cargabilidad: se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede transmitir a través de una o varias líneas eléctricas, sin que se vean afectadas las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia.
- Rango de tensiones admisibles de operación: se adoptan límites admisibles establecidos en los procedimientos de CAMMESA [8], el rango de tensión para una red de distribución primaria de 13,2 kV corresponde a $\pm 7\%$.

4. RESULTADOS

4.1. Resultados de estrategias de gestión de la demanda

Para satisfacer de forma eficiente y confiable la demanda de energía de los usuarios utilizando sistemas de gestión, es necesario caracterizar eléctricamente, y en su contexto local, a los usuarios finales. Los patrones de consumo de energía eléctrica varían de acuerdo con condiciones relacionadas con su localización geográfica, el tamaño de la población, actividad económica a la que se dediquen, el estrato socioeconómico, variables económicas locales, condiciones socioculturales, condiciones de orden público, entre otras [9].

El estudio de la inserción de electrodomésticos contempla estrategias que infieran en el comportamiento de la demanda eléctrica tradicional correspondientes a perfiles de carga de UR. Para ello, en cada estrategia se consideró el desplazamiento, interrupción y el ajuste de potencia, temperatura o funcionamiento de los aparatos eléctricos seleccionados para efectuar la correspondiente acción de gestión. Los equipos eléctricos considerados son:

- Termotanque eléctrico
- Lavarropas automático + Plancha
- Heladera
- Lavavajillas
- TV + Decodificador + Modem Wi-Fi
- Acondicionador de Aire (AA) + Ventilador

4.1.1. Gestión individual de electrodomésticos

Termotanque eléctrico

Considerando el mismo equipo que para el URE sin DSM y conociendo sus variables de control, que permiten alterar el tiempo de calentamiento del agua modificando tanto el set-point de temperatura final a alcanzar como el valor de la potencia calefactora, se determinaron diferentes opciones de funcionamiento de forma tal que satisfaga en horarios establecidos las necesidades inmediatas y/o distantes de los usuarios, variando al mínimo

**UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA**

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia. el grado de confort, teniendo en cuenta el lavado de platos, manos, actividades de limpieza y una ducha diurna de cada integrante del hogar entre las 17:30 hs y 20:00 [hs]. Las opciones planteadas son:

- **Potencia 1:** programación del equipo con valor máximo de potencia calefactora (de fábrica), modificando la temperatura final de calentamiento.
- **Potencia 2:** programación del equipo con valor mitad de potencia calefactora (de fábrica), modificando la temperatura final de calentamiento.
- **Combinación:** programación del equipo modificando el valor de la potencia calefactora, la temperatura final de calentamiento, y en ciertas ocasiones, la temperatura inicial de entrada de agua al variar el valor de potencia para un mismo ciclo de funcionamiento.

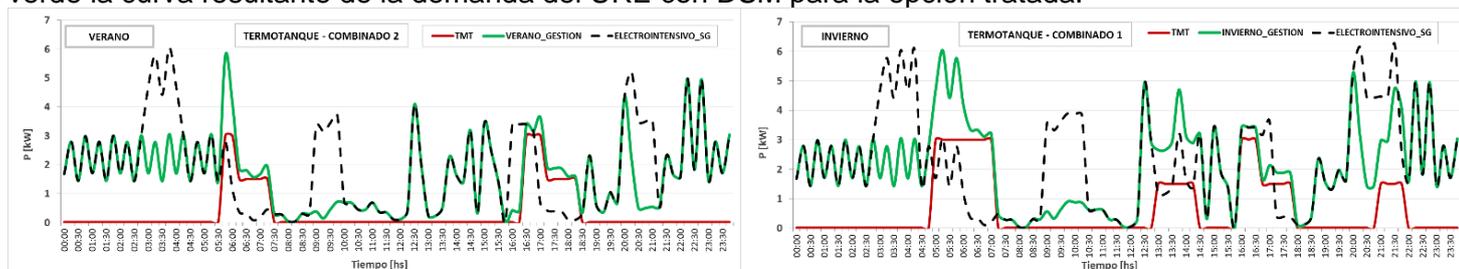
En la Tabla 2 se presenta un resumen de los consumos energéticos del electrodoméstico en cuestión, para las diferentes alternativas de gestión planteadas.

Tabla 2. Comparación de energía consumida por el Termotanque eléctrico.

ENERGIA [kWh]	SIN GESTION	ELECTROINTENSIVO CON GESTION			
	ELECTROINTENSIVO	POTENCIA 1	POTENCIA 2	COMBINACION 1	COMBINACION 2
INVIERNO	17,55	17,30	13,97	14,32 ¹	---
VERANO	13,30	7,60	7,57	7,55 ²	7,52 ³

Se observa que, en las diferentes opciones de gestión del termotanque eléctrico en verano, la energía consumida se mantiene constante una respecto de otra, ante las modificaciones en las variables de temperatura y potencia. Si bien los tiempos de funcionamiento no son los mismos, la combinación de dichas variables dio como resultado que la energía consumida fuera igual en todas las opciones, manteniendo el mismo confort en todos los casos, al igual que para las opciones de potencia 2 y combinación 1 del funcionamiento en invierno.

En la Figura 5 se muestran las curvas residenciales finales para las alternativas de funcionamiento del termotanque seleccionadas para los escenarios de verano e invierno. En color negro se representa la curva para URE sin gestión, en color rojo la curva correspondiente a la gestión del equipo sobre el cual se actúa y en color verde la curva resultante de la demanda del URE con DSM para la opción tratada.



¹ Suma de 6,50 [kWh] en 02:10 [hs] para 3 [kW], 2,42 [kWh] en 01:37 [hs] para 1,5 [kW], 2,00 [kWh] en 00:40 [hs] para 3 [kW] elevando la temperatura de 28,5 a 50 [°C], 1,85 [kWh] en 01:14 [hs] para 1,5 [kW] elevando la temperatura de 50 a 70 [°C] y 1,55 [kWh] en 01:02 [hs] para 1,5 [kW].

² Suma de 3,60 [kWh] en 01:12 [hs] para 3 [kW] y 3,95 [kWh] en 02:38 [hs] para 1,5 [kW].

