

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD



**PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA APLANAR LA
CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA EN ZONA URBANA
DE CORONEL OVIEDO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ANDE.**

Fabio Diana Morel

Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2023

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

Propuesta de alternativas para aplanar la curva de demanda eléctrica en zona urbana de coronel oviedo del sistema de distribución de energía eléctrica de la ande.

Elaborado por:

Fabio Diana Morel

Tutor:

Ing. Hugo Cordone

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2023

Página de aprobación

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero en Electricidad aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Acta Nro.: -----

Fecha: -----

Calificación: -----

Dedicatoria:

A mis padres, hermana, novia, compañeros, amigos. En especial a Dios que ha estado en cada instante cuidándome, guiándome en la toma de decisiones.

Agradecimientos

A la Facultad de Ciencias y Tecnologías por todos estos sublimes años de estudios.

A mi tutor Ing. Hugo Cordone.

A los Ingenieros Moisés Britez y Alejandro Cano por la ayuda, disponibilidad y predisposición de siempre.

Resumen

En este trabajo se abordan las técnicas de aplanamiento de curvas de demanda, teniendo como objetivo la propuesta de alternativas para conseguir disminuir los picos de demanda de energía en las zonas urbanas de la ciudad de Coronel Oviedo. Para ello, primeramente se analizaron las demandas obtenidas de un relevamiento de los registros del sistema SCADA de distribución de la ciudad, se utilizaron herramientas estadísticas como la media móvil y dispersión para caracterizar el comportamiento de las curvas de demanda. Posteriormente, se realizaron las propuestas, se llevaron a cabo encuestas a los usuarios buscando la adherencia de los mismos a políticas de eficiencia energética, encontrando que el 30 % de los encuestados mejorarían la eficiencia de su consumo energético. Se abordaron también propuestas de generación distribuida, con baterías para acumulación de energía y paneles solares, siendo estos efectivos en el aplanamiento de curvas de demanda.

Palabras claves: Curva de demanda, Media tensión, Eficiencia energética, Generación distribuida

Abstract

This work addresses demand flattening techniques, aiming to propose alternatives to reduce energy demand peaks in the urban areas of the city of Coronel Oviedo. To achieve this, first, the demands obtained from a survey of the SCADA system records of the city's distribution were analyzed. Statistical tools such as moving averages and dispersion were used to characterize the behavior of demand curves. Subsequently, proposals were made, and surveys were conducted with users to encourage adherence to energy efficiency policies. It was found that 30 % of the respondents would improve the efficiency of their energy consumption. Distributed generation proposals were also addressed, involving the use of batteries for energy storage and solar panels, which proved effective in flattening demand curves.

Key words: Demand curve, Medium voltage, Energy efficiency, Distributed generation

Índice general

1. Introducción	1
I Revisión Bibliográfica	3
2. Conceptos teóricos	4
2.1. Antecedentes	4
2.2. Teorías básicas	4
2.2.1. Demanda Eléctrica	4
2.2.2. Demanda Máxima	5
2.2.3. Demanda Promedio	5
2.2.4. Factor de Carga	5
2.2.5. Factor de Demanda	5
2.2.6. Factor de Potencia	6
2.3. Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica	6
2.4. Gestión de la energía eléctrica	16
2.5. Gestión de la demanda	17

2.6. Controladores de demanda	28
2.7. Auto generación en hora pico	30
2.8. Definición de Términos Básicos	31
II Resumen Ejecutivo	32
3. Resumen Ejecutivo	33
3.1. Descripción del trabajo	33
3.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas	33
3.2. Justificación	34
3.3. Finalidad del proyecto	34
3.4. Metas	34
3.5. Objetivos	35
3.5.1. Objetivos generales	35
3.5.2. Objetivos específicos	35
3.6. Beneficiarios	35
3.7. Producto	35
3.8. Localización física y cobertura espacial	36
3.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas	36
3.10. Recursos necesarios	36
3.10.1. Recursos humanos	36
3.10.2. Recursos materiales	37

3.11. Costos	37
III Ingeniería de Diseño	38
4. Evaluación de las curvas de demanda	39
4.1. Análisis de curvas	42
5. Aplanamiento de curvas	48
5.1. Técnicas de aplanamiento de curva	48
5.2. Propuesta de tarifa diferencial	49
5.3. Análisis de factibilidad de generación no convencional y almacenamiento de energía	55
5.3.1. Estación de baterías	55
5.3.2. Fuente de energía no convencional	67
IV	71
6. Resultados y Discusión	72
7. Conclusiones	75
8. Recomendaciones	76
Apéndice	76
A. Apéndices	77

A.1. Relevamiento y procesamiento de datos	77
A.1.1. Demanda y media móvil	77
A.1.2. Dispersión y diferencia con MA	101
A.2. Aplanamiento de la curva	126
A.2.1. Encuesta evidencias	128

Referencias	129
--------------------	------------

Lista de abreviaturas

ANDE: Administración Nacional de Electricidad.

TC: Transformador de corriente.

TP: Transformador de tensión.

ES-COV: Estación Coronel Oviedo.

COV-3: Posición de alimentador 3 de la Estación Coronel Oviedo.

CYME: Software de análisis de redes eléctricas.

Glosario de términos

SCADA: El sistema SCADA es una herramienta de automatización y control industrial utilizada en los procesos productivos que puede controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante una aplicación informática.

Estación de baterías: Lugar físico donde se alojan la asociación de un grupo de baterías para entregar y sustraer energía.

Índice de tablas

5.1. Corriente máxima del alimentador COV03	55
5.2. Valores de carga y descarga requeridos por el banco de baterías	56
5.3. Especificaciones de la batería	56
5.4. Factores y puntuación para la selección de baterías	57
5.5. Comparación y puntuación para la elección del tipo de batería	58
5.6. Características de la batería estacionaria. [?]	58
5.7. Tensión de referencia de sistema dada la potencia	59
5.8. Características del banco global de baterías	61
5.9. Tensión de carga y descarga de la estación de baterías	63
5.10. Resultados de la inyección de energía de la estación de baterías	65
5.11. Ubicación física de las estaciones de baterías	66
5.12. Datos de potencial solar en la ciudad de Coronel Oviedo	68

Índice de figuras

2.1. Tecnologías de almacenamiento	8
2.2. Principios para el Funcionamiento	9
2.3. Esquema de Hidro-bombeo	10
2.4. Energía por Baterías	12
2.5. Bancos de baterías	13
2.6. Eficiencia energética	13
2.7. Recorte de Pico	19
2.8. Valley Filling	19
2.9. Load Shifting	20
2.10. Conservación estratégica	21
2.11. Programas Industriales	22
2.12. Tarifa de tiempo de uso	24
2.13. Tarifas de pico crítico	25
2.14. Tarifa de tiempo real	26
2.15. Control de cargas	28

2.16. Estrategia de autogeneración	31
4.1. Alimentadores COV-03-Azul, COV-05-Lila y COV-06-Naranja	40
4.2. Demanda en días de mayor producción COV-03	44
4.3. Demanda en días de mayor producción COV-03	45
4.4. Demanda en días de mayor producción COV-05	46
4.5. Demanda en días de mayor producción COV-06	47
5.1. Resultados de la encuesta	54
5.2. Zona de influencia del alimentador COV-3	64
5.3. Ubicación física propuesta para una de las estaciones de baterías	66
5.4. Pág. de la NASA	67
5.5. Aplanamiento mínimo diario esperado	69
5.6. Aplanamiento máximo diario esperado	70
A.1. Datos de entrada para calculo de banco de baterías	126
A.2. Verificación de cálculos de banco de baterías con calculadora on-line	127
A.3. Flujo de carga alimentador COV3 sin banco de baterías	127
A.4. Flujo de carga alimentador COV3 con banco de baterías	127
A.5. Modelo de BESS	128
A.6. Encuesta a clientes del alimentador COV-3	128

Capítulo 1

Introducción

La demanda de alimentadores de media tensión es el requerimiento que se exige a una fuente de energía en este caso de 23 kV, esta demanda medida en kilovatios se registra por los equipos de medición presentado una curva de demanda respecto al tiempo, este normalmente posee picos y valles, en este trabajo se busca analizar técnicas que permitan disminuir estos picos de demanda en la curva (aplanar la curva de demanda).

La principal problemática de estos picos es la carga que reciben los conductores aumentando de esta manera las pérdidas técnicas del alimentador, aplanar la curva de demanda es un aspecto atacado por las empresas de distribución de energía eléctrica a nivel regional e internacional, por lo que motiva a la realización de este trabajo. El principal objetivo de este proyecto es la propuesta de alternativas para aplanar la curva de demanda en zona urbana de la ciudad de Coronel Oviedo, delimitándose al alimentador con las características principales de servicio a zona urbana.

En el capítulo 2 se exponen los principales conceptos teóricos que competen a la demanda de energía eléctrica, algunas tecnologías de almacenamiento de energía y puntos importantes que engloban la gestión de este proceso.

En el capítulo 3 se abordan los objetivos del trabajo y las principales técnicas y metodología utilizadas para el cumplimiento de los objetivos.

En el capítulo 4 se realizan los análisis de curvas de demanda, utilizando diferentes herramientas estadísticas se encuentran valores que definen las características de estos alimentadores.

En el capítulo 5 se plantean las técnicas de aplanamiento de curva y se elaboran los diferentes procesos involucrados para la obtención de resultados sobre las curvas de demanda.

Parte I

Revisión Bibliográfica

Capítulo 2

Conceptos teóricos

2.1. Antecedentes

En la Escuela Politécnica Nacional, Facultad De Ingeniería Eléctrica Y Electrónica de Ecuador se realizó un Estudio de Los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico “PEAK SHAVING” y su factibilidad en Ecuador por Castro Cuasapaz Juan Carlos para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en el año 2017. En el mismo se determinó la factibilidad de aplicación de estas técnicas en el Ecuador, lográndose la posible disminución del pico de la curva de demanda del sistema eléctrico nacional y los posibles beneficios económicos [2].

2.2. Teorías básicas

2.2.1. Demanda Eléctrica

Es la potencia requerida por un sistema o instalación, promediando un periodo de tiempo específico [6].

2.2.2. Demanda Máxima

Es la máxima demanda que se tiene en un sistema o una instalación, durante un intervalo de tiempo específico [6].

2.2.3. Demanda Promedio

Es la demanda equivalente en un intervalo de tiempo definido, que puede ser día semana, mes o año [6]. En la ecuación 2.1, se aprecia esta relación.

$$\overline{D} = \frac{\text{Energía total en el periodo}}{\text{Periodo}} \quad (2.1)$$

2.2.4. Factor de Carga

Es la relación entre la demanda promedio para un período de tiempo determinado y la demanda máxima obtenida en el mismo período. Muestra la forma en la que se utiliza la energía [6].

$$FC = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2.2)$$

2.2.5. Factor de Demanda

Es la relación que se obtiene entre la demanda máxima y la carga total instalada [6].

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{carga total instalada}} \quad (2.3)$$

2.2.6. Factor de Potencia

Es un término usado para determinar la cantidad de energía eléctrica que se ha transformado en trabajo. Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente [4].

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2.4)$$

Donde:

P= Potencia Activa

S= Potencia Aparente

2.3. Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

Las necesidades que suple el almacenamiento de energía en los sistemas de energía, se hace por medio de las tecnologías de almacenamiento de energía, estas tecnologías de almacenamiento unas se encuentran en desarrollo y otras son clásicas; cada una de ellas tiene sus propias características y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades. Las características de las tecnologías se basan más que todo en el tiempo de almacenamiento y capacidad, donde el tiempo va desde segundos hasta días y la capacidad va desde 1KW hasta GM, lo que permite una disponibilidad de almacenamiento a gran escala debido a la capacidad. Entre las tecnologías de almacenamiento de energía más comunes tenemos las baterías, Superconductores, UPS, Volantes, hidro-bombeo entre otras. Las tecnologías de almacenamiento usan para su funcionamiento, cuatro principios fundamentales el mecánico, electromagnético, químico y térmico [5].

Tecnologías de Almacenamiento

Hay ciertas tecnologías disponibles y otras en desarrollo que nos ayudarían con las necesidades del almacenamiento de energía. Cada una de ellas tiene sus propias características y estas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades (Waegel 2010; Huggins 2009). A continuación, se mencionarán las tecnologías de almacenamiento de electricidad, las cuales son:

- Volantes de inercia.
- SMES (Superconductor de almacenamiento de energía magnética).
- Súper condensadores. Hidro-bombeo (PHES).
- Aire comprimido (CAES).
- Baterías.
- Baterías de plomo-ácido.
- Baterías de Níquel-Cadmio.
- Baterías de ion-Litio. Baterías NaS.
- Baterías de flujo Redox.
- Hidrógeno

En la figura 2.1 podemos ver un resumen de estas tecnologías y principio que usan para su almacenamiento de energía eléctrica, donde podemos ver las diferentes tecnologías de almacenamiento que existen con su respectiva capacidad y tiempo de almacenamiento los cuales aumentan una vez se aleje del origen de los ejes; las tecnologías van desde capacitores pasando por una gran variedad de baterías hasta hidro- bombeo. Además entre las tecnologías de gran escala de almacenamiento se identifica primero las SMES que va desde una capacidad de 10MW en adelante pero la duración en tiempo de almacenamiento está en segundos, segundo las baterías con capacidad desde 10KW en adelante y tiempo

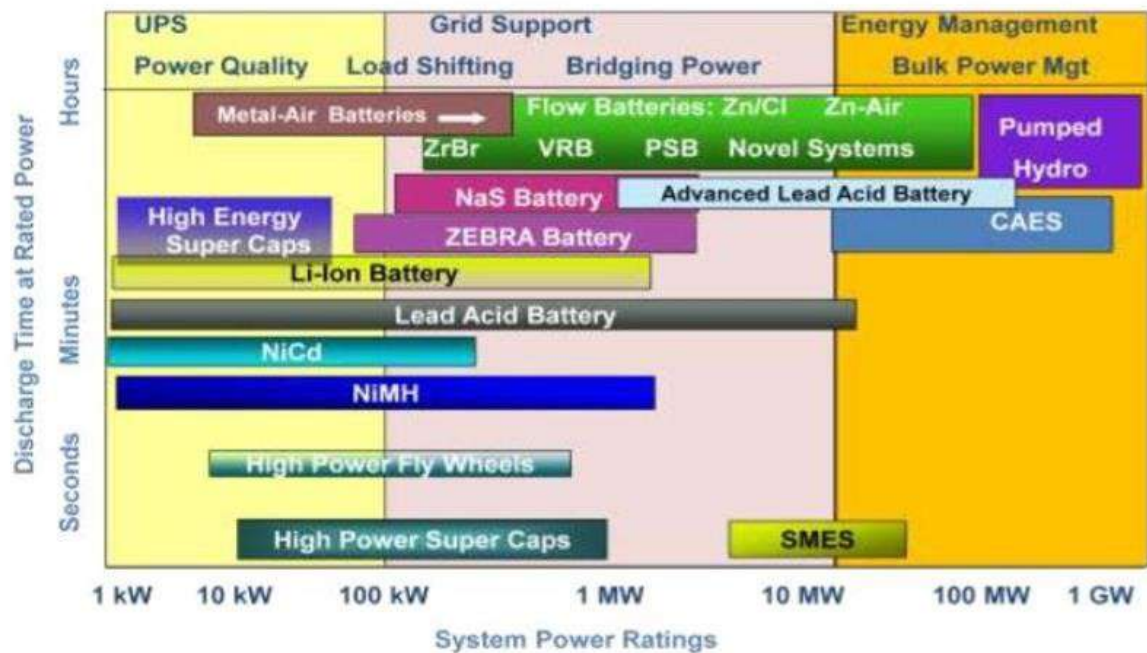


Figura 2.1: Tecnologías de almacenamiento

de almacenamiento en horas, tercero almacenamiento por Aire comprimido o CAES que va desde una capacidad de 100MW en adelante, y el tiempo de almacenamiento va desde horas en adelante y finalmente está el almacenamiento por hidro-bombeo que va desde 1GW en adelante y el tiempo de duración de almacenamiento va desde horas en adelante incluso días; estas características de las tecnologías serán útiles a los usuarios que las empleen dependiendo de sus necesidades en específico.

En la figura 2.2 tenemos los principios que usan las tecnologías para su funcionamiento, se pueden diferenciar cuatro principios fundamentales mecánico, electromagnético, químico y térmico donde cada uno de estos principios abarca sus respectivas tecnologías de almacenamiento partiendo por el hidrobombeo con principio mecánico, pasando por capacitores principio electromagnético, baterías principio químico hasta térmico que se encuentra en desarrollo [5].

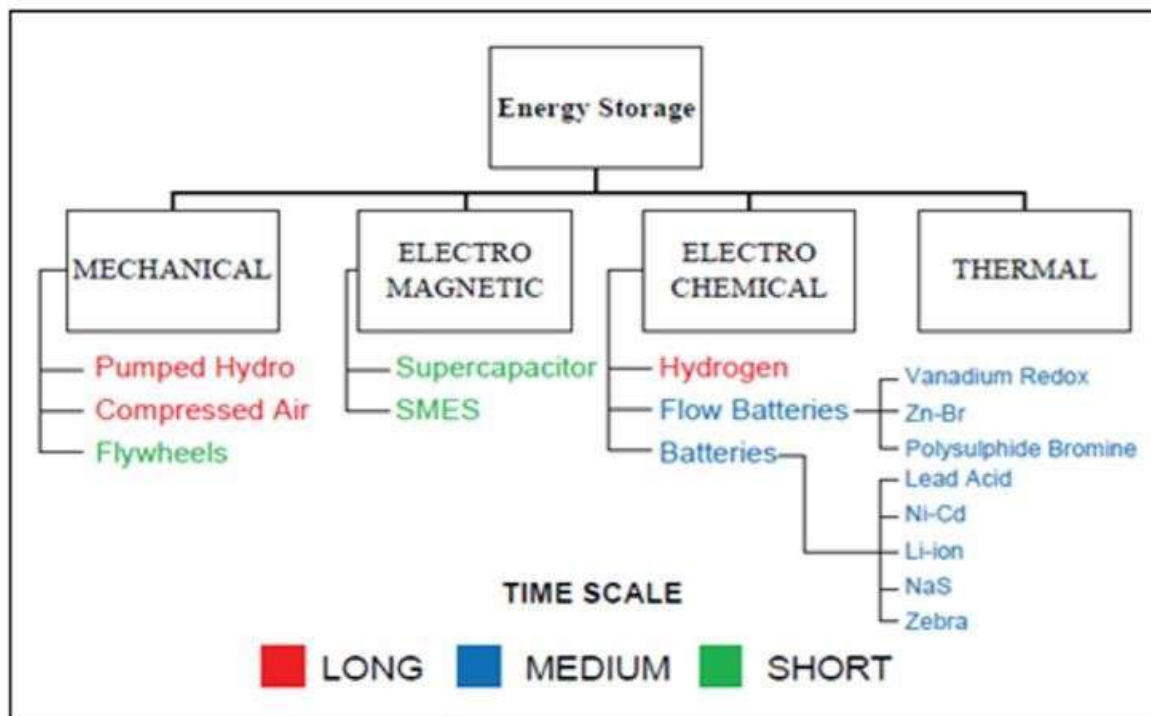


Figura 2.2: Principios para el Funcionamiento

Tecnología de Almacenamiento de energía por hidro- Bombeo

Las plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo ó PHES (Pumped Hydroelectric Energy Storage), es la tecnología de almacenamiento de energía más madura ha sido empleada desde los años veinte. Consiste en el almacenamiento energético mediante el bombeo de agua desde una presa a un nivel bajo hasta una presa a un nivel mayor, de este modo en horas valle se puede almacenar energía. En horas punta, cuando se quiere emplear la energía almacenada funciona como una central hidroeléctrica convencional. Existen dos tipos básicos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

- Centrales de bombeo puro: en este tipo de centrales es necesario bombear previamente el agua desde la presa hasta la superior, para posteriormente producir energía eléctrica.
- Centrales de bombeo mixto: en estas centrales se puede producir energía eléctrica con o sin bombeo previo. Cuando hay excedente de agua la central funciona como una central convencional teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante

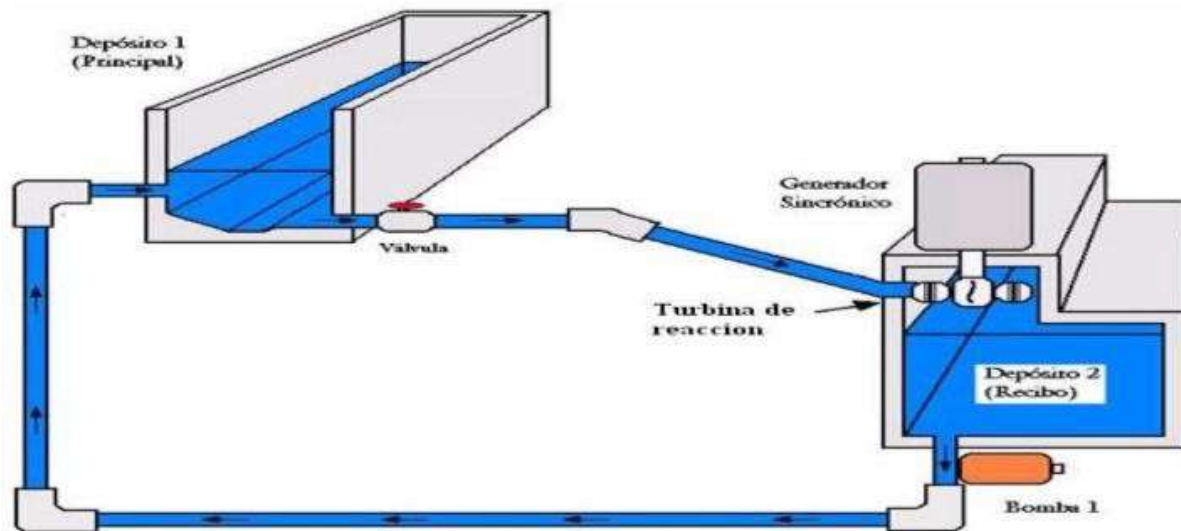


Figura 2.3: Esquema de Hidro-bombeo

bombeo desde la presa inferior a la superior.