³ Suma de 1,75 [kWh] en 00:35 [hs] para 3 [kW] elevando la temperatura de 20,8 a 40 [°C], 1,85 [kWh] en 01:14 [hs] para 1,5 [kW] elevando la temperatura de 40 a 60 [°C], 2,05 [kWh] en 00:41 [hs] para 3 [kW] elevando la temperatura de 27,4 a 50 [°C] y 1,85 [kWh] en 01:14 [hs] para 1,5 [kW] elevando la temperatura de 50 a 70 [°C].



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

Figura 5. Curvas de demanda de URE con y sin gestión del termotanque para ambos escenarios.

Lavarropas automático + Plancha

Para estos electrodomésticos, la gestión se focaliza en el desplazamiento del lavarropas del horario matutino al nocturno y la plancha de la tarde a la siesta. Para ello, se propone el desplazamiento del funcionamiento del lavarropas y la plancha del horario tradicional matutino (09:30 a 11:15 hs) y tarde (18:45 a 19:00 hs), hacia la madrugada y siesta, respectivamente, tanto en el escenario de verano como invierno. En esta estrategia no se modifica el programa de funcionamiento del lavarropas y tampoco el modo de uso de la plancha.

En la Figura 6 se representan los desplazamientos de dichos equipos y su efecto en las diferentes curvas de demanda tanto para el escenario de verano como de invierno.

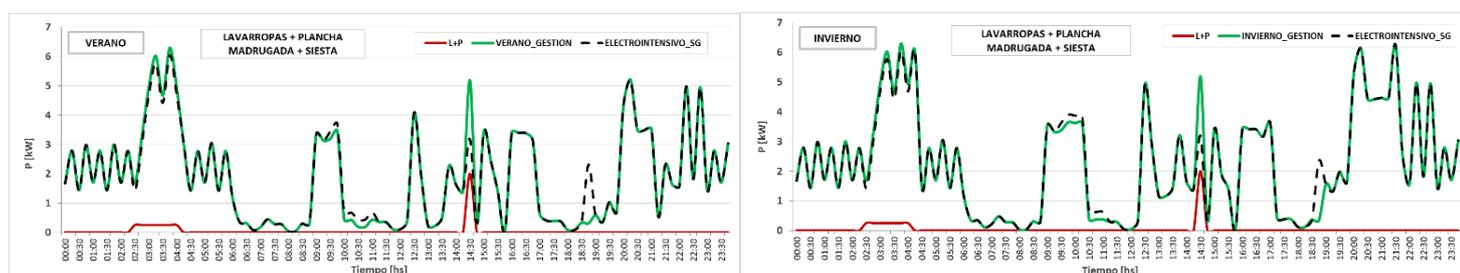


Figura 6. Curvas de demanda de URE con y sin gestión del lavarropas + plancha para ambos escenarios.

Lavavajillas

Al igual que el caso anterior, se desplazó el uso del lavavajillas del horario nocturno entre las 21:15 hs y 23:30 hs hacia la madrugada a partir de las 01:00 hs. Solo se desplazó esta actividad reteniendo la marcha de la siesta luego de almorzar; no obstante, en ambos casos, el programa de funcionamiento fue modificado de “normal” a “ECO”, donde las principales diferencias radican en su energía absorbida y el lapso de funcionamiento.

Se realiza el desplazamiento de solo un funcionamiento diario del lavavajillas, trasladándolo de la noche entre las 21:00 hs y 23:00 hs hacia la mañana a partir de las 01:00 hs, tanto en el escenario de verano como de invierno, modificando su programa de funcionamiento “normal” por el “ECO”.

En la Figura 7 se representan los desplazamientos del lavavajillas y su efecto en las diferentes curvas de demanda tanto para el escenario de verano como de invierno

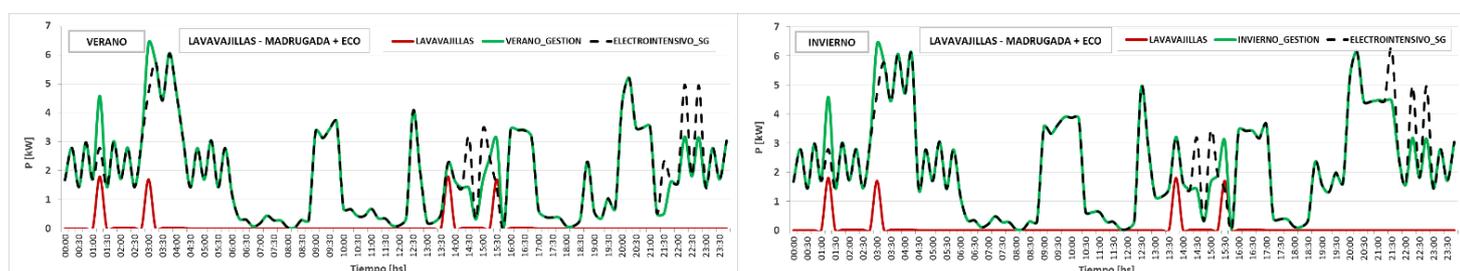


Figura 7. Curvas de demanda de URE con y sin gestión del lavavajillas para ambos escenarios.



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

TV + Decodificador + Modem Wi-Fi + Acondicionador de Aire

En este apartado se analizó la desconexión de estos equipos en los lapsos donde no es utilizada de manera activa por el usuario. Para ello, se propone la “Gestión Stand-By” que consiste en la desconexión del TV, el AA y decodificador cuando el usuario no los utiliza. Asimismo, se desconecta el modem Wi-Fi por la madrugada de 00:00 a 05:00 hs, donde tampoco se lo utiliza.

No se presentan figuras relativas a esta gestión ya que en las mismas no se aprecian las modificaciones, debido al pequeño consumo de potencia en relación con la magnitud del resto de las variables analizadas.