En la figura 2.3 tenemos el esquema típico de una central hidro-bombeo puro en el cual esta investigación se va apoyar, donde la central de hidro-bombeo tiene dos embalses uno superior y otro inferior, es necesario bombear previamente el agua desde el embalse inferior al superior, para posteriormente producir energía eléctrica. La tecnología de almacenamiento por hidro-bombeo como se muestra en la Tabla 2-1, PHES generalmente representa un pequeño porcentaje de la cartera de generación de un país en términos de capacidad instalada. El país con el mayor porcentaje de PHES instalados en todo el mundo es Luxemburgo con el 67 %. Excluyendo Luxemburgo la capacidad instalada promedio para el resto de los países es aproximadamente un 6 %. Los países con altas capacidades instaladas de PHES generalmente tienen una gran cantidad de capacidad instalada de energía nuclear, como Letonia, Japón y la República Eslovaca o una rica topografía hidroeléctrica como Croacia y Austria [5].

Tecnología de Almacenamiento de energía por Baterías

Las baterías son sistemas recargables donde se produce un almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química, generándose iones cargados eléctricamente durante

el periodo de carga y empleando los iones para crear un flujo de electrones durante la descarga. Las baterías más comunes para el almacenamiento de energía son las de plomo-ácido, aunque otras tecnologías como las de Níquel-Cadmio presentan buenos comportamientos. Sin embargo, en la Tabla se pueden ver las ventajas y desventajas más relevantes de las baterías usadas en el almacenamiento de energía, respecto a las baterías de plomo-ácido, ya que como se dijo antes las baterías de plomo-ácido son las más clásicas en el almacenamiento por tanto es el foco de comparación. En general las baterías de plomo-ácido a diferencia de las Níquel-Cadmio proporcionan mejores ventajas respecto a las demás sin tener muy en cuenta su vida útil; la desventaja de las baterías Níquel-Cadmio es que son de un costo alto.

Conjuntamente podemos observar en la figura 2.5 un esquema de bancos de baterías de Plomo-ácido, donde hay un número determinado de baterías conectadas en paralelo dispuestas para el almacenamiento de energía, el lugar donde este las baterías o banco de baterías es recomendable tener un buen sistema de ventilación (Bermudez, Zenón y Bergues, 2012) [5].

Eficiencia del sistema de Almacenamiento

La eficiencia de los sistemas de almacenamiento es el rendimiento obtenido al implementar cada sistema, debido a que los sistemas de almacenamiento se encuentran en continuo desarrollo la eficiencia de cada uno de estos sistemas varían, pero los estudios de eficiencia de las tecnologías de almacenamiento muestran que para las tecnologías de hidro bombeo y baterías tienen una eficiencia del 70 % (Rey, Garde Y Martínez 2011; Deane, Gallachoir Y Mckeogh 2009), sin embargo como se observa en la Figura la eficiencia de almacenamiento por bombeo tiene un rango de eficiencia desde 50 % a 90 % y las baterías tienen una eficiencia del 70 % (IEA, 2008). Los estudios encontrados de eficiencia para la tecnología de almacenamiento de baterías y hidro bombeo sugieren que la eficiencia para la tecnología de batería es de 70 % y para la tecnología de hidro bombeo también del 70 % ya que para esta última es un promedio del rango de eficiencia que se tiene para dicha tecnología de almacenamiento vista en la Figura 2.6.

Baterías	Ventaja	Desventaja	Vida útil
Plomo-ácido	Eficiencia del 60%-95%, durante el funcionamiento normal. Además estas baterías son las más clásicas en almacenamiento de energía.	Su vida útil.	6-8 años
Níquel-Cadmio	Eficiencia del 60%-70%, durante el funcionamiento normal.	No tienen un buen desempeño en peak-shaving y por tanto generalmente ni se emplean en sistemas de gestión energética. Mientras que para Plomo-ácido si lo tiene y sí se usa.	10-15 años
Ion-litio	Eficiencia del 90%-100%, durante el funcionamiento normal.	El alto costo más de 600\$/KWh.	6-10 años
NAS	Eficiencia del 86%-89%, durante el funcionamiento normal.	Son las elevadas temperaturas de operación, por encima de 270 grados centígrados, para baterías Plomo-ácido es mucho menos de los 50 grados centígrados.	15 años

Figura 2.4: Energía por Baterías



Figura 2.5: Bancos de baterías

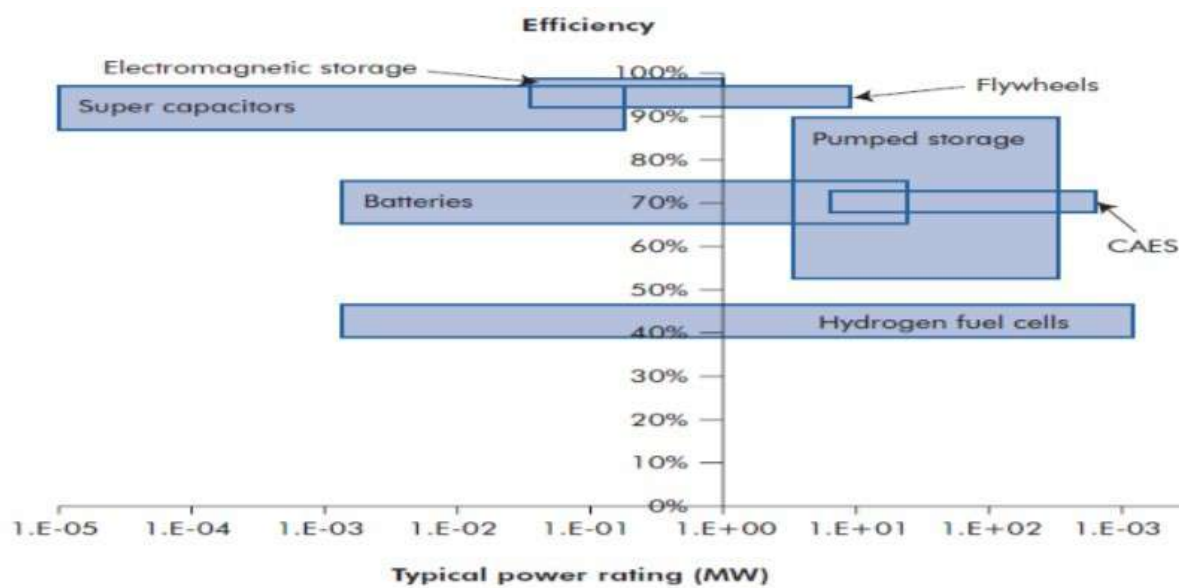


Figura 2.6: Eficiencia energética

Acciones de eficiencia energética en las Industrias

Las acciones de eficiencia energética están enfocadas en reducir los niveles de carga, manteniendo la comodidad del usuario o nivel de servicio, orientándose primordialmente hacia las buenas prácticas de utilización de la energía, las cuales consisten en acciones que no implican una gran inversión y tienen como finalidad la reorganización del consumo de electricidad mediante un procedimiento rutinario para así obtener la mejora de la eficiencia energética en el sector industrial. En forma general, los objetivos que se buscan mediante el uso eficiente de la energía a nivel industrial son los siguientes [7].

- Disminución de la utilización de electricidad
- Mejorar los procedimientos productivos
- Mejorar las condiciones de funcionamiento de los equipos
- Prolongar la vida útil de la planta
- Reducir las pérdidas de potencia
- Optimización de los recursos
- Cumplimiento de normas de calidad
- Manejo integral de los residuos
- Impacto provechoso en el ecosistema

En seguida se presentan las principales acciones que deben aplicarse para garantizar el uso eficiente de los equipos e instalaciones en el sector industrial.

Eficiencia energética en motores eléctricos

Alrededor del 60 % de la electricidad demandada en todo el mundo se destina a la utilización de motores eléctricos, los cuales ponen en funcionamiento una gran cantidad de

dispositivos domésticos e industriales como: compresores, bombas, maquinarias, ventiladores, vehículos, etc. Un factor determinante al momento de adquirir un motor es su eficiencia energética, siendo el motor de mayor eficiencia el de mayor precio, ya que los motores con mayor eficiencia, aunque son más costosos en su compra al inicio, compensan esta diferencia en un periodo de tiempo reducido gracias a su menor costo de operación [1].

Corrección del factor de potencia

Las cargas inductivas, principalmente motores de inducción, causan un bajo factor de potencia en las industrias ya que requieren potencia reactiva para la creación de la corriente de magnetización que permite la presencia de campo magnético en el circuito. La potencia reactiva consumida por las cargas inductivas incrementa la cantidad de potencia aparente en el sistema de distribución, razón por la cual es evidente la corrección del factor de potencia para provocar la disminución de la misma.

Eficiencia energética en iluminación

La electricidad consumida por la iluminación en el sector industrial no es tan representativa al compararla con otras cargas, sin embargo está debidamente justificada la aplicación de medidas de mejoramiento de la eficiencia energética en iluminación debido a la consecuente reducción de los costos de electricidad. Las medidas a tomarse se muestran a continuación:

Revisión de los niveles de iluminación

En las zonas de trabajo examinar los niveles de iluminación. En las zonas menos importantes reducir la iluminación. Para lo cual:

- Sustituir luminarias ineficientes.
- Suprimir los puntos de luz superfluos.

- Animar al personal para que apague las luces innecesarias fuera de las horas de trabajo.
- En trabajos específicos es conveniente instalar puntos de luz localizados.

Aprovechamiento de la luz natural

Es sumamente importante el aprovechamiento de la luz natural disponible, para así reducir el encendido de luz artificial. Se deben suprimir los obstáculos que dificulten el acceso de luz o que, a su vez, proyecten sombras al interior del local.

Concientización sobre el ahorro de energía

Colocar en sitios estratégicos de la industria, carteles para incentivar la concientización de los trabajadores.

Alumbrado zonificado

En grandes locales es conveniente zonificar los circuitos de alumbrado, para así independizar el encendido de cada grupo de luminarias, con lo que se iluminará únicamente el sector de la planta que va a ser ocupado.

Zonas de uso poco frecuente

Es conveniente la colocación de detectores de presencia o de interruptores temporizados para el control automático de la iluminación en zonas de poco uso.

2.4. Gestión de la energía eléctrica

La gestión de la energía eléctrica es un tema que ha alcanzado preocupación específica en el siglo XXI debido a su contribución al desarrollo económico y la conservación ambiental.

Tiene como fin la planificación de las diferentes iniciativas que podrían ser desplegadas para reducir el consumo de energía eléctrica. La electricidad generada se debe utilizar de manera eficiente para satisfacer la demanda. En este sentido, la gestión de la energía eléctrica es la acción más barata que puede soportar la creciente demanda de electricidad y permite el tiempo suficiente para que las empresas de servicios públicos planifiquen la inversión de nuevos planes de generación. En el lado de la demanda, la gestión de energía se utiliza para reducir el costo de la compra de energía eléctrica y las sanciones asociadas. Las técnicas están orientadas en el llenado del período valle, el recorte de la demanda pico y el mejoramiento del factor de carga del sistema.

2.5. Gestión de la demanda

La estrategia Gestión de la Demanda o también conocida como Gestión de Carga es el proceso de planificación de las actividades orientadas a modificar estratégicamente el consumo de energía de los clientes de una empresa de distribución de energía eléctrica. Es parte de un proceso de planificación integrada de recursos, que debe evaluar la oferta (unidades de generación) y las alternativas de ahorro de energía que se pueden obtener en el lado de la demanda. La estrategia de gestión de carga abarca todos los métodos centrados en la modificación de la curva de demanda de una Compañía de Distribución de Energía mediante la planificación y ejecución de diversas actividades que están diseñados para influir en los usuarios a utilizar la electricidad de tal manera, que se produce un cambio deseado en el perfil de carga. La gestión de carga interviene en el diseño, aplicación, utilización y mantenimiento de procesos para optimizar el consumo de energía eléctrica y la reducción de la demanda máxima. Objetivos múltiples, tales como la satisfacción del cliente, fiabilidad e índices de calidad pueden llevarse a cabo a través de estos programas. Las reducciones de energía y de inversión son sólo algunos ejemplos de objetivos a alcanzarse. Por otra parte, esta técnica tiene que ser capaz de predecir el comportamiento futuro de los clientes para evaluar los costos y beneficios de la estrategia. Las opciones para la aplicación de la estrategia de gestión de carga deben ser identificadas, evaluadas y aplicadas para la mejora de la eficiencia mediante la planificación de objetivos específicos,

tales como:

- Modificación estratégica de la forma de la carga.
- Aumento de las oportunidades para reducir las planillas eléctricas.
- Mejoramiento del rendimiento financiero.
- Reducir al mínimo el riesgo de los inversores.
- Maximizar la flexibilidad de planificación.
- El objetivo principal de cualquier programa de gestión de carga es mantener, lo más posible, un nivel constante de carga, permitiendo así que el factor de carga del sistema se aproxime al 100 %. Los beneficios de la aplicación de esta técnica son la reducción de la demanda máxima, la reducción de la pérdida de potencia, la mejor utilización del equipo y el ahorro mediante la reducción de los cargos por demanda pico.

Alternativas de ajuste de forma de carga Las diferentes alternativas de ajuste de forma de carga que se pueden obtener mediante los programas de gestión de demanda se presentan a continuación:

Peak Clipping (Recorte de pico)

Como se muestra en la figura 2.7 esta alternativa se centra en la reducción del Consumo de electricidad durante los períodos pico. El efecto a obtenerse es una reducción tanto de la demanda máxima como del consumo total de energía.

Valley Filling (Llenado del período valle)

Este método fomenta el uso de energía eléctrica mediante la adición de cargas durante los períodos de menor demanda del sistema eléctrico. Esta alternativa de ajuste de forma de carga está representada en la figura 2.8.