Acondicionador de Aire

El avance tecnológico en términos de eficiencia energética permite en la actualidad la adquisición de AA con una eficiencia superior a los tradicionales (tecnología ON/OFF), tanto así que se los considera como parte de las estrategias de DSM implementadas. Cabe resaltar que el tiempo de funcionamiento es el mismo que un URE sin DSM. En este punto, se proponen dos estrategias de gestión:

- **Gestión inverter:** consiste en el reemplazo de tecnología convencional de acondicionador de aire ON/OFF por tecnología inverter.
- **Gestión Inverter + Ventilador:** misma descripción que el ítem anterior, con la adición del apagado del AA 45 minutos antes del momento del cese del funcionamiento, dando lugar al encendido del ventilador (techo o pie) hasta completar el tiempo que estaría encendido el AA inverter.

En la Figura 8, se muestran el perfil de carga diario del URE con las variantes del cambio de tecnología del AA y el agregado del ventilador, tanto para el escenario de verano como de invierno.

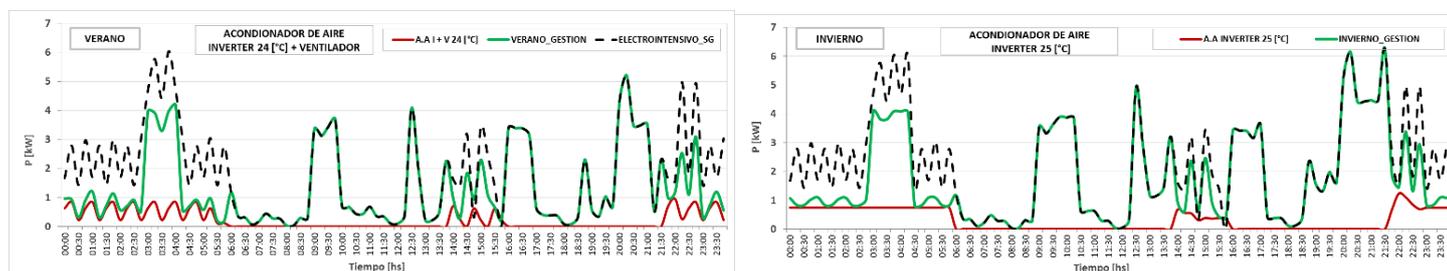


Figura 8. Curvas de demanda de URE con y sin gestión del AA para ambos escenarios

Heladera

Al igual que el AA, se reemplaza la heladera tradicional por otra con tecnología inverter, de eficiencia superior, considerando esta acción como parte de la gestión de la demanda en su función como eficiencia energética.

La Figura 9 muestra el impacto sobre la curva de demanda del URE producto del cambio de tecnología, tanto para el escenario de verano como de invierno.

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

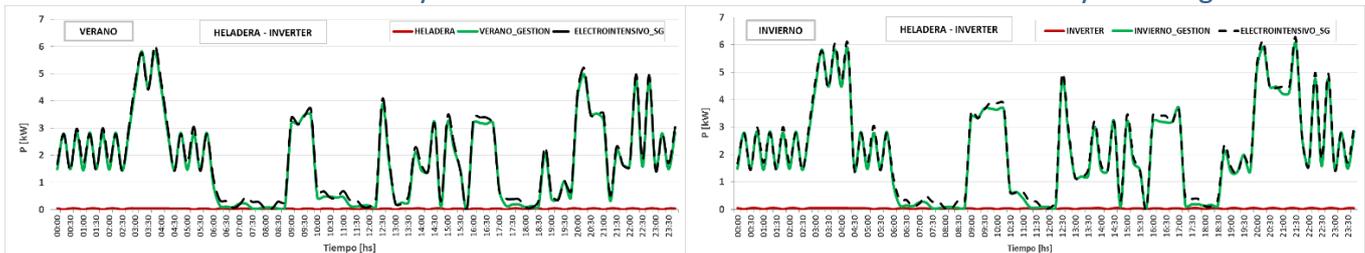


Figura 9. Curvas de demanda de URE con y sin gestión de la heladera para ambos escenarios

De la Figura 9 se aprecia que, en ambos escenarios se presenta una disminución del consumo energético en todo su período de funcionamiento; se presume que se obtiene un ahorro del 75,5 [%]. En este caso, los ahorros energéticos son válidos dado que la heladera tradicional es de eficiencia desconocida con una vida de al menos 25 años; para eficiencias, por ejemplo, A, se obtienen ahorros energéticos alrededor del 40%.

4.1.2. Gestión conjunta de la demanda

Finalmente, en función a las estrategias de gestión de la demanda propuestas para los equipos electrodomésticos analizados, se seleccionaron las mejores opciones de cada gestión individual para obtener la curva resultante definitiva para URE con DSM. En la Figura 10, se presentan las curvas de carga características resultantes de la combinación de las estrategias de gestión individuales y se detallan las alternativas de gestión seleccionadas.

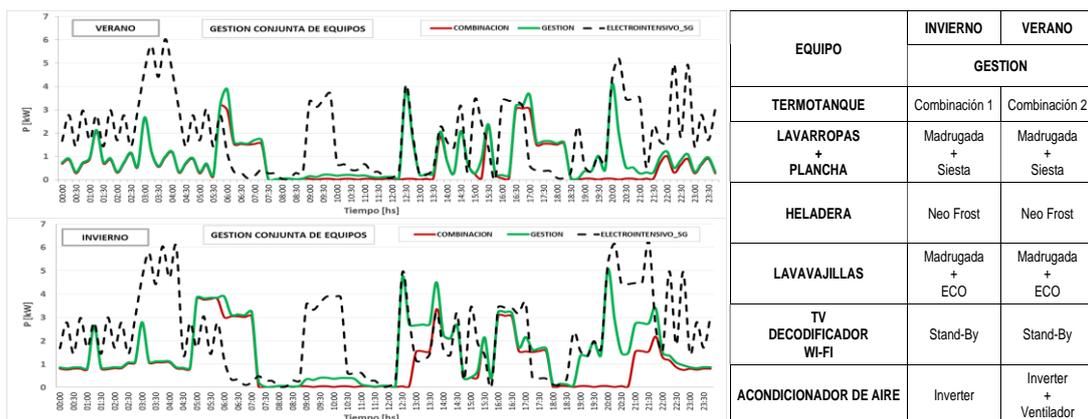


Figura 10. Curvas de demanda de URE para la gestión conjunta de equipos para ambos escenarios

4.2. Análisis a nivel usuario residencial de la gestión conjunta de la demanda

Se resumen los resultados de las distintas estrategias confeccionadas para la gestión de la demanda eléctrica, aplicadas en forma individual y colectiva en el perfil de consumo eléctrico a un URE sin DSM.

En la Figura 11, se presentan gráficos en anillo donde se muestra la repartición de energía en los diferentes períodos de demanda, tanto en invierno como en verano. Esto representa el porcentaje de energía resultante para usuarios electrointensivos con DSM para ambos escenarios.

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

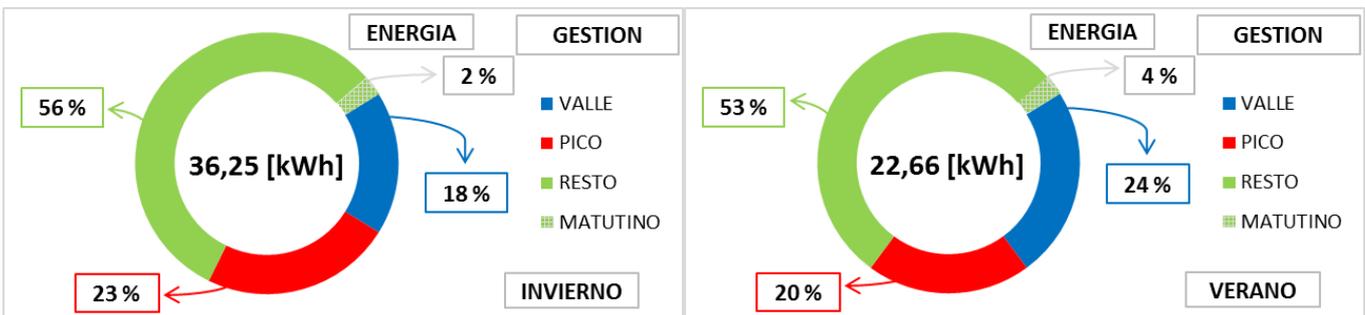


Figura 11. Reparto de energía en los diferentes escenarios de demanda, URE con DSM.

Al realizar la DSM de forma directa por los usuarios con las diferentes estrategias, se hace notar que el período de pico de demanda disminuyó su energía en casi un 50% respecto al URE sin DSM en invierno, esto es 6,7 kWh ahorrados de 15,19 kWh. El período valle presentó el mayor impacto positivo en magnitud de unidades energéticas con un ahorro de 11,46 kWh (64%) dado que el período de resto de demanda se mantuvo sensiblemente constante ante la gestión con el mayor desplazamiento de pico matutino de 09:00 a 10:30 hs hacia las 05:00 hs, es decir, un desplazamiento de 5,43 kWh con potencia máxima instantánea de 3,63 [kW] que, frente a 0,63 kW de un URC, dicho pico representa un aumento de 83% que la red debería satisfacer durante el pico matutino tradicional (ver Figura 12).

Para el escenario de verano, sucede algo similar, donde el período de valle representó el mayor ahorro con 11,46 kWh, siendo el AA el electrodoméstico de principal impacto al cambiar la tecnología ON/OFF por Inverter. En el período de pico el desplazamiento del termotanque eléctrico y el lavavajillas significó un ahorro del 57%, mientras que en el escenario matutino presenta un ahorro del 87,3%, lo cual se puede observar en la Figura 13.

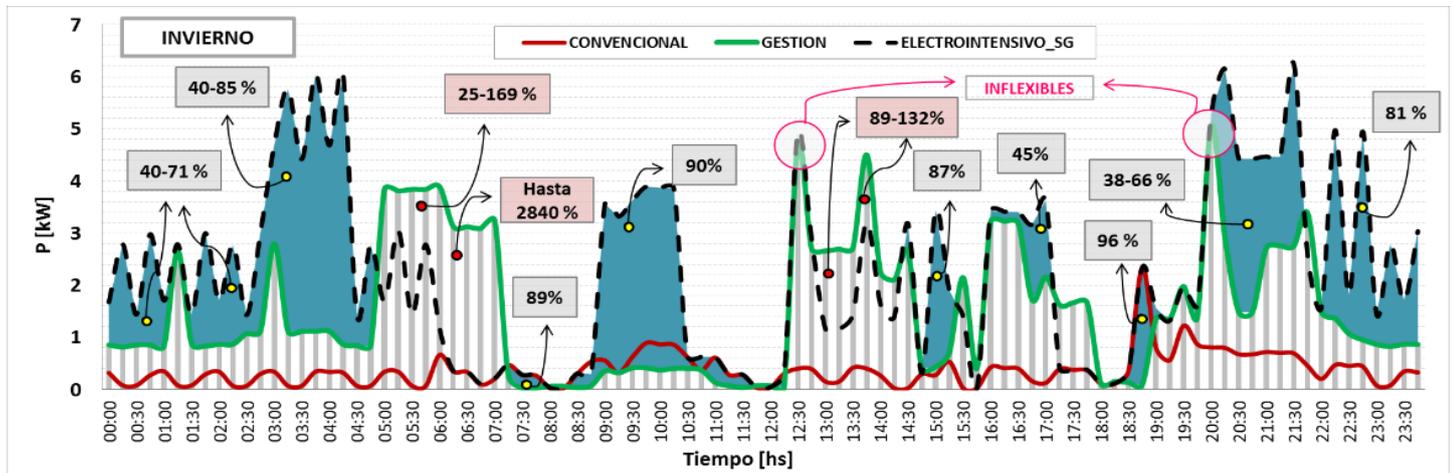


Figura 12. Impacto de gestión de la demanda eléctrica en URE sin gestión, escenario invierno.