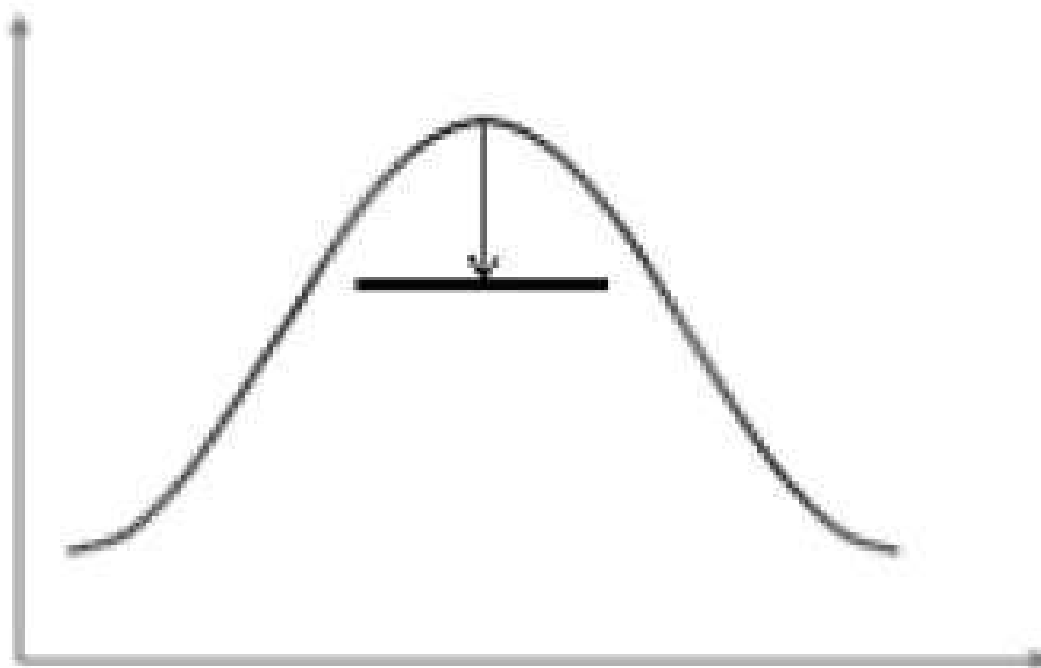


Figura 2.7: Recorte de Pico

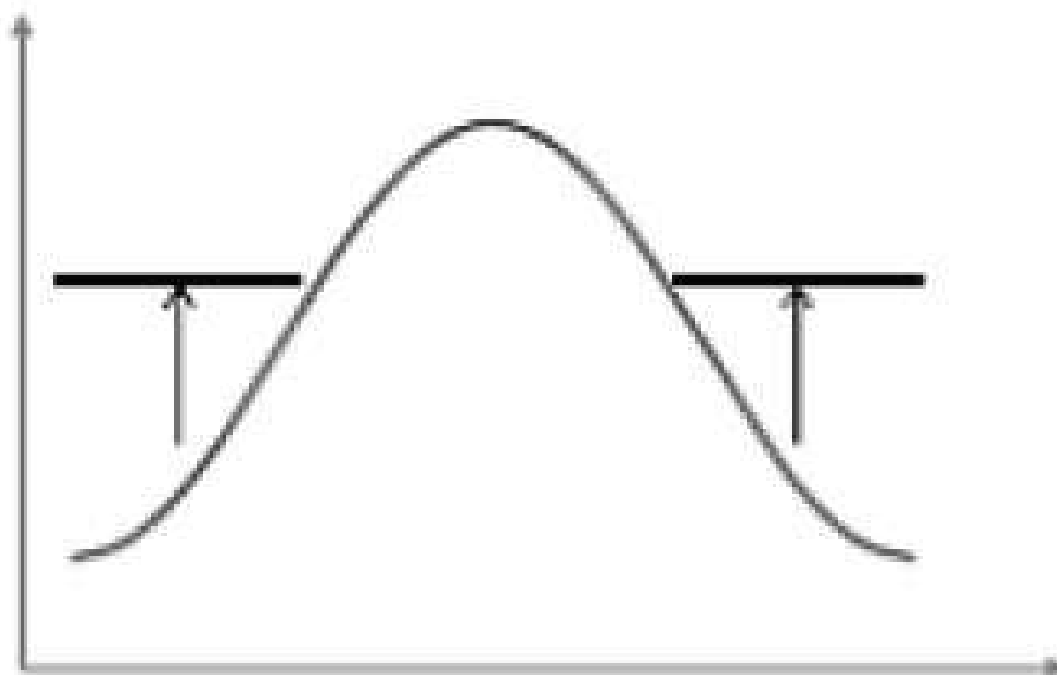


Figura 2.8: Valley Filling

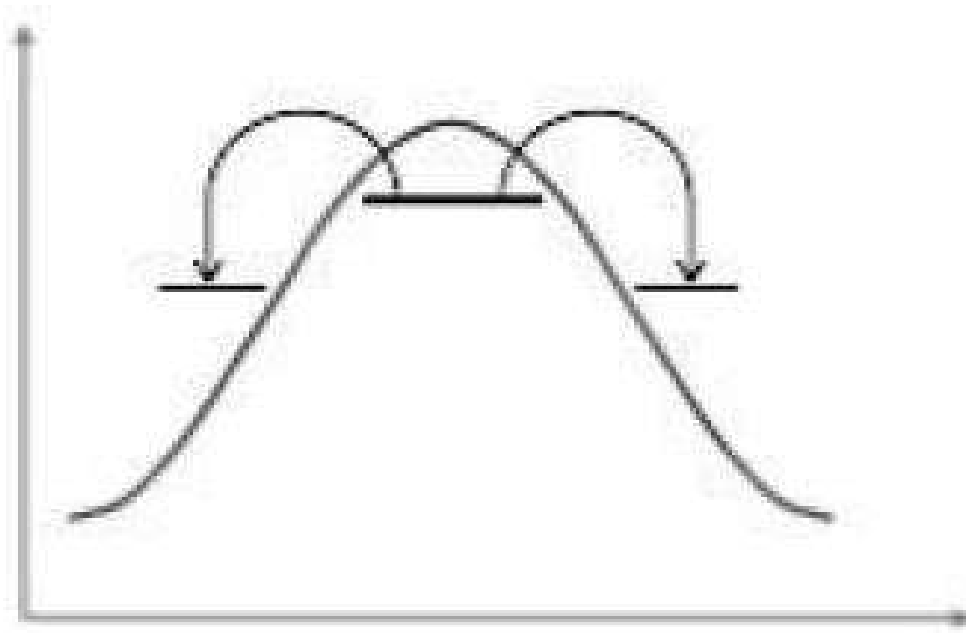


Figura 2.9: Load Shifting

Load Shifting (Desplazamiento de carga)

Se basa en el traslado de carga desde el período pico hacia los períodos de menor actividad, para cumplir con el recorte de pico y llenado del período valle. El efecto neto a obtenerse es una disminución de la demanda máxima, pero no un cambio en el consumo total de energía. Es uno de los métodos más simples de gestión de la carga, consiste en reducir la carga durante el período de demanda máxima trasladando el uso de aparatos y equipos a períodos fuera de pico como se grafica en la figura 2.9. En esta alternativa no se conmutan cargas, sólo se cambian o reprograman, por lo tanto, la producción total no es afectada.

Strategic Conservation (Conservación estratégica)

Este método se centra en la reducción de la demanda durante todas las horas del día. Los programas de conservación estratégica se fundamentan en la mejora de la tecnología para reducir el consumo eléctrico. La conservación estratégica es similar a las acciones de eficiencia energética.

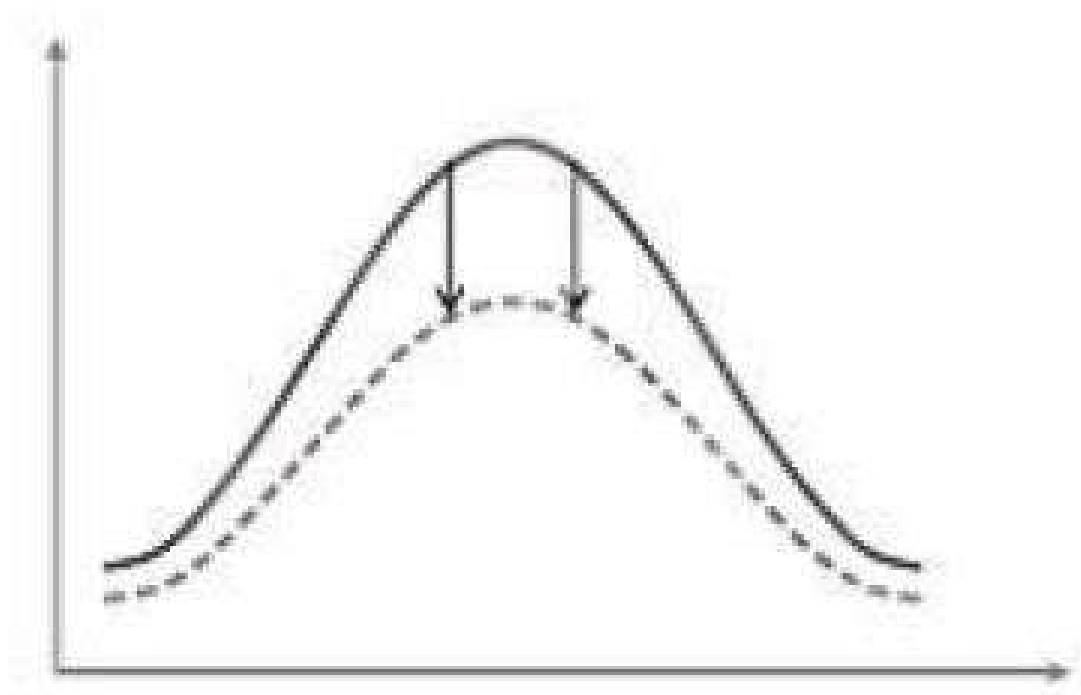


Figura 2.10: Conservación estratégica

Strategic Growth (Crecimiento estratégico)

Se refiere al crecimiento estratégico de la carga que se presenta en el despliegue de nuevas tecnologías, como en la carga de los vehículos eléctricos los cuales incrementarán estratégicamente el consumo de electricidad. La figura 2.10 ilustra el crecimiento estratégico. Todas las posibles alternativas de ajuste de forma de carga deben ser analizadas previamente para su implementación en base a los objetivos generales y a las condiciones operativas actuales, para así lograr las modificaciones del patrón de carga deseado. Al final, los proveedores y los clientes deben evaluar en conjunto todas las posibles opciones para la gestión de carga, teniendo en cuenta que el objetivo principal debe ser que el beneficio sea mutuo. Por último, después de la implementación de la estrategia más beneficiosa se debe efectuar un monitoreo para mejorar la eficacia de la alternativa elegida.

Respuesta de la demanda

Son mecanismos Peak Shaving, en los cuales los clientes de una empresa distribuidora de energía, trasladan su consumo de energía eléctrica en respuesta a una señal de precio,



Figura 2.11: Programas Industriales

incentivos, o directamente mediante la intervención del operador de la red. Los cambios en la utilización de electricidad se diseñan para ser ejecutados en periodos críticos de demanda pico o cuando las reservas del sistema eléctrico son insuficientes.

Programas industriales de respuesta de la demanda

Los mecanismos de Respuesta de la Demanda se dividen en dos grupos principales: mecanismos basados en precios dinámicos, y mecanismos de incentivo [7].

Esquemas de Precios Dinámicos

Los programas de precios dinámicos han sido diseñados para proporcionar beneficios económicos a los clientes que participan en este tipo de programas de Respuesta de Demanda. Mediante estos programas de precios variables las empresas de distribución de energía eléctrica pueden de alguna forma reducir la demanda máxima, para así balancear de un modo más eficiente el consumo de electricidad con los recursos disponibles y el costo total de producción. Las estrategias de precios dinámicos son las siguientes:

- Time of Use – TOU (Tiempo de Uso).
- Critical Peak Pricing - CPP (Tarifas de Pico Crítico).
- Real Time Pricing – RTP (Precios en Tiempo Real).

Time of Use – (Tiempo de Uso)

Las Tarifas de Tiempo de Uso (TOU) definen bloques de horas con diferentes precios, que reflejan los costos promedio de generar energía durante estos períodos, generalmente los bloques horarios están establecidos en período pico, medio y base, siendo el período pico el bloque horario de mayor precio y el período base el de menor costo de electricidad. La diferenciación de precios puede ser diaria, semanal, mensual e incluso estacional. Las tarifas de tiempo de uso son los mecanismos de precios dinámicos generalmente utilizados por las empresas eléctricas a nivel mundial. Los períodos en los que se presentan los picos de demanda, obedecen al patrón de consumo de cada sistema en particular, pero comúnmente se evidencia un pico en horas del mediodía y otro pico mayor en las primeras horas de la noche, por lo que como se puede observar en la figura, el período con la mayor tarifa se establecerá en las horas en las que se produce la máxima demanda del sistema eléctrico.

Critical Peak Pricing – (Tarifas de Pico Crítico)

Relacionado con eventos que pueden presentarse en el sistema eléctrico. Los precios se designan a horas en la que los costos de producción y los precios de mercado son elevados, debido El programa de Tarifas de Pico Crítico (CPP) es un mecanismo que está a una alta demanda o a una escasez de producción. Su propósito es minimizar el pico de consumo a través de la imposición de una tarifa eléctrica muy alta respecto a las tarifas eléctricas fijas de un único período o a las anteriormente mencionadas tarifas TOU. Sin embargo, la tarifa durante las horas pico críticas CPP, es mayor que la tasa pico para las tarifas TOU correspondientes. El cliente tiene información de los precios de estas tarifas con relativamente poca antelación a los períodos en los que se aplican. Los eventos de tarifas

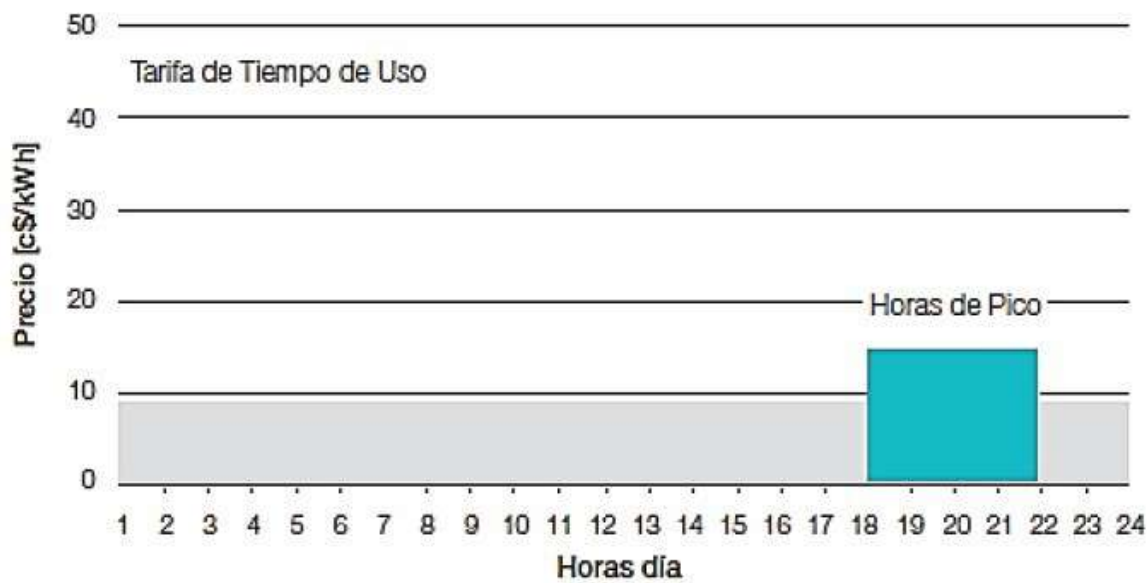


Figura 2.12: Tarifa de tiempo de uso

de pico crítico están basados en los siguientes criterios:

- Aviso de Alerta o Advertencia del Operador del Sistema Eléctrico.
- Pronósticos de emergencias del sistema que pueden declararse a nivel del circuito de generación, transmisión o distribución.
- Pronósticos de condiciones de temperaturas extremas o inusuales que afectan la demanda del sistema.
- Previsiones de carga y / o precio diario.

Estas estrategias se las puede utilizar conjuntamente con otros mecanismos de respuesta de demanda, como por ejemplo Tarifas de Tiempo de Uso. En la figura 2.13 se muestra un esquema de tarifas de pico crítico.

Real Time Pricing – (Precios en Tiempo Real)

Los mecanismos de Precios en Tiempo Real (RTP), consisten básicamente en tarifas del precio de la electricidad que reflejan el precio establecido en el mercado, valores determinados según la hora del día, la temporada y la temperatura. El programa de precios en



Figura 2.13: Tarifas de pico crítico

tiempo real proporciona ahorros flexibles cuando y como el cliente lo desee. Diseñado para las industrias con la flexibilidad de cambiar o reducir el uso de electricidad cuando los costos de energía son más altos. Estos mecanismos permiten ayudar a aliviar la demanda en el sistema de energía y aprovechar los cambios de estación para reducir las facturas de electricidad. El cliente decide los mejores momentos para que su industria utilice más o menos electricidad. Por ejemplo, la industria puede abandonar activamente el uso de energía en los días calurosos de verano durante las horas de mayor precio. Con estas tarifas no hay eventos de energía para responder y no hay requisitos mínimos para la reducción de energía. Simplemente el industrial sigue las tarifas de electricidad por hora y decide cuándo desea reducir su consumo de energía. La figura muestra la variación horaria de la tarifa eléctrica en un mecanismo de tarifa en tiempo real.

Mecanismos de Incentivo

En estos programas el cliente recibe una compensación económica o un crédito por disminuir su demanda cuando es requerido por la empresa eléctrica, por razones de seguridad de suministro o por razones económicas. A diferencia de los métodos de tarifa variable, en este caso el cliente no responde a variaciones de precios. Dado que estos métodos no

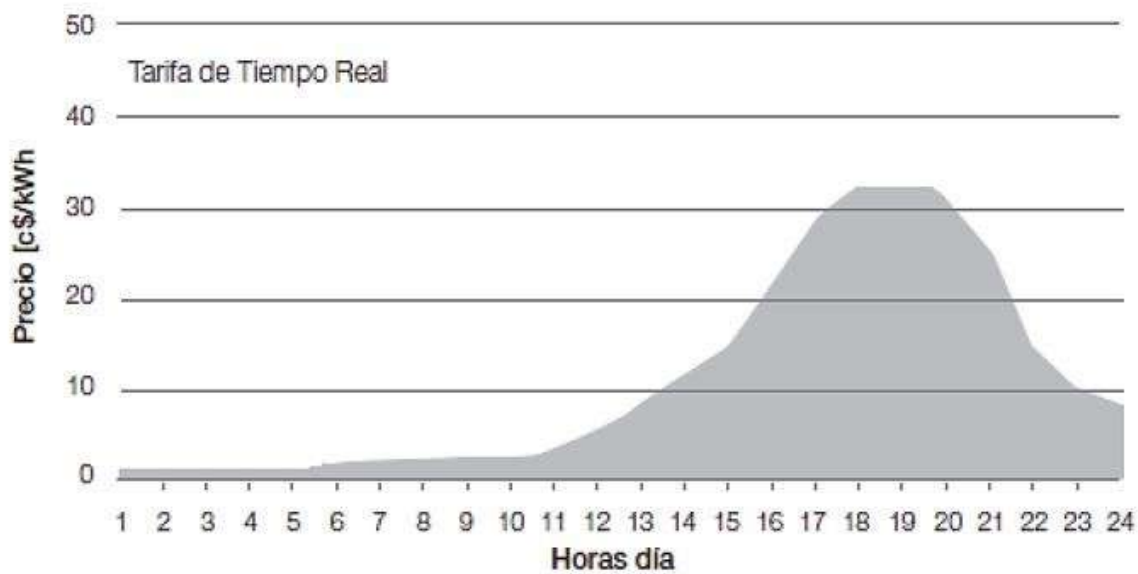


Figura 2.14: Tarifa de tiempo real

dependen de la respuesta del usuario a la variación de los precios de la electricidad, lo que es difícil de medir y anticipar, los mecanismos de incentivo proveen a la empresa de un método más confiable y predecible para el control de la demanda. Los mecanismos de incentivo presentan dos variantes que son:

- Demand Bidding Program – DBP (Programa de Ofertas de Carga).
- Control Directo de la Carga.

Demand Bidding Program – (Programa de Ofertas de Carga)

El Programa de Ofertas de Carga (DBP, por sus siglas en inglés), o también conocido como Programa de Reservas de Demanda, es un programa de ofertas que funciona durante todo el año y ofrece incentivos de precios de día siguiente (DayAhead) a los clientes que reduzcan el consumo de energía durante un evento de reserva de demanda, sin ninguna penalización si no se logra esta reducción, es decir con este mecanismo los clientes proponen disminuir su consumo de energía eléctrica a un precio definido, permitiendo a éste dos opciones: el cliente puede ofertar un precio por el cual está dispuesto a disminuir su demanda, o bien puede precisar la cantidad de demanda que estaría dispuesto a reducir

acogiéndose a los precios determinados por la empresa eléctrica. Este mecanismo se muestra atractivo a grandes clientes, ya que permite a los mismos mantenerse a una tarifa fija y a su vez ajustar su demanda si el precio del mercado es muy elevado. Beneficios del programa de reserva de demanda:

- Es un programa flexible de reservas por Internet disponible todo el año que ofrece a las industrias créditos por reducir voluntariamente su consumo de energía cuando se declare un evento de reserva de demanda.
- Un cliente participante que reduzca la energía durante un evento de reserva de demanda, recibirá un descuento en forma de un crédito en su factura dentro de los 90 días posteriores al evento.

Créditos del programa de reserva de demanda Los clientes recibirán un crédito por cada kWh de reducción de carga menos el precio de mercado de energía en tiempo real (RTP) por hora. Si el precio de mercado por hora en tiempo real es mayor que el crédito del programa de ofertas de carga (DBP) por hora, el cliente no recibirá crédito por esa hora. No hay penalizaciones por presentar una reserva y no reducir el consumo de energía.

Presentación de Ofertas de Energía Los clientes deberán presentar las ofertas de energía a más tardar a las 4:00 p.m. del día hábil que precede al evento de reserva de demanda. Las ofertas deben ser identificadas y aprobadas, la empresa distribuidora de servicios eléctricos confirmará la aceptación o rechazo de las ofertas. Los clientes pueden presentar una oferta de energía, con una duración mínima de dos horas. La cantidad comprometida de kW puede variar de hora a hora.

Control Directo de la Carga

El programa de Control Directo de Carga hace referencia a los mecanismos de manejo de la demanda en los cuales la empresa de distribución de energía eléctrica tiene la potestad para variar o desconectar las cargas de los usuarios en forma remota. El usuario obtiene a cambio una compensación directa o un crédito para los futuros pagos de la planilla

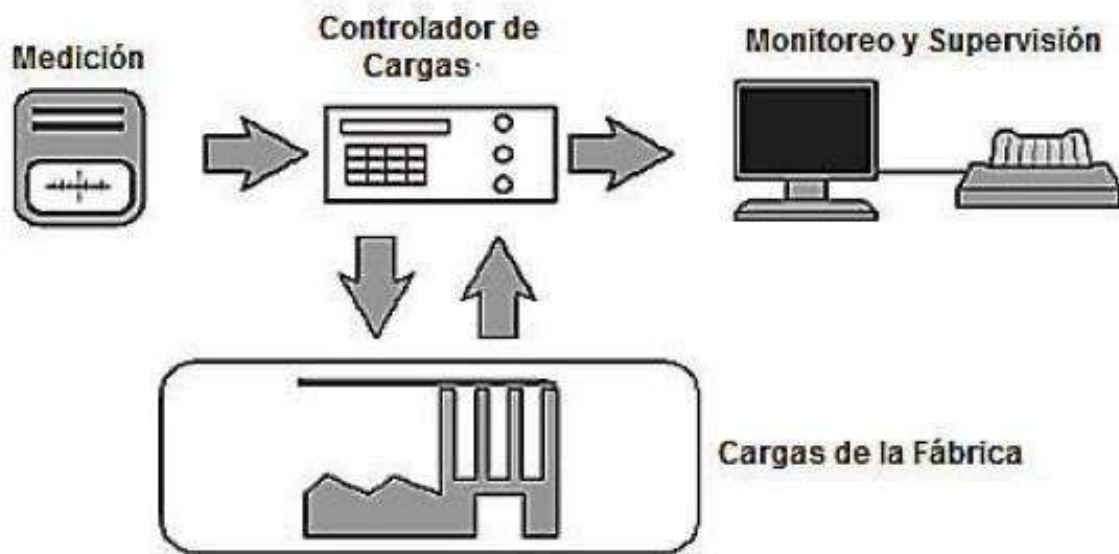


Figura 2.15: Control de cargas

eléctrica. Estos métodos están enfocados en la desconexión de equipos de acondicionamiento de aire y calentadores de agua, que la industria puede desconectarlos totalmente por un intervalo de tiempo establecido o a su vez, modificar su tiempo de funcionamiento durante cierto horario (por ejemplo, desconectarlo durante 15 minutos por cada hora del período pico). Las medidas están diseñadas para interrumpir las cargas durante el período pico por el control directo de la fuente de alimentación. Presentan la utilidad de apagar la carga directamente cuando sea necesario. Implica la reducción de picos mediante el desplazamiento de carga desde el pico hacia el período de demanda baja.

2.6. Controladores de demanda

En la figura 2.15 se observa el control de cargas que se realiza mediante dispositivos que optimizan la reducción o desconexión de potencia de la red en base a un límite preestablecido respecto a la carga máxima. El funcionamiento de un controlador de demanda puede ser activado por una señal de carga de pico transmitida (a través de radiofrecuencia, línea portadora, líneas telefónicas, etc.), o en respuesta a la variable en pico/fuera de pico.

Cuando existen las condiciones para aproximarse al punto de consigna, el dispositivo des-

conecta secuencialmente las cargas interrumpibles de acuerdo con una lista de prioridades (las menos importantes primero). Las cargas desconectadas se reasignarán automáticamente de acuerdo con una lógica programada, tan pronto como el riesgo de exceder el límite se retire. Los controladores de carga típicos tienen las siguientes partes principales:

1. Teclado para programar el equipo, estableciendo el(los) punto(s) de carga y los niveles de prioridad entre los usos finales.
2. Una visualización de los parámetros programados (consignas de carga, periodos de frecuencia, estado de encendido/apagado de cargas) y autodiagnóstico.
3. Una unidad lógica (microprocesador) que compara los niveles de demanda con los puntos de ajuste y decide las acciones de control.
4. Canales de entrada del medidor para los valores de kW/kVAr y para recibir la señal de pico de la empresa de servicios eléctricos o la señal del período tarifario desde el propio medidor.
5. Canales de entrada/salida para comandos ON/OFF y detección del estado de cargas.
6. Interfaces serie con un ordenador personal e impresora (para los controladores más sofisticados).

El control se realiza generalmente a través de un algoritmo de pronóstico; en el caso más común, la diferencia se calcula entre la energía disponible total en un período de tiempo dado (obtenida multiplicando la potencia contractual máxima por el tiempo) y la energía consumida desde el inicio del período. La relación entre esta diferencia y el tiempo restante hasta el final del período representa la potencia máxima que se puede utilizar sin exceder los límites contractuales. Estos sistemas pueden controlar cargas tripuladas y automáticas. Las cargas tripuladas son aparatos o máquinas para las que se requiere un operador; En este caso, las señales de conexión y desconexión son enviadas al operador y la medida de control consiguiente está sujeta a la aprobación del operador. Además, los sistemas más sofisticados no sólo activan y desactivan las cargas según su prioridad, sino que también pueden programarse para tener en cuenta tanto la potencia absorbida por

las cargas como las necesidades particulares de las propias cargas. Por ejemplo, se puede ajustar el tiempo de desconexión máximo y mínimo para cada carga y también es posible establecer un tiempo mínimo de operación entre dos desconexiones consecutivas.

2.7. Auto generación en hora pico

Los altos costos de las planillas eléctricas en los períodos de demanda máxima del sistema eléctrico, hacen que la autogeneración durante el período pico sea una alternativa interesante para los grandes consumidores industriales, ya que una industria al autoabastecerse de energía eléctrica en este período, evita el uso de electricidad proveniente de la empresa de servicios eléctricos y así reduce el consumo de energía y los costos involucrados por demanda máxima. Estos equipos también pueden proporcionar energía de reserva para cubrir la energía reducida que se obtenga de los proveedores cuando se ejerza una cláusula de carga interrumpible, en un contrato de suministro o a su vez en caso de interrupción del servicio eléctrico, con lo cual se da un mayor aprovechamiento de los grupos electrógenos disponibles en la mayoría de industrias. Las instalaciones que poseen y operan mediante esta estrategia presentan un perfil de carga más constante a la red y se benefician económicamente a través de la reducción de los cargos por demanda y la reducción de los costos de compra de energía a la empresa distribuidora de energía.

La estrategia de autogeneración en horario pico permite generar energía localmente durante el período pico, es decir cuando los costos son más altos y cambiar (switchear) al suministro de energía normal durante las horas de bajo costo. Los sistemas de autogeneración “Peak Shaving” utilizan generadores y equipos en paralelo, los cuales permiten al generador monitorear la red eléctrica, sincronizar las frecuencias con la red y poner en marcha al equipo cuando sea necesario. La autogeneración en horario pico tiene varias alternativas de funcionamiento, que están relacionadas de acuerdo al uso y aplicación que se le quiera entregar al grupo electrógeno, estas alternativas se mostrarán más adelante en este capítulo.

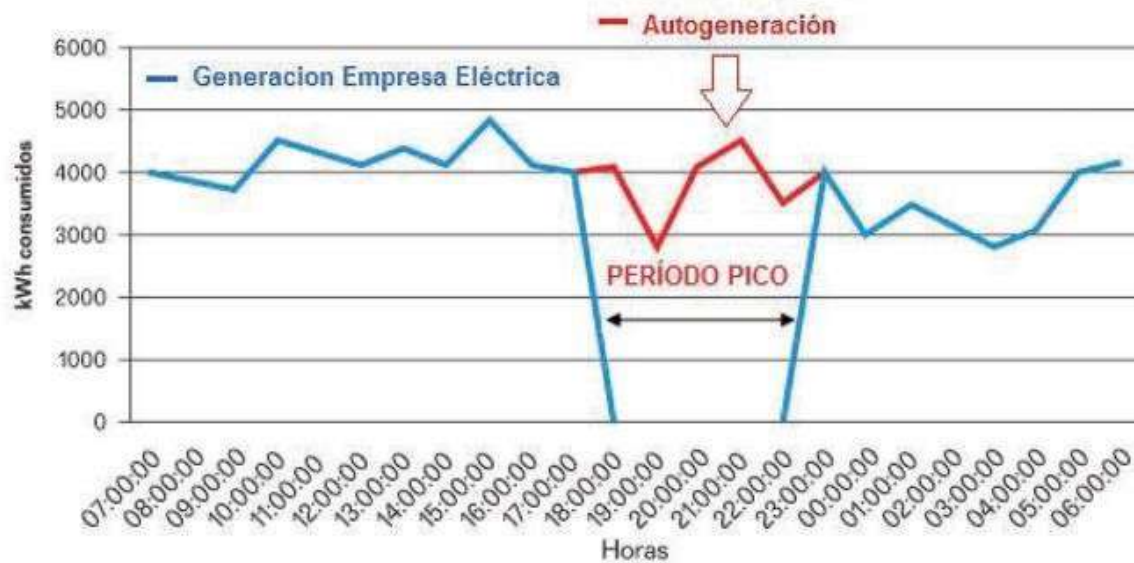


Figura 2.16: Estrategia de autogeneración

2.8. Definición de Términos Básicos

- Demanda: Es la potencia requerida por un sistema o instalación eléctrica.
- Carga: Componente conectado un circuito eléctrico capaz de consumir energía.
- Aplanar curva de demanda: Conseguir demanda de energía eléctrica a niveles de muy poca variación.
- Hora Pico: Franja horaria de mayor demanda de energía eléctrica (18:00 y 22:00hs. en verano; 17:00 y 21:00hs. en invierno)

Parte II

Resumen Ejecutivo

Capítulo 3

Resumen Ejecutivo

3.1. Descripción del trabajo

Este proyecto de investigación consiste en la evaluación de propuestas y tecnologías para aplanar las curvas de demanda de alimentadores en 23 kV céntricos de la ciudad de Coronel Oviedo. Utilizando diferentes técnicas revisadas y utilizadas en otros países, principalmente se desarrollaron las encuestas a modo de medir la aceptación de una tarifa diferenciada por clientes residenciales, por otra parte se desarrolló de manera técnica simulaciones inyectando otras fuentes de generación a la red de media tensión.

3.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

Se evaluó la demanda de los alimentadores en 23 kV céntricos, en primera instancia, utilizando métodos numéricos por lo que esta parte inicial del trabajo se puede considerar cuantitativa totalmente, ya que utilizando herramientas estadísticas se llega a valores numéricos que caracterizan la demanda de energía eléctrica de una zona.

Posteriormente se desarrollan los métodos, herramientas y técnicas, en un escenario de simulaciones y encuestas sociales, a fin de mejorar la curva de demanda en estos alimentadores, por lo que se plantean en un marco descriptivo, ya que se desarrollan de manera

a describir los procesos necesarios para la obtención de resultados.

3.2. Justificación

Las entidades prestadoras de servicios de distribución de energía eléctrica siempre apuntan a una mejor calidad tratando de evolucionar constantemente, propiciando implementaciones de mejoras para cumplir con los usuarios. Debido al estado de sobre carga de las infraestructuras de distribución de la ANDE en periodos de picos de demanda de energía, hemos visto que esto ocasiona un impacto en la red eléctrica que se refleja en la calidad de servicio recibida por los usuarios.

En este proyecto se busca proporcionar alternativas para aplanar la curva de demanda de energía eléctrica en zonas urbanas a través de diferentes análisis de factibilidades técnicas a implementar. Los principales beneficiarios de este proyecto serán tanto el cliente a través de una mejor confiabilidad del sistema de distribución de energía en los horarios de punta de carga, así también en el ahorro que pueden obtener de la factura de consumo eléctrico y la ANDE mejorando el desempeño de las infraestructuras de distribución quedando a niveles seguros de operaciones en la franja horaria mencionada, además de evitar la necesidad de aumentar la capacidad de los componentes del sistema eléctrico.

3.3. Finalidad del proyecto

En este trabajo se busca obtener datos del comportamiento de la demanda y la influencia de técnicas de aplanamiento de curvas.

3.4. Metas

Plantear al menos dos métodos de reducción de la curva de demanda.

3.5. Objetivos

3.5.1. Objetivos generales

Proponer alternativas para aplanar la curva de demanda eléctrica en zona urbana de Coronel Oviedo del sistema de distribución de energía eléctrica de la ANDE.

3.5.2. Objetivos específicos

- Relevar datos estadísticos de la ANDE referente a la demanda de energía eléctrica.
- Estudio de técnicas para aplanar curva de demanda eléctrica.
- Ejecutar análisis de factibilidad y el impacto de la posible implementación de técnicas más comunes para aplanar curva de demanda de energía eléctrica.
- Elaborar propuestas de estrategias para aplanar curva de demanda.

3.6. Beneficiarios

Principalmente se beneficiaría con este trabajo la ANDE, y los usuarios al recibir un mejor servicio de la empresa.

3.7. Producto

Métodos de aplanamiento de curva de demanda.

3.8. Localización física y cobertura espacial

Este proyecto se desarrolla en la ciudad de Coronel Oviedo, en el departamento de Caa-guazú, Paraguay.

3.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Revisión bibliográfica.
- Relevamiento de datos de demanda.
- Procesamiento de datos obtenidos.
- Reducción del universo seleccionando un alimentador.
- Elaboración de propuestas de aplanamiento de curva.
- Elaboración de políticas para el mejoramiento de la curva de demanda.

3.10. Recursos necesarios

3.10.1. Recursos humanos

Se utilizaron los siguientes recursos humanos:

- Universitario proyectista.
- Guía.
- Personal de la empresa ANDE.

3.10.2. Recursos materiales

- Computadora.
- Software de analisis.
- Encuestas.
- Biblioteca virtual.

3.11. Costos

Se plantean los costos asociados al desarrollo de este proyecto.

Parte III

Ingeniería de Diseño

Capítulo 4

Evaluación de las curvas de demanda

En este capítulo se evalúan las demandas de los alimentadores céntricos de la ciudad de Coronel Oviedo, en este caso se estudian tres alimentadores denominados COV-06, COV-05 y COV-03, los cuales se encargan de suministrar energía eléctrica en media tensión a los siguientes barrios de la ciudad:

- Centro
- José Maria Alfonso Godoy
- 12 de Junio
- Cruce
- San Isidro
- San Juan
- Cerrito
- Las Mercedes
- Santa Lucia
- San Miguel

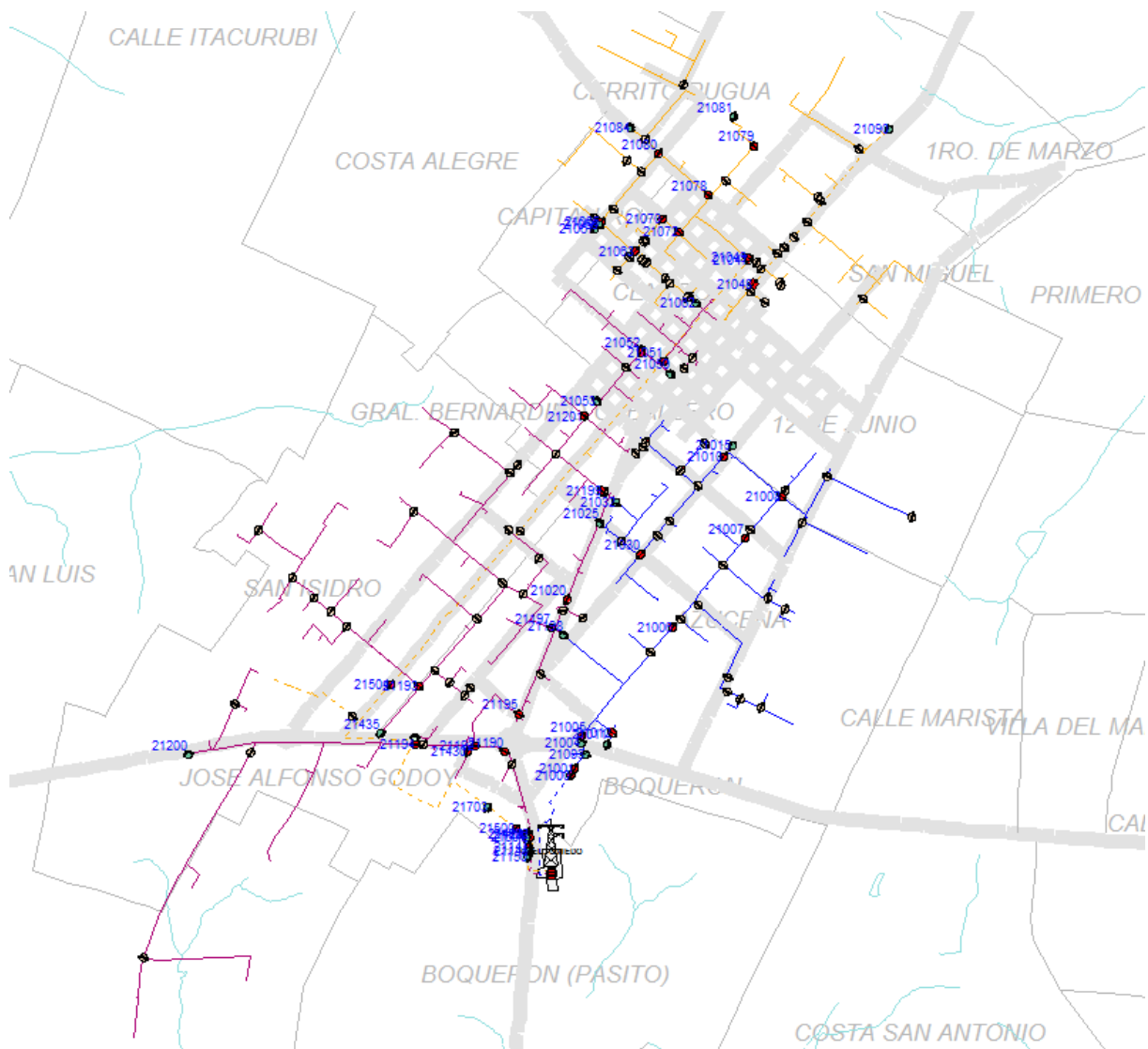


Figura 4.1: Alimentadores COV-03-Azul, COV-05-Lila y COV-06-Naranja

En la figura 4.1 se visualizan los alimentadores mencionados, sirviendo a los barrios citados, estos parten de la Estación Coronel Oviedo, con una potencia instalada de 82 MVA en 23 kV. según datos del Departamento Regional de Transmisión de la ANDE, esta potencia instalada se compone de dos transformadores de 220/23 kV de 41,7 MVA cada uno, estos se encuentran a un factor de utilización del 82 % y 79 % respectivamente.

Los alimentadores mencionados en 23 kV suelen tener las siguientes características:

- Tensión nominal: la tensión nominal del sistema es de 23 kV.
- Diseño simétrico: el diseño de estos alimentadores es simétrico para garantizar un equilibrio en las corrientes trifásicas, en el caso del COV-03 y COV-05, el alimentador COV-06 posee algunas derivaciones monofásicas y trafos monofásicos.
- Longitud del alimentador: los alimentadores tienen una longitud máxima de 8 km.
- Protección: Estos alimentadores cuentan con sistemas de protección, específicamente con relés de sobrecorriente, para garantizar la seguridad del sistema, además se instalaron a lo largo de estos nuevos equipos de maniobra/protección a fin de transferir cargas de uno a otro.
- Seccionadores: se utilizan seccionadores para la conexión y desconexión de tramos del alimentador, como también para la realización de maniobras y operaciones de transferencia.
- Transformadores de distribución: se utilizan transformadores de distribución para adaptar la tensión de 23 kV a los niveles de tensión requeridos por los usuarios, en la mayoría de los casos de tipo trifásico, como se mencionó anteriormente solo el alimentador COV-06 posee transformadores de tipo monofásicos.
- Conductores: los conductores utilizados en los alimentadores tienen salidas de cobre subterráneas con aislamiento total a 23 kV, el COV-3 posee conductor protegido como troncal y derivaciones aéreas desnudas, el COV-05 posee troncal en conductor protegido por 4 km y posterior conductor desnudo, el alimentador COV-06 posee conductor desnudo en toda su troncal.

- Capacidad: la capacidad del alimentador se determina en función de la demanda de carga de los usuarios conectados al sistema.