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

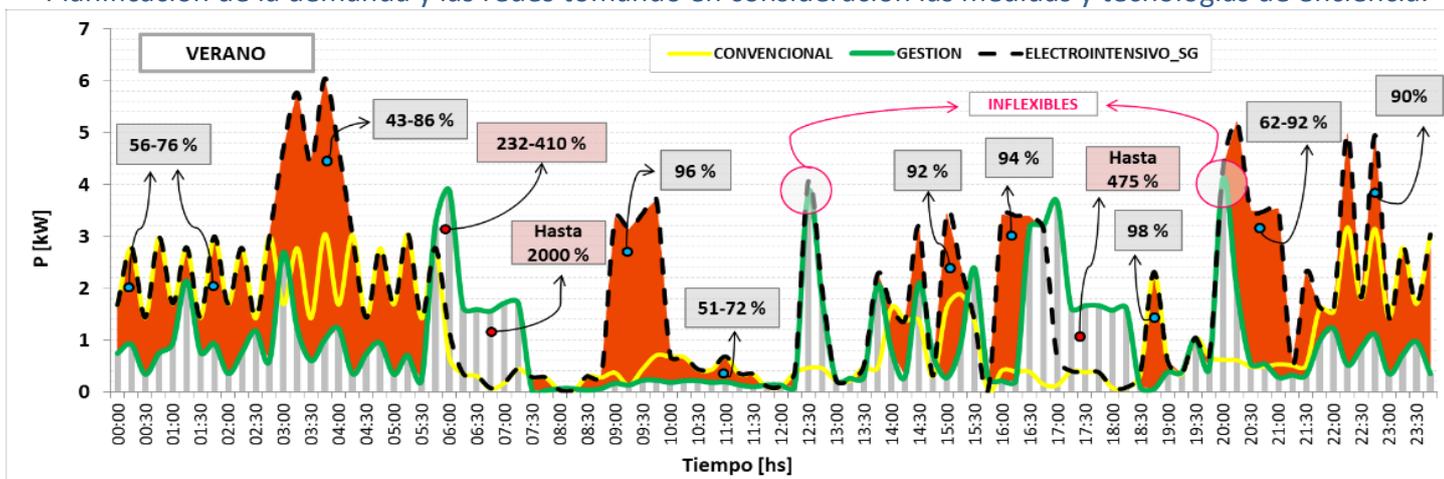


Figura 13. Impacto de gestión de la demanda eléctrica en URE sin gestión, escenario verano.

En la Figura 14, se resumen los ahorros energéticos mencionados anteriormente para ambos escenarios de estudio, invierno y verano respectivamente.

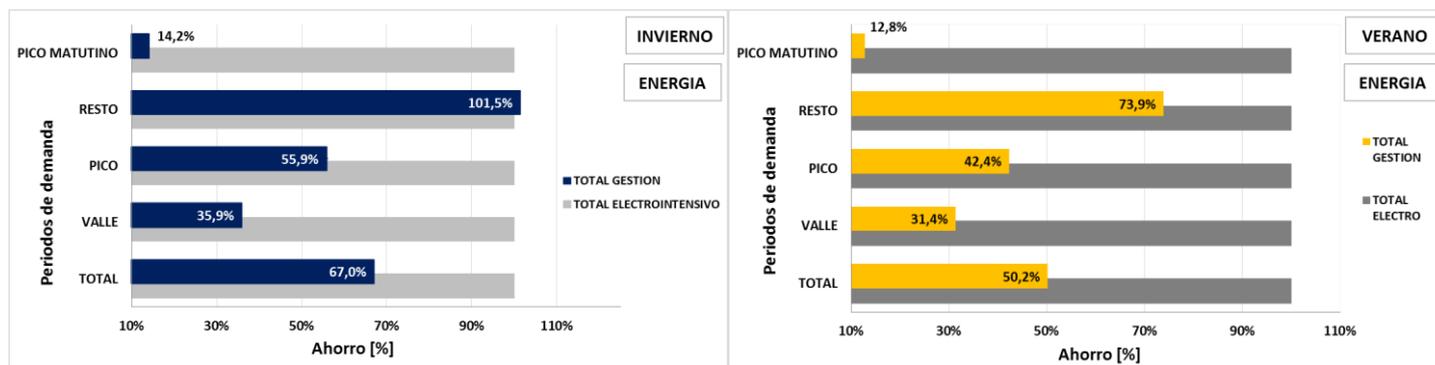


Figura 14. Ahorros energéticos del URE con DSM para los diferentes períodos de demanda.

Del análisis de la Figura 14, se puede observar el impacto energético y el ahorro potencial en cada período de demanda debido a los desplazamientos de cargas como el lavavajillas, termotanque, lavarropas y plancha, así como también, el impacto que produce el cambio de tecnología de la heladera y el AA, o la actuación sobre variables exclusivas como temperatura y potencia del termotanque eléctrico, entre otros. Del análisis puntual de un período de demanda igual para ambos escenarios, como por ejemplo el pico matutino, se advierte que la gestión de la demanda eléctrica ha sido tan eficaz que permitió moldear la curva de carga residencial adquiriendo un grado de flexibilidad tal que fue posible reducir en un 85,8% en invierno y 87,2% en verano el consumo energético durante un lapso aproximado de 4 hs.



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

4.3. Resultados del análisis del impacto de URE con DSM en la red de MT

Se generaron un conjunto de URE con DSM (ver Figura 15). Posteriormente, dichos perfiles son compilados en un perfil de carga por SET, desarrollados a partir de la combinación de los factores de simultaneidad generados para cada SET, la cantidad de usuarios pertenecientes a ellas y la potencia máxima registrada en el modelo de los URE con DSM.

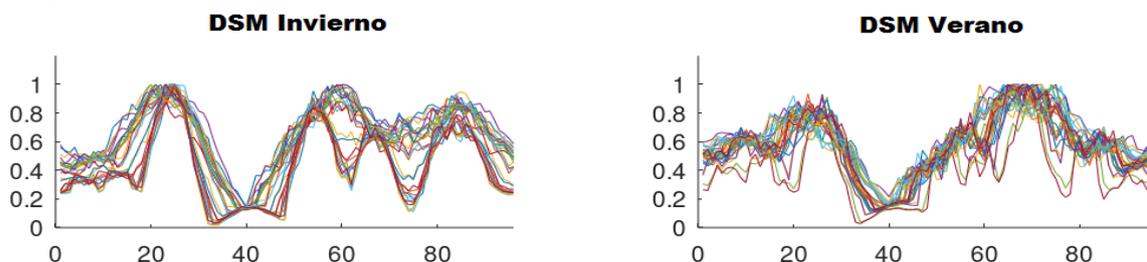


Figura 15. Conjunto de curvas de carga de usuarios residenciales con DSM generados con Matlab.