En resumen, estos alimentadores en 23 kV tienen un diseño simétrico y están diseñados para garantizar un equilibrio en las corrientes trifásicas. También cuentan con sistemas de protección y seccionadores, y utilizan transformadores de distribución para adaptar la tensión a los niveles requeridos por los usuarios.

4.1. Análisis de curvas

El relevamiento de datos se realiza desde la base de datos de la ANDE, del sistema SCADA utilizado para monitorear el sistema eléctrico nacional, se solicita a esta base de datos la demanda en formato de corriente de las tres fases, potencia activa y reactiva y fechas, estos registros se capturan en un promedio de 1 hora, en este caso se utilizan los datos del año 2022.

Se procesaron estos datos utilizando el lenguaje de programación Python 10 como herramienta de análisis estadísticos, considerando la corriente de salida de los alimentadores en estudio, siendo los principales en el servicio de la carga céntrica de la ciudad.

Los datos de demanda se obtuvieron en formato CSV (archivo delimitados por comas), con los campos mencionados anteriormente, primeramente se descartaron los datos fuera de rango, como corrientes muy altas por perturbaciones de la línea o cortocircuitos, cabe destacar, que estos registros dependen exclusivamente del sistema SCADA, el inconveniente del mismo es la pérdida de señales, por lo que existen vacíos en estos registros por ende no fueron recabados los datos en su totalidad, sin embargo, suficientes para la realización de una caracterización de la carga.

Una vez escarbado y limpiado los datos se procedió a buscar los valores máximos de corriente para cada alimentador, para comprender la cargabilidad de la red y el comportamiento de la curva de demanda.

Como criterio de análisis se utiliza la media móvil. La media móvil es una herramienta

estadística utilizada para analizar una serie de datos en el tiempo y suavizar las fluctuaciones a corto plazo. Consiste en calcular el promedio de un conjunto de datos en un período determinado de tiempo y desplazar ese promedio a lo largo del tiempo. Esta característica de suavizado es el porque se opta por esta herramienta de análisis.

La fórmula para calcular la media móvil es la siguiente:

$$MA = \frac{x1 + x2 + \dots + xn}{n} \quad (4.1)$$

Donde n es el número de datos que se están promediando y los datos se refieren al conjunto de valores de la serie temporal que se desea suavizar.

Existen diferentes tipos de media móvil, como la media móvil simple (SMA), la media móvil exponencial (EMA) y la media móvil ponderada (WMA). Cada una de estas técnicas tiene sus propias ventajas y desventajas, y su elección depende del objetivo del análisis y de la naturaleza de los datos. En este caso se utiliza la opción mas simple.

Entonces se evaluaron las demanda de los alimentadores, con su respectiva media móvil, en el apéndice A.1.1, se muestran la curva de demanda en unidades de KW, y su respectiva media móvil con un desplazamiento de 24 registros.

En la sección A.1.2 del apéndice, se presenta la curva de diferencia entre la demanda en kW y la media móvil, a fin de conocer los valles y los picos de la demanda respecto al elemento promedio, también se trazan las dispersiones obtenidas de la diferencia trazada con sus valores positivos y negativos. Se obtienen lo siguiente en cuanto a la dispersión de la diferencia:

- COV-03: 0,421347653176479 MW
- COV-05: 0,797325994591762 MW
- COV-06: 0,734103221681874 MW

A modo de ejemplo o mejor comprensión se presenta la figura ilustrativa 4.2:

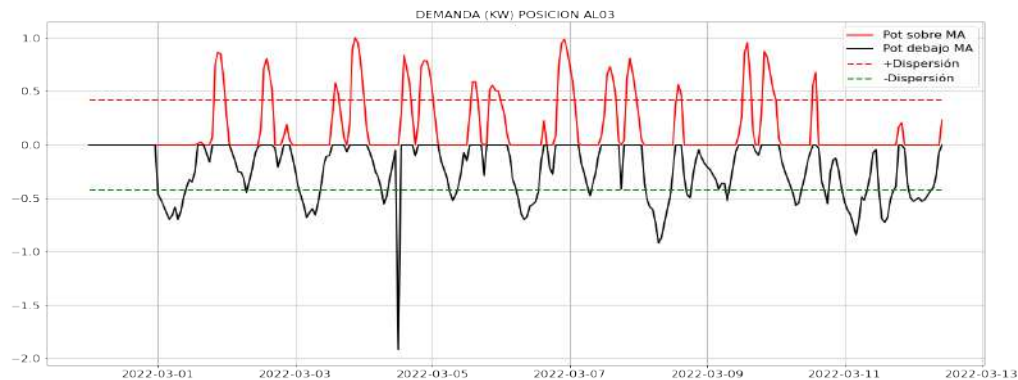


Figura 4.2: Demanda en días de mayor producción COV-03

Donde el valor superior de la curva en color rojo es el valor por encima de la media móvil y el de color negro es el valor por debajo.

También se evaluó la demanda en los días de mayor producción por alimentador, con el objeto de observar los horarios en los cuales se producen los valles y los picos de demanda.

En las figuras 4.3, 4.4, 4.5, se aprecian las curvas de demanda en los tres días de máximos valores, caracterizando en los tres casos, el pico desde las 12:00 hasta las 17:00.

Para lo que sigue en esta investigación se opta por seleccionar el alimentador COV-03, por la baja dispersión de la media móvil respecto a la demanda, y se toma como muestra de los alimentadores que alimentan la zona urbana de Coronel Oviedo.

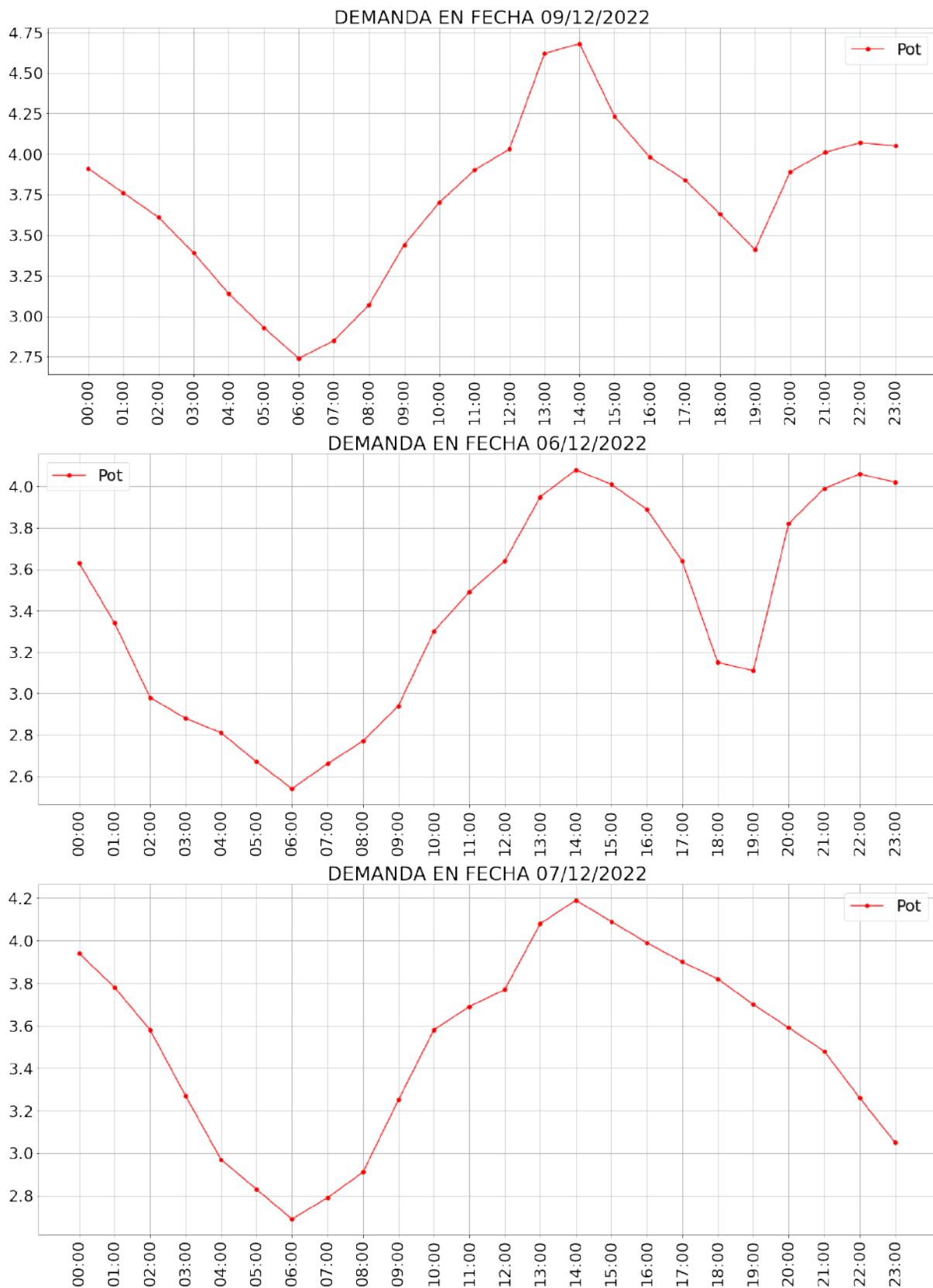


Figura 4.3: Demanda en días de mayor producción COV-03

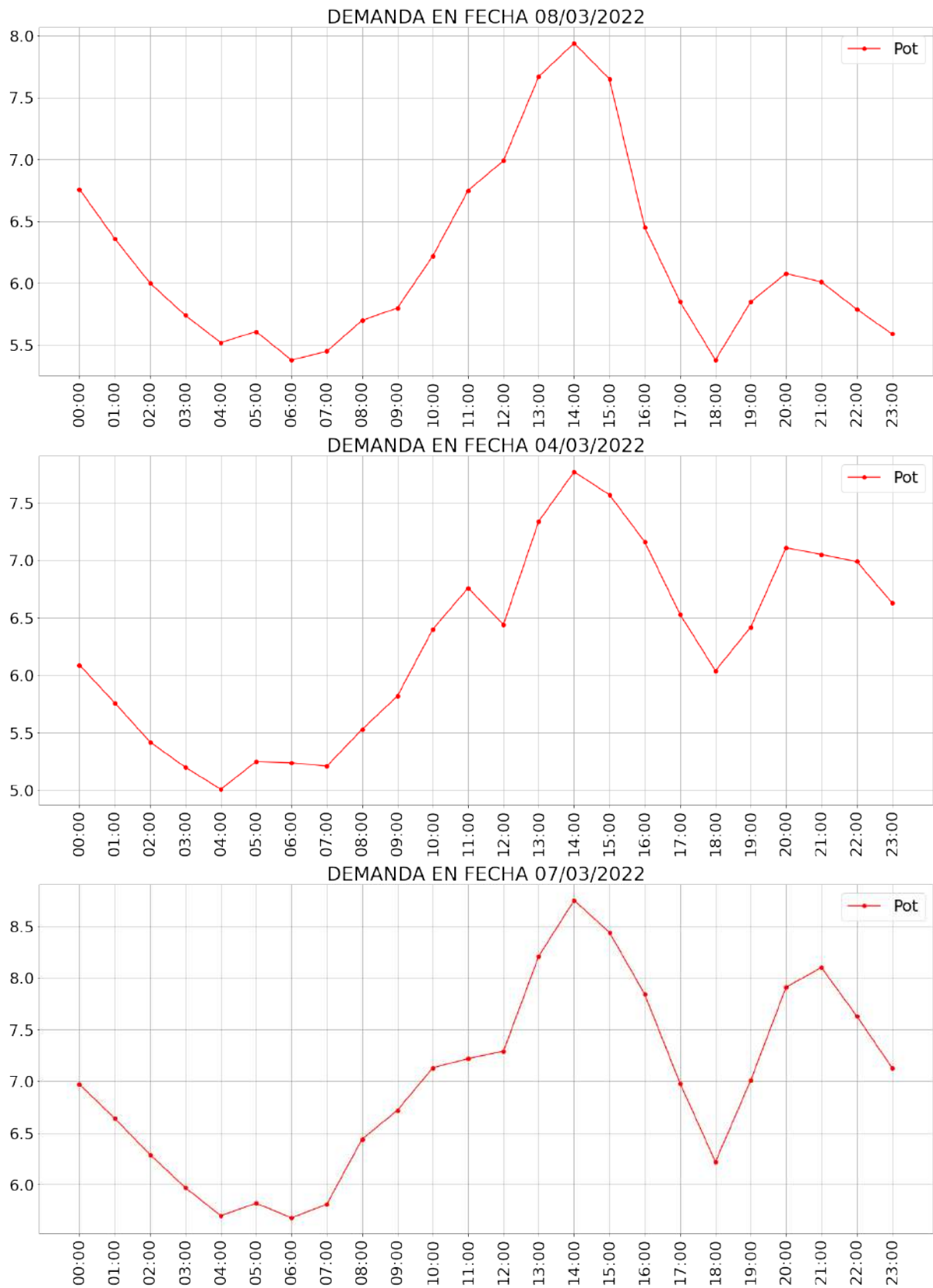


Figura 4.4: Demanda en días de mayor producción COV-05

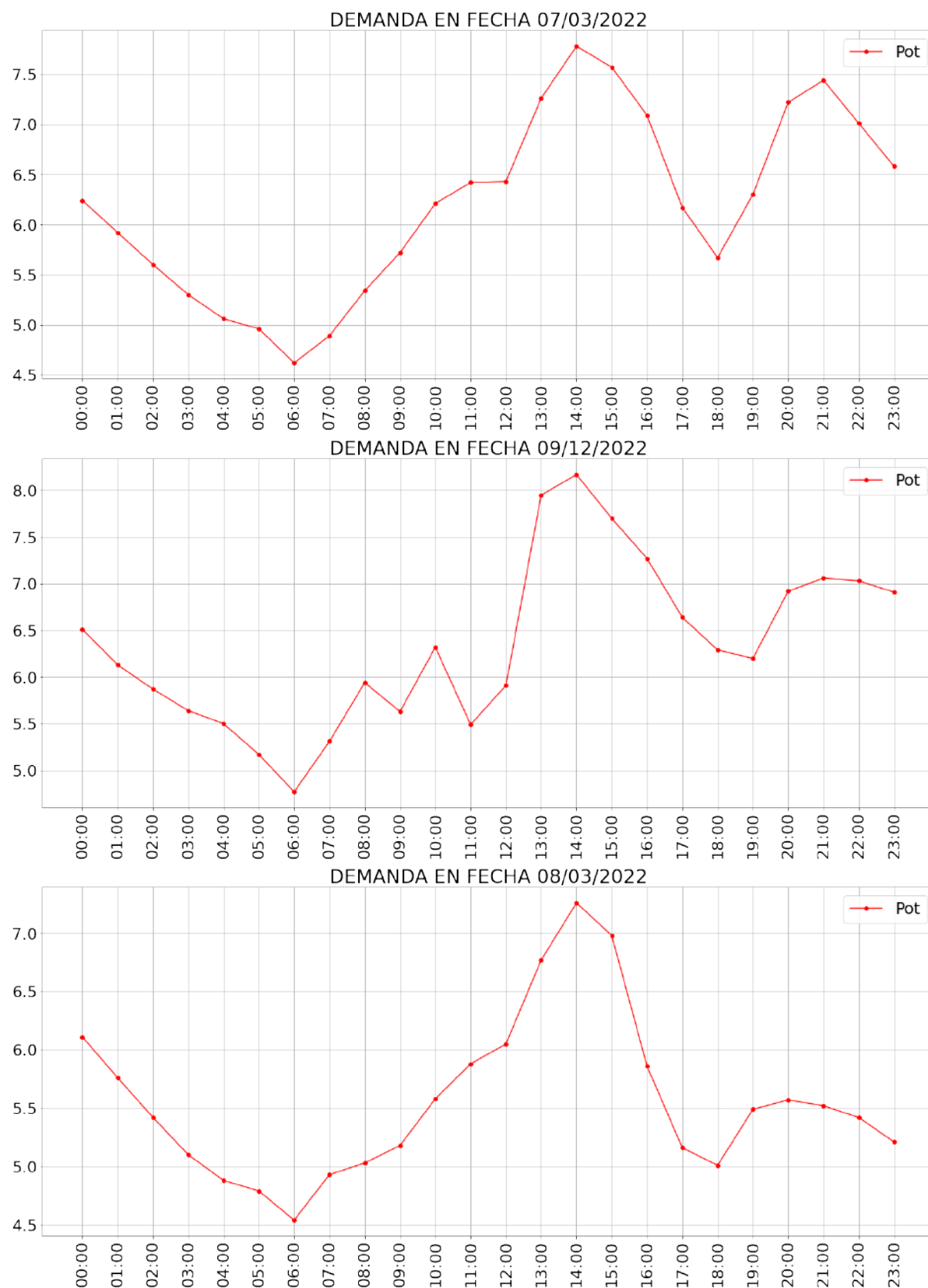


Figura 4.5: Demanda en días de mayor producción COV-06

Capítulo 5

Aplanamiento de curvas

5.1. Técnicas de aplanamiento de curva

Para aplanar la curva de demanda de energía eléctrica, hay varias técnicas que se pueden utilizar, las que se estudiaron son:

Tarifas diferenciales: se puede establecer una estructura de tarifas diferenciales para alentar a los usuarios a consumir energía durante los períodos de menor demanda. Por ejemplo, se pueden ofrecer tarifas más bajas para el consumo de energía fuera de las horas pico. En este trabajo se realizó una encuesta a clientes de los alimentadores estudiados, tomándose una muestra para el caso, donde se busca conocer la adhesión de estos clientes en caso de que la empresa llegase a implementar este tipo de tarifas a sus clientes comerciales y residenciales. Actualmente existe una tarifa diferenciada para clientes de la categoría industrial.

Energía renovable: el uso de fuentes de energía renovable como la energía solar o eólica puede ayudar a suavizar la curva de demanda al reducir la dependencia de los combustibles fósiles y alentar el consumo de energía durante los períodos de mayor producción de energía renovable.

Almacenamiento de energía: el almacenamiento de energía, como baterías de almacena-

miento de energía, puede ayudar a suavizar la curva de demanda al permitir que la energía generada durante los períodos de menor demanda se almacene para su uso durante los períodos de mayor demanda.

Programas de eficiencia energética: se pueden establecer programas de eficiencia energética para alentar a los usuarios a reducir su consumo de energía en general. Por ejemplo, se pueden ofrecer incentivos para la instalación de equipos de eficiencia energética, como bombillas LED o electrodomésticos de alta eficiencia.

5.2. Propuesta de tarifa diferencial

En esta sección se propone el reducir la tarifa del cliente o crear alternativas de compensación económica las cuales serán aplicadas si el usuario accede a realizar algunas acciones sobre el uso de su energía de tal forma que esta tenga incidencia en la curva de demanda de todo el sistema.

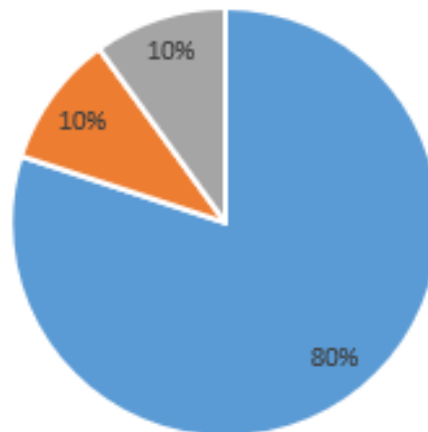
Para ello se aplicó una encuesta, el cual brinda mayores detalles en los resultados con gráficos ilustrativos.

Se definieron claramente los objetivos de la encuesta. El cual consistió en la obtención la intención de una población a integrarse dentro un grupo tarifario opcional.