De las distintas simulaciones realizadas para ambos escenarios de demanda, se destaca que:

- En invierno, con la gestión de la demanda eléctrica, los 4 distribuidores presentan F_C cercanos a los correspondientes al caso convencional con un leve mejoramiento en todos ellos del orden del 10 al 14% (ver Figura 16). Asimismo, se presentan desmejoramientos con respecto al caso base electrointensivo en casi todos los distribuidores -la excepción es el distribuidor Mendoza, el cual disminuyó de forma más significativa la magnitud de los picos de corriente en cortos períodos de tiempo acompañado de un incremento de la potencia media, dando como resultado una mejoría del 7% en su F_C .
- En verano, los valores de F_C se incrementaron respecto al caso base convencional y al caso electrointensivo sin DSM (ver Figura 16). Dicho incremento responde a valores que oscilan entre el 2 y el 18% frente a los factores de carga del usuario electrointensivo, mientras que los incrementos para el base con URC responden a valores que oscilan entre el 20 y el 27%.

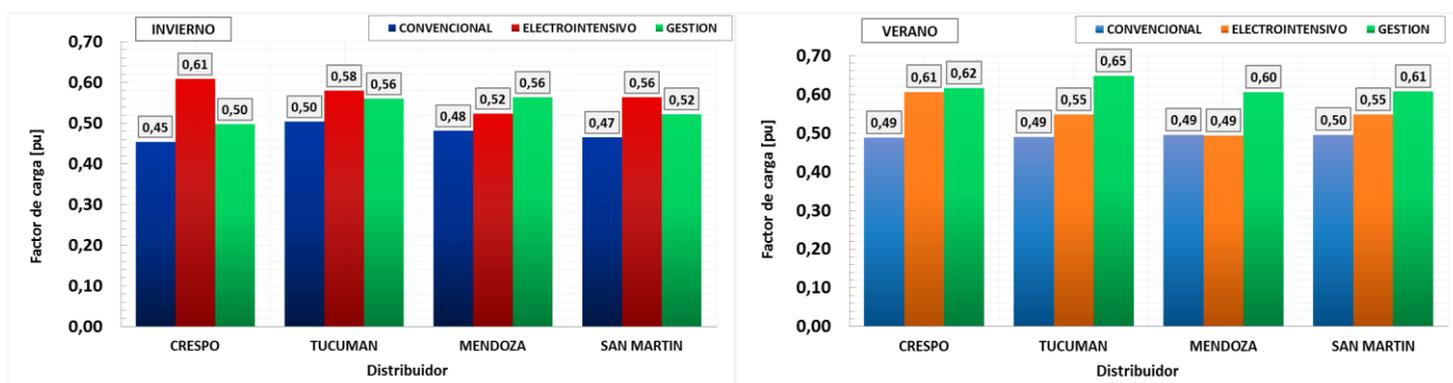


Figura 16. Factores de carga para los diferentes tipos de usuarios residenciales.

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

- En lo referente a los F_P , en invierno se presentan valores más cercanos a la unidad en el distribuidor Crespo que en el resto, llegando a niveles mínimos del orden a 0,90, es decir, una reducción del 10% para el URE con DSM respecto al URE sin DSM (ver Figura 17).
- Para el escenario de verano, al analizar los F_P , en la Figura 17 se puede observar una clara disminución en todos ellos en referencia al URE sin DSM.
- Respecto a la cargabilidad de los distribuidores, el distribuidor Mendoza es el que presenta la mayor exigencia alcanzando una cargabilidad máxima de 60,5%, esto es una reducción en 33% respecto al caso electrointensivo sin gestión y 62% más que el caso base convencional. Para los demás distribuidores se perciben reducciones netas en la cargabilidad del orden entre el 2 al 12% respecto al caso base URE sin DSM (ver Figura 18), indicando esto, que la capacidad de mejorar este indicador de red ante DSM dependerá del número de usuarios pertenecientes a cada SET en los diferentes distribuidores de MT y la disposición de estos ante las medidas de gestión.
- Para el escenario de verano, respecto al caso base convencional, las reducciones en las potencias máximas oscilan en un rango del 22% al 28%, todos ellos producidos por el marcado recorte de potencias en el período de valle de demanda y las últimas horas del período de pico. Además, los distribuidores presentan beneficios en su operación ante la disminución de la cargabilidad en rangos de 4 a 10% respecto al caso base convencional, y en consecuencia reducciones aun superiores con respecto al URE sin DSM (ver Figura 18).

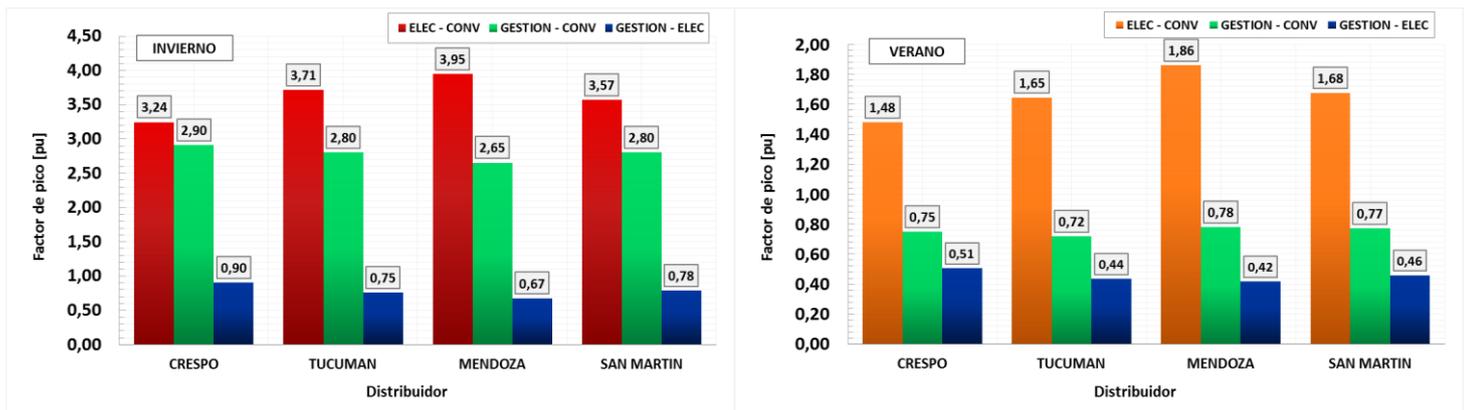


Figura 17. Factores de pico para los diferentes tipos de usuarios residenciales.



UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

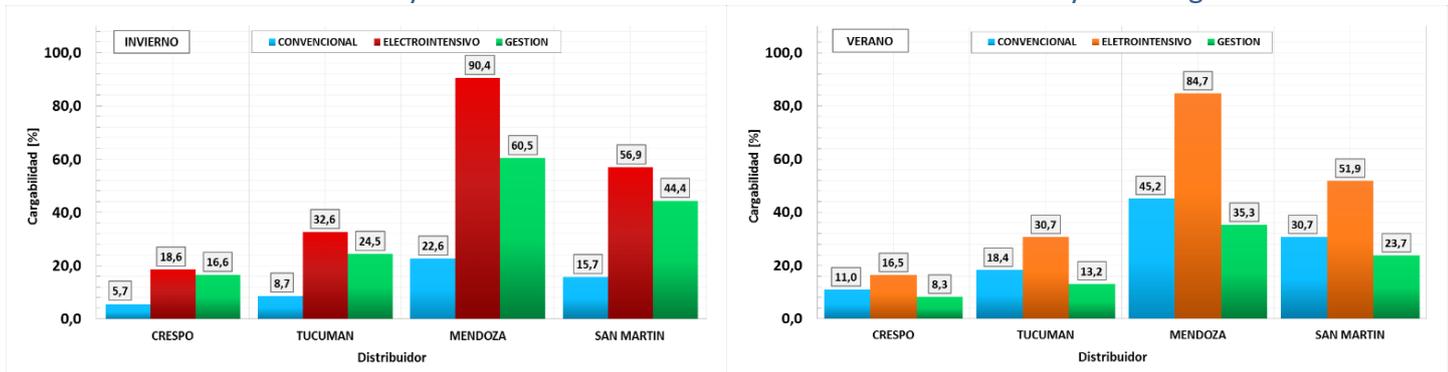


Figura 18. Cargabilidad de los distribuidores de MT para los diferentes tipos de usuarios residenciales

Estos resultados pueden verificarse a través de la Figura 19 y Figura 20, donde se destacan los desplazamientos temporales de los termotanques eléctricos, siendo estos los que mayor aportan a los distintos picos de corriente del sistema. Además, se puede observar el impacto debido a la DSM en el distribuidor Mendoza y las diferentes áreas se describen de la siguiente manera:

- Área 1 (blanco): cargabilidad de la red eléctrica de usuarios convencionales luego de la DSM.
- Área 2 (verde): ahorro de energía eléctrica/cargabilidad para red eléctrica de usuarios electrointensivos luego de la DSM.
- Área 3 (azul): ahorro energético global en red eléctrica de usuarios convencionales luego de la DSM.
- Área 4 (naranja): cargabilidad resultante en red eléctrica para usuarios electrointensivos luego de la DSM.
- Área 5 (roja): cargabilidad remanente en la red eléctrica debido a la DSM en usuarios electrointensivos.

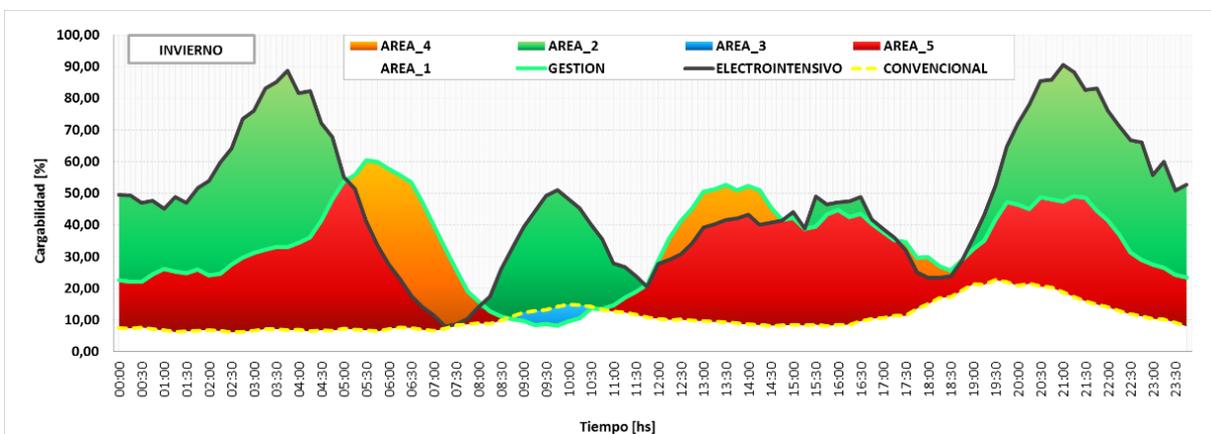


Figura 19. Impacto de la DSM y áreas de influencia de la DSM en distribuidor Mendoza escenario de invierno

**UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE
ARGENTINA**

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia.