Como público objetivo, se tomaron una población aleatoria de usuarios residenciales y comerciales conectados al alimentador COV-3 que cuenta con 5.300 usuarios aproximadamente. La encuesta se realizó de manera más breve posible tomando una muestra de 2 %. Con el formato de encuesta cerrada. Se proporcionaron opciones de respuesta exhaustivas y mutuamente excluyentes para las preguntas de opción múltiple. Se aseguró el anonimato y la confidencialidad de los encuestados.

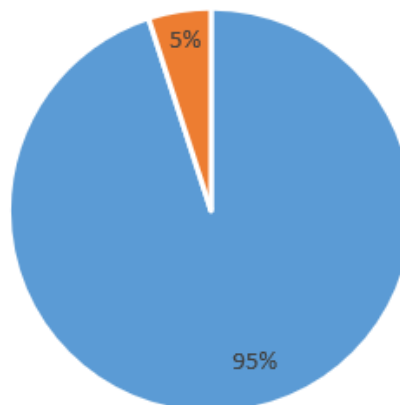
¿Puedes mencionar algunas acciones específicas que se pueden tomar para mejorar la eficiencia energética en el hogar?

■ administración de iluminación ■ eficiencia de electrodomesticos ■ No conoce



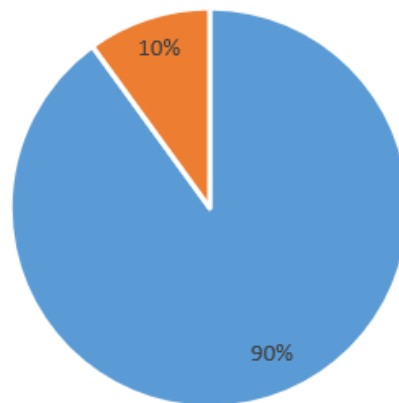
¿Conoces algún programa o iniciativa gubernamental que promueva la eficiencia energética? ¿Cuál?

■ no conoce ■ motivación del Electromovilidad



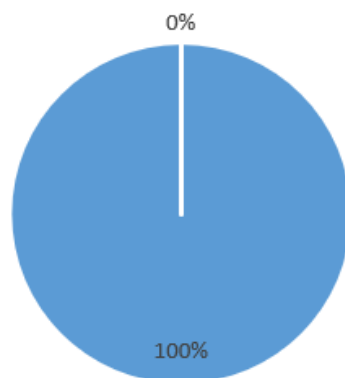
¿Crees que la mejora en la eficiencia energética puede afectar tu factura de energía?

■ si ■ no sabe

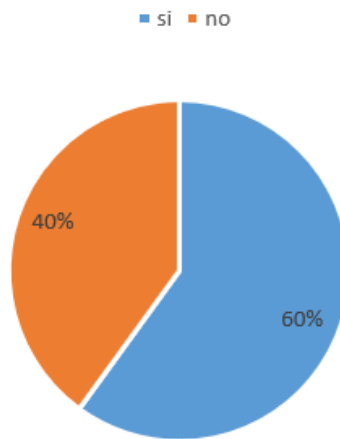


¿Te gustaría recibir más información sobre los beneficios y las estrategias para mejorar la eficiencia energética en tu hogar?

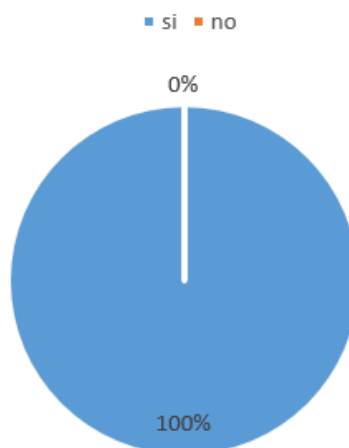
■ si ■ No



¿Has tomado alguna acción personal para reducir tu consumo energético y mitigar su impacto ambiental?

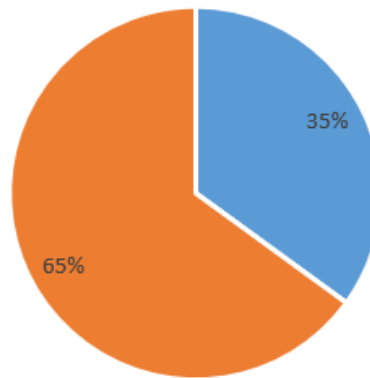


¿Consideras que el gobierno y las empresas tienen la responsabilidad de promover el consumo energético sostenible ?



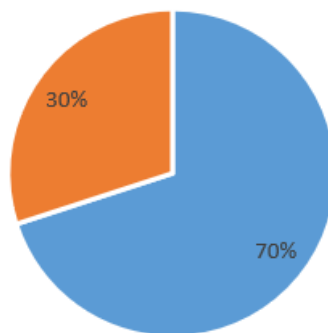
¿Qué barreras crees que existen para mejorar la eficiencia energética en tu hogar?

■ Desconocimiento ■ Económico



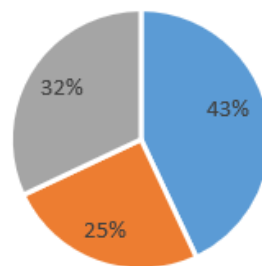
¿Estarías dispuesto(a) a invertir en mejoras o tecnologías más eficientes en tu hogar, a pesar de los costos iniciales?

■ No ■ Si



En otros países existe una tarifa diferenciada, esto quiere decir que en ciertos horario el costo de la energía es mas barata. Si este sistema se implementará como politica de la empresa, qué tanto aprovecharías la tarifa?

■ Mucho ■ Intermedio ■ Poco



¿Qué incentivos o beneficios te motivarían a tomar medidas para mejorar la eficiencia energética en tu hogar?

■ Reducción del CT ■ Subsidio por compra de ED ■ Otros

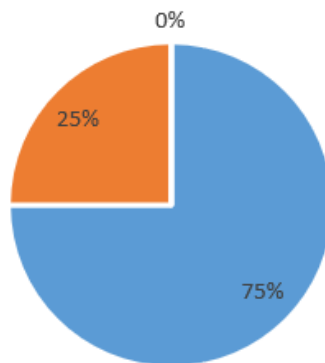


Figura 5.1: Resultados de la encuesta

En la figura 5.1 se observan los principales resultados obtenidos en la encuesta.

Se definieron claramente los objetivos de la encuesta. El cual consistió en la obtención de la intensión de una población de integrarse dentro de un grupo tarifario opcional. Este grupo tarifario propuesto tiene como propósito la de sugerir a la Administración Nacional de Electricidad un nuevo grupo de consumo, que brinda reducción del costo de energía

por kWh considerando dos opciones, una de ellas si los usuarios mejoran la eficiencia energética de su instalación, ya sea con la incorporación a sus instalaciones de elementos con cierto nivel de eficiencia, o adecuando su consumo de tal forma a tener un impacto que modifique la curva de demanda, tendiendo a que esta sea más plana. En que consiste esa adecuación de consumo, no es más que reducir el costo de energía si los usuarios utilizan la misma dentro de un horario que este fuera de los picos de demanda, enfatizando a llenar los valles de la curva con este incentivo tarifario. Este método involucraría toda una nueva ingeniería de diseño en medición por el tipo de tarifa que se propone.

5.3. Análisis de factibilidad de generación no convencional y almacenamiento de energía

En este apartado se analiza dos escenarios. La primera considerando almacenar energía de la red, ubicando estaciones de almacenamiento por medio de banco de baterías, de tal forma a reducir las perdidas eléctricas y aplanar la curva de demanda. Los detalles de este análisis se muestra en el siguiente apartado.

La segunda opción es la de instalar fuentes de generación fotovoltaica de forma distribuida, apuntando a aplanar la curva de demanda. Para dicho cometido, en apartados siguientes se muestran los dimensionamientos que sirven de fundamento para el objetivo propuesto.

5.3.1. Estación de baterías

Para este análisis se estudio la curva de demanda del alimentador COV3 el cual se puede visualizar en el apartado de anexos. Dicha curva arroja los siguientes resultados:

I_R máx	I_S máx	I_T máx	D_MA
127	122,91	123,31	0,42

Tabla 5.1: Corriente máxima del alimentador COV03

Los valores de la tabla 5.1 muestran los máximos de corriente del alimentador y el valor de la dispersión el cual es la diferencia de los máximos y mínimos de la curva de demanda con la media móvil de dicha curva, es decir, los bloques de energía de carga y descarga que requiere banco de baterías para aplanar la curva de demanda. Entonces para calcular la capacidad de descarga es necesario tomar todos los valores de la dispersión por encima de la media. De manera análoga se determina la capacidad de carga del banco tomando los valores de las áreas que están entre la media y los valores mínimos.

En resumen la descarga del banco de baterías se da cuando el valor de la curva de demanda supera el valor de la media móvil, esta energía debe ser cubierta por el banco para aplanar dicha curva. De manera similar al análisis anterior, el banco debe cargarse para poder cubrir la descarga, la condición de carga se origina cuando la curva de demanda esta por debajo de la media móvil. En la siguiente tabla se presenta los valores de carga y descarga obtenidos del alimentador COV03

Condición	MWh/día
Carga	3,88
Descarga	1,2

Tabla 5.2: Valores de carga y descarga requeridos por el banco de baterías

Con estos valores se puede tener la certeza de que el banco tendrá la capacidad de cubrir la necesidad energética del alimentador COV03 debido a que la carga > descarga. No obstante hay que tener en cuenta que para escoger la tecnología de fabricación idónea deben cumplirse ciertas especificaciones de la norma IEC 61427 el cual se detalla en la siguiente tabla:

Variable	Magnitud	Unidad de medida
Eficiencia carga/descarga	80-95	%
Ciclos	2000	veces
Velocidad de recarga	-	-
Velocidad de descarga	C1	-
Profundidad de descarga	80	%

Tabla 5.3: Especificaciones de la batería

Estos valores deben cumplirse debido a la exigencia del comportamiento de la curva

de demanda, ya que existe la necesidad de pasar de un estado de carga a una tasa de descarga rápida respecto a la media móvil como se puede observar en el apartado de anexos. También es necesario seleccionar el tipo de batería, es decir, los elementos químicos que lo conforman.

5.3.1.1 Elección del tipo de baterías

Tomando en cuenta la tabla 5.3 se confecciona una tabla considerando el método cualitativo por puntos [?].

Factores	Grado	Puntaje
F1	Mala	0
	Buena	5
	Muy Buena	10
F2	Costo inicial alto	0
	Costo inicial promedio	5
	Costo inicial bajo	10
F3	Baja profundidad de descarga	0
	Profundidad de descarga media	5
	Alta profundidad de descarga	10
F4	Vida útil corta	0
	Vida útil media	5
	Vida útil larga	10
F5	Costo alto de mantenimiento	0
	Costo medio de mantenimiento	5
	Costo bajo de mantenimiento	10

Tabla 5.4: Factores y puntuación para la selección de baterías

Con esta tabla es posible cotejar los distintos tipos de tecnologías de fabricación de las baterías seleccionando la idónea al uso que se le desea dar. Por ello en la siguiente tabla se puede ver la batería seleccionada.

Como se observa en la tabla 5.5 la tecnología de batería estacionaria es la más acorde a utilizar debido al perfil de carga presentado, en la tabla 5.6 se presentan las prestaciones de la batería seleccionada.

Factores	Peso (%)	Pb - Ácido		Pb - Ácido mejorado		Batería estacionaria	
		Calif.	Pond.	Calif.	Pond.	Calif.	Pond.
F1	0,3	0	0	5	1,5	10	3
F2	0,2	10	2	10	2	0	0
F3	0,2	0	0	5	1	10	2
F4	0,2	0	0	5	1	10	2
F5	0,1	5	0,5	10	1	10	1
Total de puntos	1		2,5		6,5		8

Tabla 5.5: Comparación y puntuación para la elección del tipo de batería

Descripción	Batería Estacionaria
Nivel máximo de descarga	80 %
Auto descarga	<3 %
Vida útil	20 años en C10
Mantenimiento	Verificar el electrolítico después de par de años

Tabla 5.6: Características de la batería estacionaria. [?]

5.3.1.2 Dimensionamiento del banco de baterías

Como en el apartado de elección de tipo de baterías se definió la tecnología, en este se dimensiona la capacidad del conjunto de las baterías. Para realizar el calculo se considera la cantidad de energía que debe ser descargada, según la tabla 5.2 es de 1,2 MWh/día. Hay que tener la consideración y apuntar a mediano plazo que la curva de demanda seguirá creciendo a una tasa de 5 % anual arrojando un valor de energía de 1,5 MWh total con esa tasa de crecimiento. Este valor sigue siendo inferior a la capacidad de carga de las estaciones de baterías el cual es de 3,88 MWh/día. Es conveniente mencionar que dicho banco no podrá ser descargado en más de 80 % de su capacidad nominal para no afectar al rendimiento de las baterías, esto por medio de un controlador y equilibrador de carga.

Entonces la cantidad de energía de almacenamiento requerida es:

$$E_{BB} = \frac{E_{Des}}{\eta} \quad (5.1)$$

Donde:

E_{BB} : es la energía almacenada por el banco de baterías en MWh.

E_{Des} : es la energía de descarga requerida en MWh.

η : es la profundidad de descarga.

Entonces el valor final de la energía almacenada es de 1,875 MWh/día. Es necesario mencionar y aclarar que este no es el valor de carga requerido, sino, es el valor de energía para que las baterías no se descarguen por debajo del 80 %. Hay que tener en cuenta que el diseño es de tal forma a que se instalarán cuatro estaciones de baterías en distintos puntos del área de influencia del alimentador estudiado, resultando la energía almacenada de cada banco en 468,75 KWh.

Con lo anterior mencionado, se define que la capacidad del banco depende de la tensión de sistema que se adopte. A continuación en la tabla se presenta algunos valores de referencia de tensión del sistema según la norma IEEE 1547.

Potencia	Tensión de sistema
$P \leq 1\text{kW}$	12-60
$P \leq 10\text{kW}$	60-110
$P \leq 100\text{kW}$	110-345
$P \leq 1000\text{kW}$	345-600

Tabla 5.7: Tensión de referencia de sistema dada la potencia

Dada la tabla 5.7 el voltaje de sistema adoptado es de 468 voltios debido a que, la potencia requerida, para este análisis es de 750 kW el cual se fundamenta en el apartado del dimensionamiento de transformadores de acoplamiento. Este valor nos permite calcular la capacidad del banco por medio de la siguiente ecuación:

$$C_{Ah} = \frac{E_{BB}}{V_{sist}} \quad (5.2)$$

Donde:

C_{Ah} : es la capacidad requerida por el banco de baterías en Amperios - hora.

E_{BB} : es la energía almacenada por el banco de baterías en MWh.

V_{sist} : es el voltaje del sistema en Voltios.

De esta ecuación obtenemos el resultado de 4006 Ah para un banco global y un banco individual de 980 Ah, para una velocidad de descarga C1 teórico, mínimo para aplanar

la curva de demanda. Para obtener el valor real es necesario determinar el número de baterías en serie, el cual se obtiene por medio de la ecuación 5.3. De manera similar se calcula la capacidad de los ramales en paralelo del sistema por medio de la ecuación 5.4.

$$N_{BS} = \frac{V_{Sist}}{V_{ind-Bat}} \quad (5.3)$$

Donde:

N_{BS} : es el número de baterías en serie.

V_{Sist} : voltaje adoptado del sistema en voltios.

$V_{ind-Bat}$: voltaje individual de cada batería en voltios.

$$C_R = \frac{C_{Ah}}{N_{P-bat}} \quad (5.4)$$

Donde:

C_R : es la capacidad de cada ramal.

C_{Ah} : es la capacidad requerida por el banco de baterías en Amperios - hora.

N_{P-bat} : número de ramales.

Con estas ecuaciones se obtiene que el número de baterías en serie $N_{BS} = 281$. Y el número de ramales en paralelo $C_R = 5,109$, como el valor de ramales es en decimales se adopta el valor entero mas cercano, resultando en una capacidad final de 3920 Ah para un banco global, arrojando un total de 1405 baterías con asociación serie - paralelo. Para las estaciones individuales se requiere $N_{BS} = 281$ y $C_R = 2$ resultando 1534 Ah totalizando 562 baterías de 1,67 voltios. En la siguiente tabla se muestra el resumen de los resultados de uno de los cuatro bancos.

Magnitud	Valor global	Valor individual	unidad
Cantidad de baterías	1405	562	Un
Capacidad del Banco	3920	1534	Ah
Energía del Banco	1,83954	0,46	MWh
Abastecimiento de capacidad completa	5	5	h
Voltaje de sistema	469,27	469,27	V
Velocidad de descarga	C1	C1	-

Tabla 5.8: Características del banco global de baterías

5.3.1.3 Transformadores de acoplamiento

Para dimensionar el transformador de acoplamiento se debe tener en cuenta el criterio de instalar las estaciones de batería de manera distribuida en toda la extensión del alimentado COV-03 para así no solo aplanar la curva de demanda, sino también, reducir las pérdidas técnicas. En la figura 5.2 se muestra dicha configuración.

Como el valor de la dispersión dio un valor de 0,42 MW es el valor mínimo de potencia el cual deben abastecer los transformadores de acoplamiento, no obstante, se debe considerar el valor de la diferencia de potencia pico entre la media móvil más un factor de crecimiento de carga para no comprometer la vida útil de la máquina, Entonces:

$$P_{TR} = P_{max} - MA \quad (5.5)$$

Donde:

P_{TR} : Potencia nominal del transformador de acoplamiento.

P_{max} : Pico máximo de potencia de la curva estudiada.

MA : Valor de la curva de potencia de la media móvil en el punto evaluado.

De la ecuación 5.5 nos da un resultado de 2,3 MW de diferencia, lo cual seria la potencia del transformador de acoplamiento si esta se situá en un punto determinado, pero, como el caso expuesto se desea distribuir en varios puntos de la red, el valor de los transformadores

de acoplamiento queda definido de la siguiente manera:

$$P_{TR_1} = P_{TR_2} = P_{TR_3} = P_{TR_4} = \frac{P_{TR}}{4} \quad (5.6)$$

Resultando de esta ecuación el valor de 575 KW y previendo un crecimiento de 5 % anual para un periodo de 5 años el transformador adoptado debe ser de 750 KW para cada estación de batería.

5.3.1.4 Electrónica de potencia

La carga y descarga de las estaciones de batería para el aplanamiento de la curva de demanda involucra el uso de componentes y sistemas de electrónica de potencia para controlar y gestionar el flujo de energía entre las baterías y la red eléctrica. Estos componentes y sistemas desempeñan un papel fundamental en garantizar una carga y descarga eficiente, segura y optimizada de las baterías. Algunos de los componentes y sistemas de electrónica de potencia utilizados son:

- **Convertidores de energía**

Los convertidores de energía, se utilizan para convertir la energía entre diferentes niveles de tensión y tipos de corriente. Los convertidores DC-DC se emplean para adaptar la tensión de las baterías al nivel requerido para cargar o descargar la energía de manera eficiente. Los inversores se utilizan para convertir la energía almacenada en las baterías de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) para su integración en la red eléctrica.

Para ambos convertidores tanto DC-DC, AC-DC como DC-AC deben estar dimensionados a potencia nominal del transformador de acoplamiento, más un 20 % como factor de seguridad para equipos electrónicos. Entonces:

$$P_{EP} = P_{TR_1} \times 1,2 \quad (5.7)$$

Donde:

P_{EP} : es a potencia requerida por la electrónica.

P_{TR1} : es la potencia del transformador de acoplamiento de cada estación.

Entonces la potencia del conjunto del convertidor debe de ser de 900 KW.

■ Controladores de carga y descarga

Los controladores de carga y descarga se encargan de regular y supervisar el flujo de energía entre las baterías y la red eléctrica. Estos controladores monitorean el estado de carga de las baterías, la demanda de energía de la red y otros parámetros relevantes para determinar cuándo cargar o descargar las baterías y a qué ritmo. Utilizan algoritmos y técnicas de control para asegurar una carga y descarga óptima, evitando sobrecargas o descargas excesivas que puedan dañar las baterías.