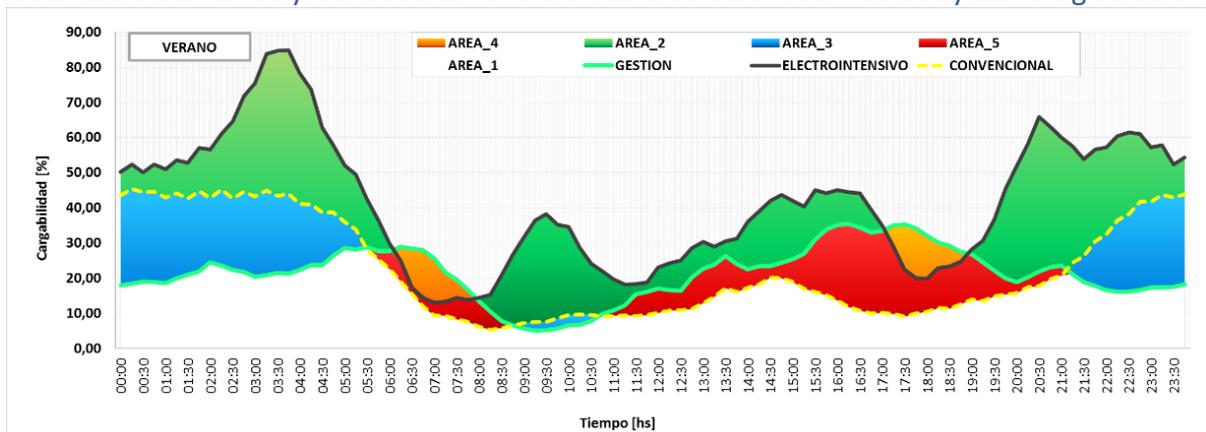


Figura 20. Impacto de la DSM y áreas de influencia de la DSM en distribuidor Mendoza escenario de verano

De las áreas antes mencionadas, se espera que el Área 1 se reduzca al máximo en magnitud, preferentemente en las horas pico de demanda que actualmente la red posee; el Área 2 debe incrementarse en amplitud y extensión hasta donde la gestión y el confort del usuario lo permita; el Área 3 debe ensancharse y acrecentarse el mayor tiempo posible en el día, preferentemente en las horas picos del sistema, acarreado en consecuencia no solo un ahorro de energía para los usuarios, sino alivio de carga en las redes eléctricas y disminución de pérdidas en el sistema; el Área 4 debe contribuir en valores reducidos en la cargabilidad del sistema en zonas fuera del escenario pico de demanda y en las horas pico del sistema como resultado de desplazar las cargas que en ciertas horas del día son inoperables o dado que su funcionamiento en un determinado horario trae como consecuencia el desmejoramiento de la calidad de energía en horas de mayor uso de la red. Finalmente, el Área 5 es el resultado del incremento neto de carga, en tales horarios, debido al URE tras aplicar las técnicas de DSM; se espera que esta área sea lo suficientemente reducida como para provocar ahorros energéticos permitiendo que el operador de red pueda despachar el menor número de máquinas generadoras durante un tiempo prolongado del día.

5. CONCLUSIONES

La implementación de las estrategias de gestión de la demanda repercute de manera significativa en la red para el escenario de verano, ya que los factores de carga mejoran notablemente, posicionándose dentro del rango recomendable de 0,6 a 0,8 para las redes eléctricas de distribución, lo que representaría un grado de utilización aceptable de las redes eléctricas, aplanando la potencia media durante las horas pico de la mañana y la noche, y consecuentemente, disminuyendo los factores de pico en esos horarios. Debido a estos resultados favorables, las probabilidades de realizar nuevas obras eléctricas disminuyen, permitiendo que la red, en caso de sobrecargas no represente ninguna dificultad el transferir carga entre SETs o de un distribuidor a otro. Por otra parte, en el escenario de invierno los factores de carga redujeron sus niveles con respecto al caso base electrointensivo, pero mejoraron notablemente la densidad de potencia respecto al caso base convencional. Produciéndose un aplanamiento de la curva de demanda en las horas pico del sistema para el primero de los



"Innovación y Tecnología como
Impulsores del Desarrollo
Sustentable del Sector"

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica
31 de Octubre al 2 de Noviembre de 2022
Buenos Aires Marriott Hotel, República Argentina

www.cidel2022.com

UTN – CIESE – FACULTAD REGIONAL SANTA FE ARGENTINA

Eficiencia Energética y Tecnología

Planificación de la demanda y las redes tomando en consideración las medidas y tecnologías de eficiencia. casos. No obstante, hay que resaltar que en este escenario es inevitable que los distribuidores sufran un aumento en su cargabilidad, dado la fuerte presencia de determinadas cargas eléctricas que no se pueden reducir sin afectar el confort del usuario. Por tanto, es inevitable el despacho de un número mayor de máquinas generadoras en diferentes horas del día, con la conformación de periodos de consumo de punta totalmente nuevos como los formados al comienzo de las horas de resto de demanda y al mediodía.

6. REFERENCIAS

- [1] L. Di Lillo, H. Laiz, C. Galarza, G. Estivariz, F. Issouribehere (2016). Sistema de medición fasorial para el desarrollo de redes inteligentes. Ciudad de Buenos Aires, Argentina.
- [2] U. Manassero, et al. (2018). Análisis del Impacto en la Red de MT de Usuarios Residenciales Electrointensivos. Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL) 2018, Ciudad de Buenos Aires, Argentina.
- [3] E. Ortega, et al. (2013). Comunicaciones celulares para medición inteligente de energía eléctrica en sistemas de distribución. Ingenius Revista de Ciencia y Tecnología. Julio de 2013.
- [4] S. Tellez and O. Duarte. Demand Side Management in Smart Grids: A Review for Future Strategies. (2016). V CIUREE Congreso de Eficiencia y Gestión Energética. Febrero de 2016.
- [5] André R. S. Vidal and Leonardo A. A. Jacobs. An Evolutionary Approach for the Demand Side Management Optimization in Smart Grid. 978-1- 4799-4546-7/14/\$31.00 ©2014 IEEE.
- [6] D. Bian, et.al. A Human Expert-Based Approach to Electrical Peak Demand Management. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, N° 3, June 2015.
- [7] Ziming Zhu, et.al. (2015). A Game Theoretic Optimization Framework for Home Demand Management Incorporating Local Energy Resources. IEEE Transactions On Industrial Informatics, Vol. 11, N° 2, April 2015.
- [8] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. [CAMMESA]. (2011). Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el mercado eléctrico mayorista. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Páginas 1-12.
- [9] S. Téllez, et al. (2016). Gestión de la demanda en redes eléctricas inteligentes: Revisión y futuras estrategias. Colombia, febrero de 2016.
- [10] Mercado Eléctrico Mayorista (2002). Secretaría de Energía. Argentina