Los parámetros para el controlador adoptado deben ser:

1. Tensión de carga y descarga los valores adoptados son:

Carga	Descarga
480	460

Tabla 5.9: Tensión de carga y descarga de la estación de baterías

2. Protección y sistemas de seguridad

La electrónica de potencia también incluye sistemas de protección y seguridad para garantizar la operación segura de las estaciones de batería. Estos sistemas pueden incluir dispositivos de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones, así como sistemas de monitoreo de temperatura y otros parámetros críticos para evitar daños en las baterías y asegurar la seguridad de las instalaciones.

3. Perfil de carga

Permiten ajustar la forma en que se aplica la corriente de carga a lo largo del tiempo. Estos perfiles pueden optimizar la carga para maximizar la vida útil de las baterías. En nuestro caso los controladores estarán monitoreando la media móvil para descargar o cargar el banco de baterías.

5.3.1.5 Simulaciones

En este apartado se utilizan los valores calculados para ver el comportamiento de la red eléctrica con la implementación de las estaciones de bancos de baterías para aplanamiento de la curva de carga en el software de simulación CYMDIST, para los efectos de simulación se definen 2 condiciones.

- **Condición de Descarga.**

En esta condición el banco de baterías tiene carga suficiente y la curva de demanda está en condición inminente de sobrepasar la media móvil MA , por lo tanto las estaciones requeridas descargan energía almacenada a la red eléctrica. En la imagen 5.2 se observa esta primera restricción considerando la demanda máxima del alimentador.

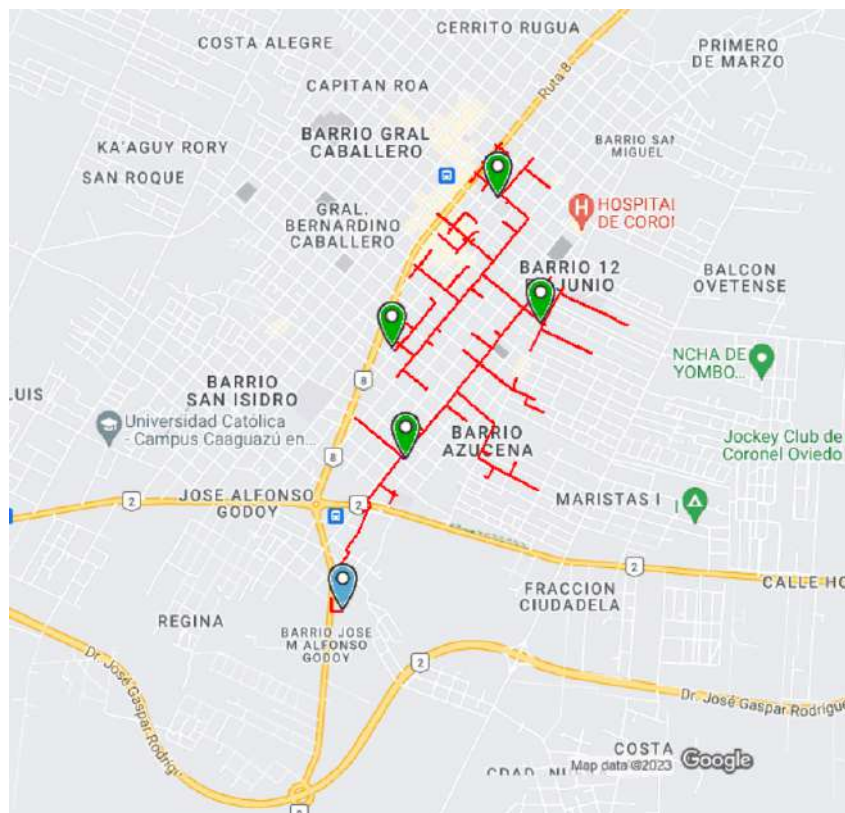


Figura 5.2: Zona de influencia del alimentador COV-3

Como se observa en la figura el punto en azul es la salida del alimentador de la subestación Coronel Oviedo con código SE-COV. Los puntos verdes son las ubicaciones

de las estaciones de baterías. En este primer análisis se muestra el siguiente cuadro de resultados.

Condición	Resultados de la demanda MW	Pérdidas kW
Anterior al BB	4,6	29,45
Después del BB	3,5	20,5

Tabla 5.10: Resultados de la inyección de energía de la estación de baterías

Como se aprecia en la tabla 5.10 está indica que la estación del banco de baterías entrega una energía en demanda máxima de 1,1 MW que esta dentro de los parámetros calculados en apartados anteriores. La inyección de energía de las estaciones se realiza monitoreando la curva de carga del alimentador en cabecera, estos datos deben ser contrastados con la media móvil de la demanda y posteriormente ser enviados a los controladores de los bancos de batería para determinar cuanta energía inyectar a la red.

■ Condición de Carga.

Para que se de esta condición de la demanda de la red debe estar por debajo de la media móvil en ese momento el banco de baterías comenzará a cargarse según la necesidad de cada banco, teniendo en cuenta que que la corriente de carga de cada estación es de 784 A lo que equivale a una potencia de 367,91 kW, es decir, para que cada banco se pueda cargar la demanda debe estar por debajo de la media móvil en la potencia mencionada por la cantidad de estaciones que se pueda cargar. Siempre tratando de mantener una curva similar a la media móvil.

■ Ubicación de las estaciones.

Debido al diseño para reducir perdidas en las redes de distribución se propone la ubicación distribuida de las estaciones de baterías, el cual se aprecia en la siguiente tabla:

Nombre	Capacidad (Ah)	X	Y
BB.1	1.534	555854,59	7183616,70
BB.2	1.534	556832,65	7184526,58
BB.3	1.534	555812,39	7184342,75
BB.4	1.534	556541,68	7185407,09

Tabla 5.11: Ubicación física de las estaciones de baterías

La ubicación de los bancos es tal que se plantea de tal forma a ubicarlos en zonas con área de montajes disponibles, ya sea por compra de inmueble u por otro medio de negociación, en la figura 5.3 se puede observar dicho planteamiento.



Figura 5.3

Como se aprecia en la figura anterior, el emplazamiento de montaje debe tener la disponibilidad de albergar una estación de banco de baterías. Todas las demás ubicaciones expuestas en la tabla 5.11 fueron propuestas con las mismas condiciones.

5.3.2. Fuente de energía no convencional

Otros de los métodos para aplanar la curva de demanda es integrando al sistema eléctrico fuentes de generación, en este caso se analiza la solar fotovoltaica, para ello primeramente se debe conocer el potencia solar fotovoltaico que posee la zona de influencia del alimentador estudiado. Se descargaron datos que provee la NASA (Administración Nacional Aeronáutica y del Espacio) respecto a los valores del potencial solar de la zona.

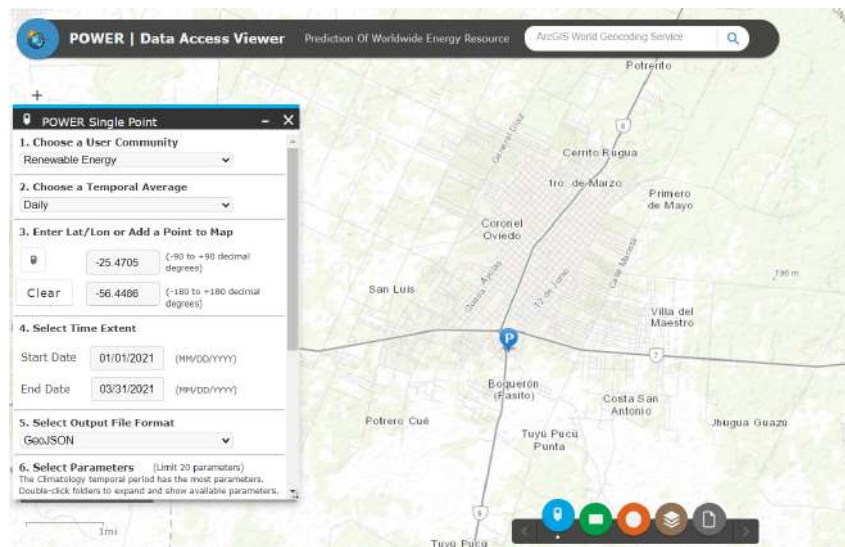


Figura 5.4

Como se observa en la figura, se aprecia el lugar de estudio con la coordenada geográfica de la ciudad de coronel Oviedo donde sería posible instalar una planta solar fotovoltaica, en la siguiente tabla se presenta los datos obtenidos. En la tabla se detallan los parámetros de generación disponibles para la zona.

Mes	Radiación solar media por día	Días de no sol	Ángulo óptimo
Enero	6,05	2,65	-7°N
Febrero	5,88	3,11	7°N
Marzo	5,71	4,16	17°N
Abril	5,18	3,36	32,5°N
Mayo	4,06	4,32	42°N
Junio	3,64	4,22	43°N
Julio	4,04	3,8	42,5°N
Agosto	4,77	2,99	37°N
Septiembre	4,97	3,7	25°N
Octubre	5,33	3,18	11,5°N
Noviembre	5,87	3,21	-3,5°N
Diciembre	6,02	3,33	-9,5°N

Tabla 5.12: Datos de potencial solar en la ciudad de Coronel Oviedo

Con los datos obtenidos se calcula las magnitudes necesarias para la operación correcta y segura el conjunto fotovoltaico, adoptando como banco de baterías la misma capacidad que en el tabla 5.8 debido a los requerimientos energéticos del alimentador en estudio.

Se debe considerar que el voltaje de generación fotovoltaico debe ser igual al voltaje de almacenamiento de las baterías, el cual es de 469 voltios y la cantidad de energía que se desea generar, siendo este valor 1,5 MWh. Entonces considerando paneles de 500w existenes en el mercado para calcular la potencia de generación se obtiene:

$$E_T = \frac{E_R}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} \quad (5.8)$$

Donde:

E_T : es la capacidad energetica del generador fotovoltaico considerando una irradiancia de 1000 W/m^2 .

η_{bat} : eficiencia del banco de baterías.

η_{inv} : eficiencia del inversor.

Entonces el valor de energía para el conjunto fotovoltaico es de 1,67 MWh. como los paneles individuales tienen una potencia nominal de 500W y 36V Voltios la cantidad total de paneles se obtiene por la siguiente ecuación:

$$NT = \frac{E_T \cdot 1,3}{HPS \cdot P_P} \quad (5.9)$$

Donde: NT : es el número de paneles requeridos.

E_T : es la capacidad energetica del generador fotovoltaico.

HPS : horas pico sol de la región estudiada.

P_P : potencia nominal de un panel individual.

La cantidad de paneles requerida es 955 unidades de 500 W obteniendo una potencia de generación de 477 kW, el ángulo de montaje $19,79^\circ$ orientado al norte. Es importante recalcar que toda la electrónica y banco de baterías mantiene los valores del apartado anterior.

Finalmente, en la figura 5.5 se aprecia el aplanamiento mínimo esperado para este análisis, mientras en la figura 5.6 se observa el aplanamiento máximo esperado de manera diaria.



Figura 5.5: Aplanamiento mínimo diario esperado



Figura 5.6: Aplanamiento máximo diario esperado

Parte IV

Capítulo 6

Resultados y Discusión

Se seleccionaron los alimentadores COV-3, COV-5 y COV-6 en la instancia de análisis de demanda y curvas de demanda, ya que estos alimentan específicamente la zona céntrica de la ciudad de coronel Oviedo. Se evaluó de dispersión de la diferencia entre la media móvil y la demanda siendo el de menor valor el alimentador COV-3, por la cual se selecciona este alimentador para el desarrollo de los estudios.

Según el análisis de demanda máxima los picos de demanda del COV-3 se producen en el horario comprendido entre las 12:00 y 16:00 hs, mientras el valle de 03:00 a 08:00 hs característicos de un alimentador urbano.

Se ha efectuado una encuesta a una muestra de la población de clientes de la ANDE para medir la adherencia que tienen los mismos en formar parte activa de la gestión de su demanda, de tal forma a conseguir el aplanamiento de la curva de demanda del alimentador por medio de la eficiencia y política energética, el cual consiste en un incentivo de reducción tarifario buscando aplanar la curva de demanda de punta o pico de carga. Los resultados de la herramienta aplicada arroja que el 30 por ciento de la muestra haría lo necesario para mejorar su eficiencia energética, y un 43 por ciento aceptaría el gestionar su demanda para aplanar la curva del alimentador, esto a cambio de compensaciones tarifarias que debe estudiar la concesionaria de energía eléctrica de tal forma a que resulte factible económicamente, técnicamente es posible debido a que se cuentan con las tecnologías

para su implementación como en este caso es el de medidores con tarifas diferenciadas.

Con la caracterización de la demanda del COV-3 se propuso la instalación de Battery Energy Storage System “BESS” o simplemente estaciones de baterías que almacenan y entregan energía a la red según la necesidad definida en los controladores, que totalizan cuatro unidades distribuidos en puntos estratégicos de la ciudad para reducir pérdidas en el transporte de energía. Las mismas con características similares, dimensionadas de manera a cubrir la curva de demanda por encima de la media móvil caracterizada en el alimentador en estudio, es decir, el banco entregara energía cuando la curva de demanda sobrepase a la media móvil y se cargará cuando la curva este por debajo de dicha media. Para dicho fin fueron cuantificadas algunas magnitudes físicas en las cuales se mencionan las más importantes:

- Capacidad total del conjunto de bancos: 3.920 Ah con una velocidad de descarga C1.
- Energía almacenada: 1,839 MWh/día para una profundidad de descarga hasta el 20
- Potencia individual del transformador de acoplamiento: 750 KVA dimensionado para aguantar las solicitudes térmicas de la demanda máxima.
- Potencia de carga del circuito de almacenamiento 367,91 kW.
- Tensión de carga/descarga tolerables: 480V/460V.

Para la implementación de paneles solares se analizó el potencial fotovoltaico de la ciudad de Coronel Oviedo, zona céntrica, zona de influencia del COV-3 en el cual se tienen los parámetros siguientes:

- Ángulo de montaje: 19,79° orientados al norte.
- Energía estimada a ser inyectada: 1,67 MWh/día.
- Horas pico sol: 5,12.
- Potencia de generación por cada banco: 477 KW.

Estos valores son los necesarios para aplanar la curva de demanda debido a los datos de demanda teniendo en cuenta la misma capacidad de almacenamiento del banco de baterías ya dimensionado, la diferencia radica en el comportamiento como carga del circuito de almacenamiento, esta se verá cubierta por el generador fotovoltaico.

Capítulo 7

Conclusiones

La implementación de eficiencia y política energética tiene un bajo nivel de aceptación por parte del cliente debido a las inversiones que los mismos deben realizar en sus instalaciones para ya sea mejorar la eficiencia energética y no ven rentable la recuperación a largo plazo en compensaciones de su factura de energía, así también no ven con muy buenos ojos el condicionamiento horario para el uso de su energía según los resultados de la encuesta.

La segunda opción es la más factible técnicamente hablando ya que se gestiona la demanda del alimentador por medio de cargas y descargas de los bancos de baterías aplanando de manera eficaz y eficiente la curva de demanda, reduciendo también las pérdidas eléctricas del alimentador en estudio.

La tercera opción es una continuación de la segunda, implementando generadores fotovoltaicos para reducir aún más la curva de demanda, considerando toda la logística de la segunda opción. En cambio lo que se gana aplanando más la curva se pierde en economía debido a que aparte de invertir en los circuitos de almacenamiento también se hace en el generador fotovoltaico, esto concluyendo por simple inspección.

Capítulo 8

Recomendaciones

Realizando todos estos estudios se proponen las siguientes recomendaciones:

- Continuar con el análisis de demanda de manera diaria, en busca de mejorar las curvas de carga de los alimentadores.
- Preparar las instalaciones de media tensión para aceptar la inserción de generación distribuida.
- Hacer un seguimiento mas cercano a los clientes para mejorar el uso eficiente de la energía eléctrica.
- Invertir en incentivos para que los clientes tengan en cuenta la utilización eficiente de la energía eléctrica.

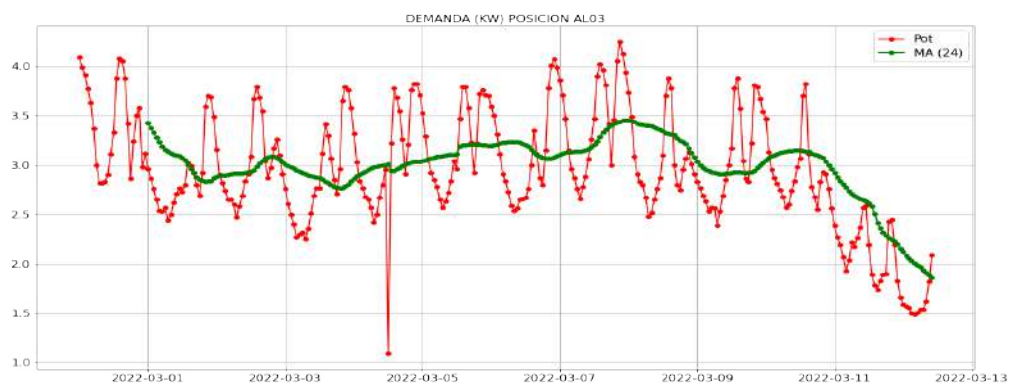
Apéndice A

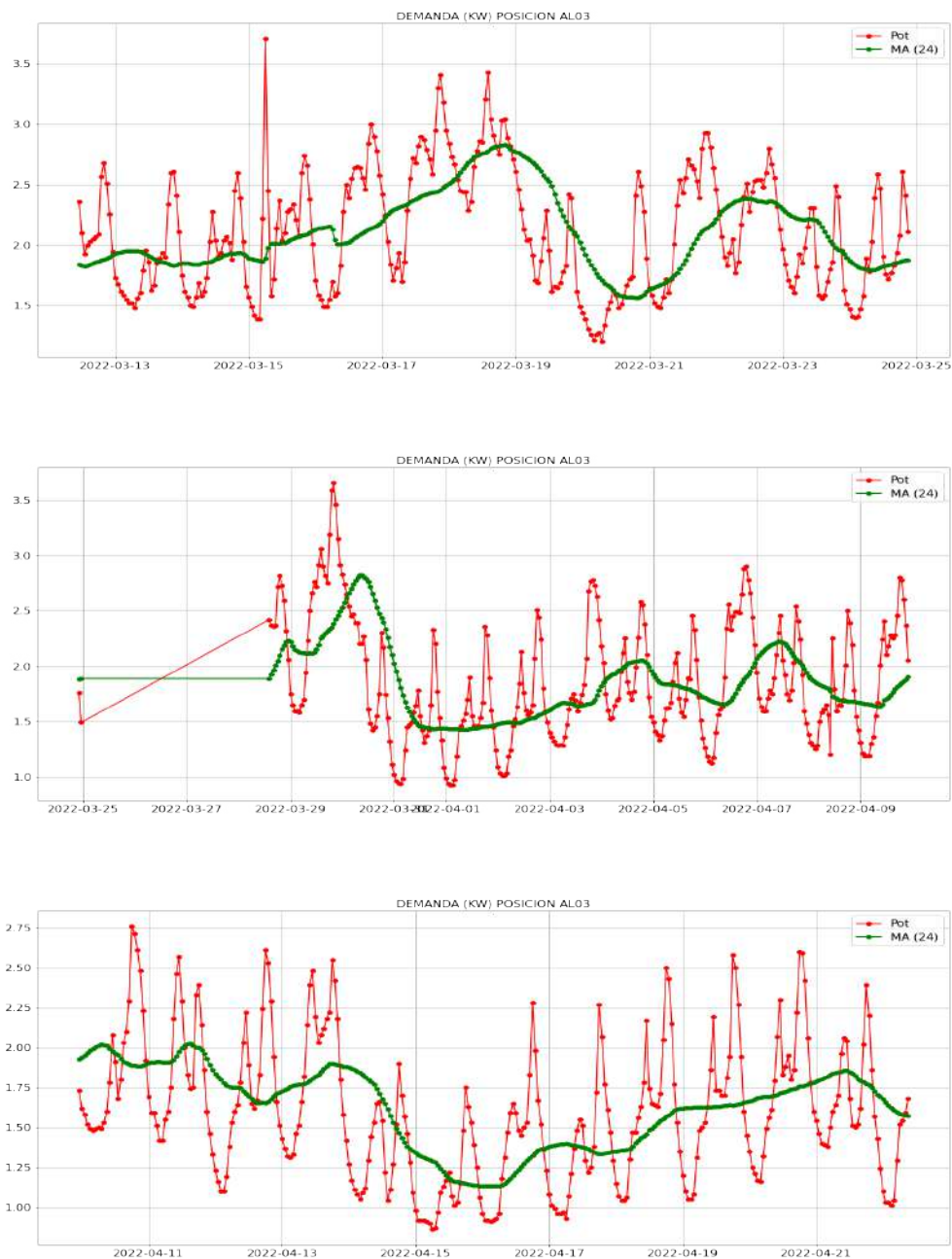
Apéndices

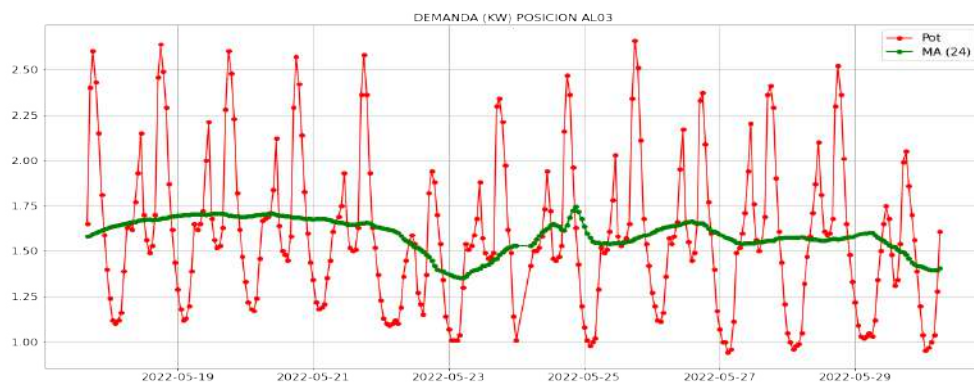
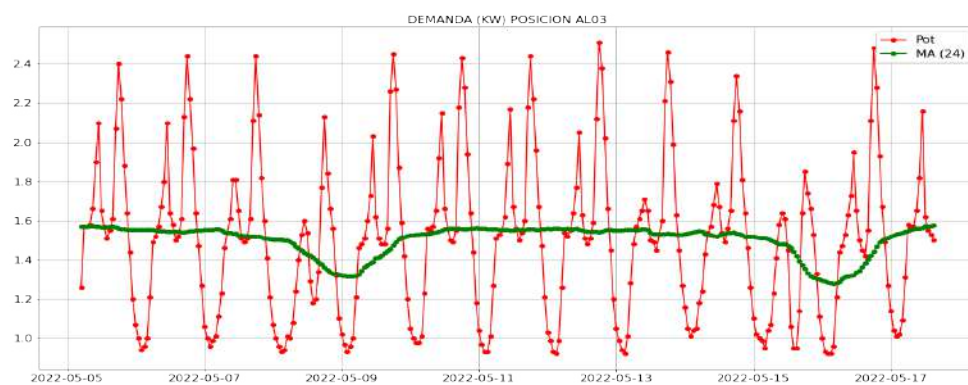
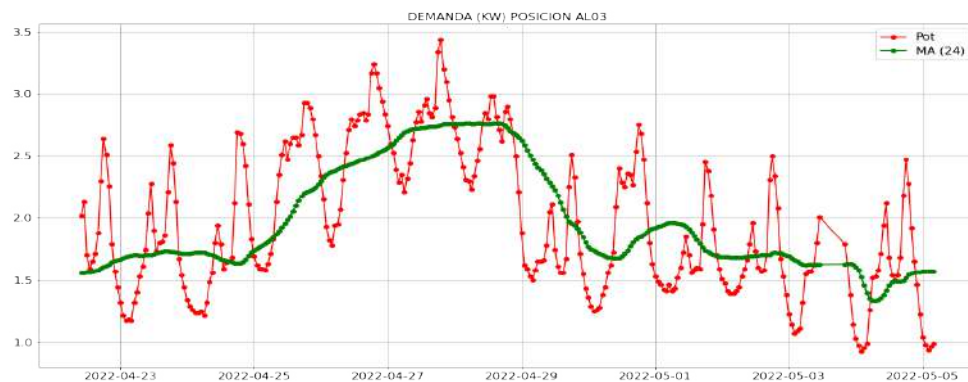
A.1. Relevamiento y procesamiento de datos

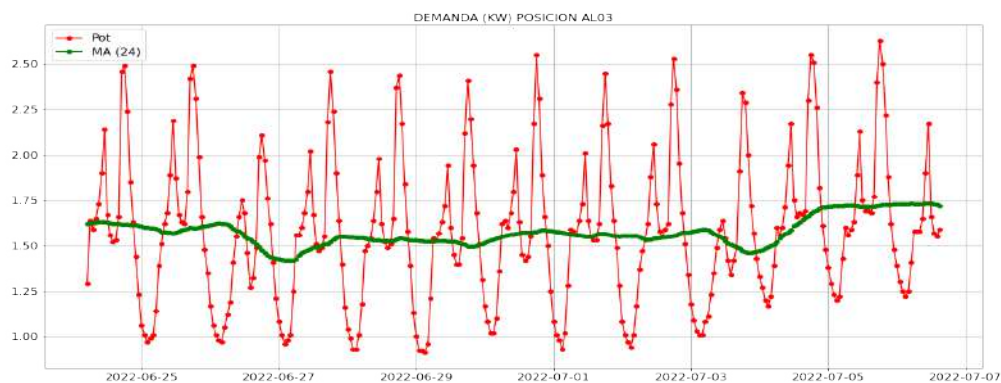
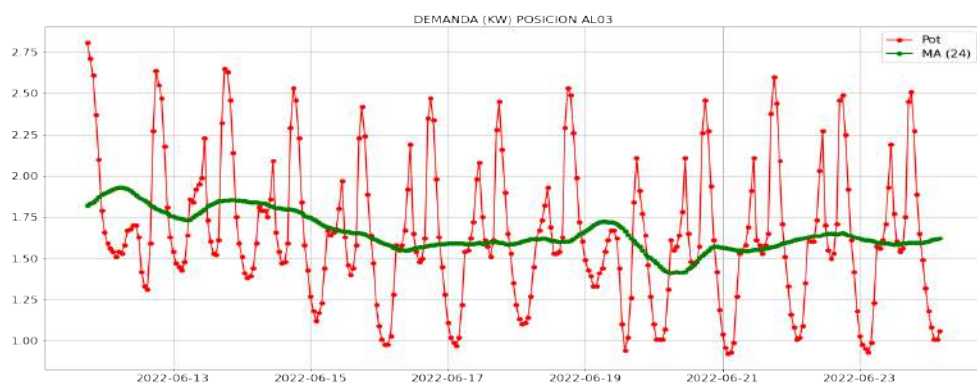
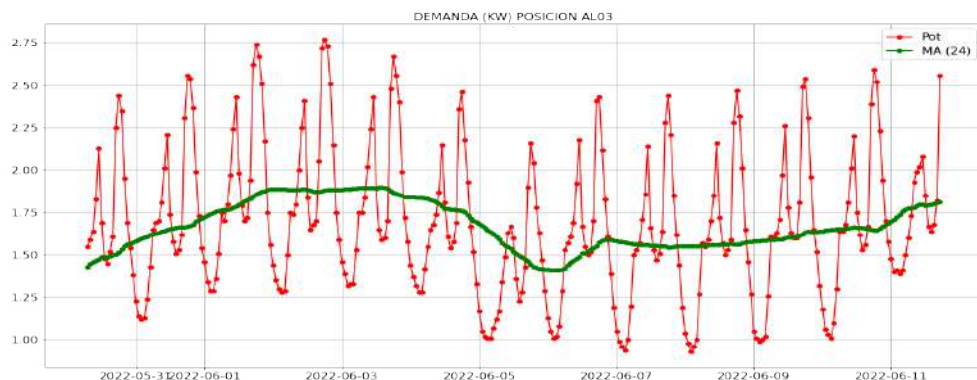
A.1.1. Demanda y media móvil

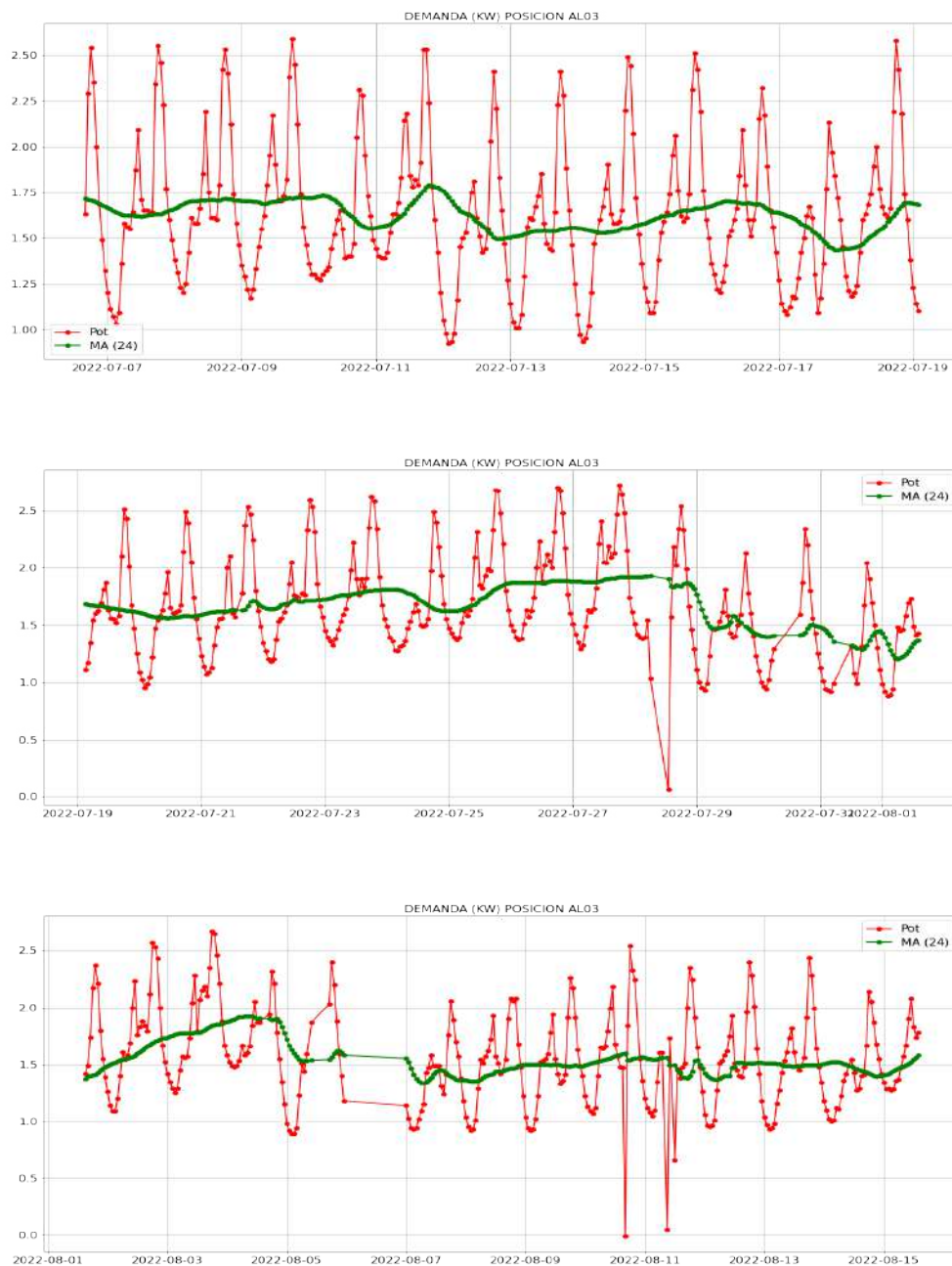
A continuación se presentan los resultados obtenidos en el procesamiento de demanda del alimentador COV-03:

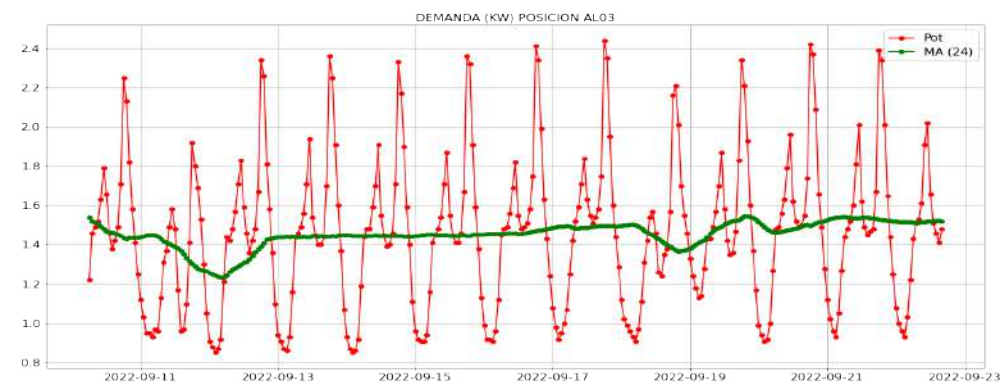
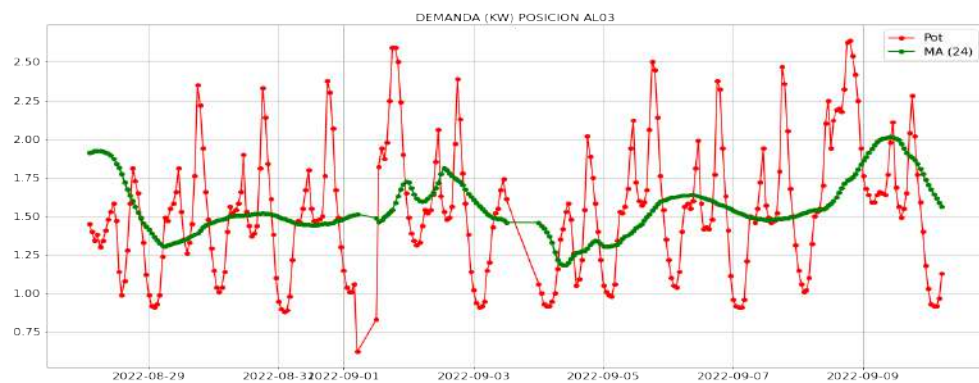
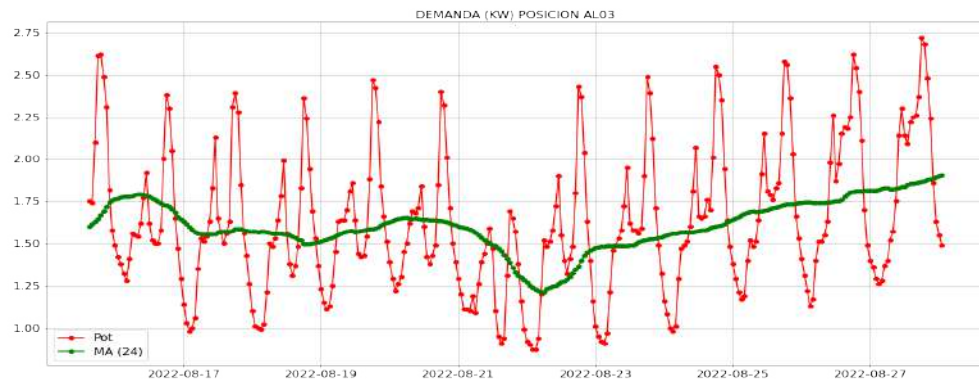


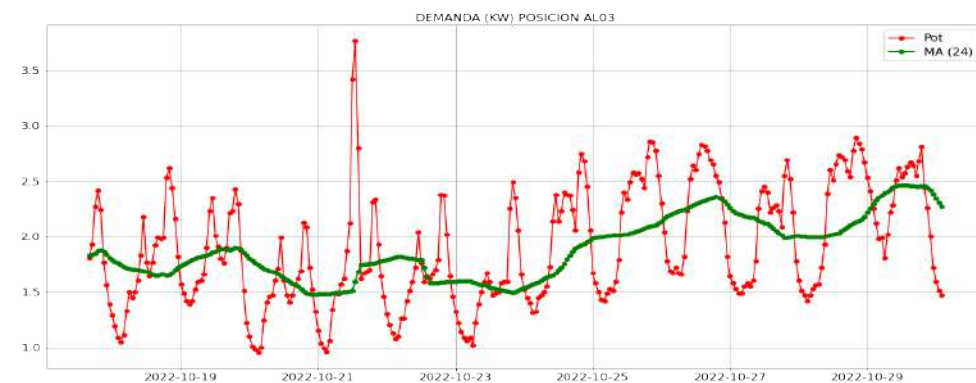
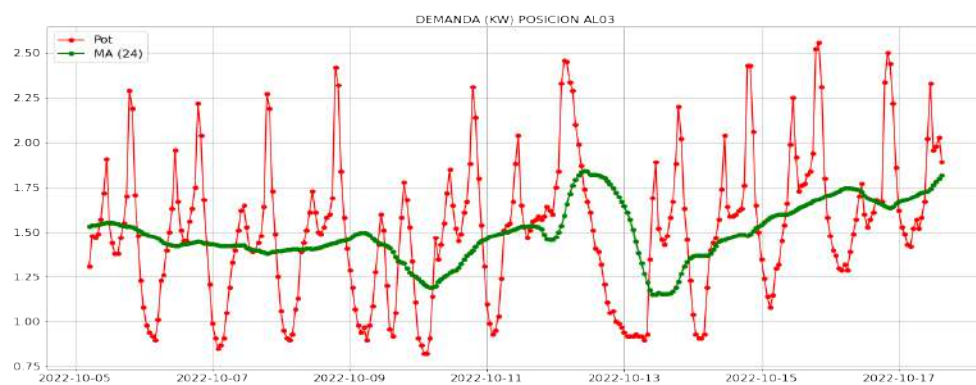
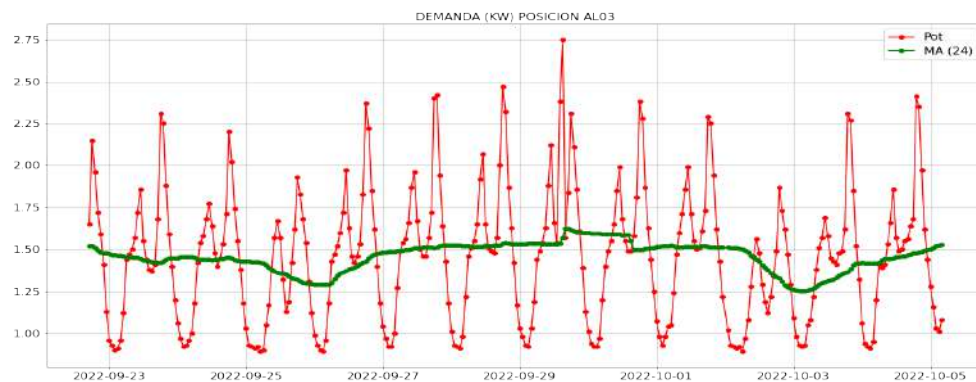


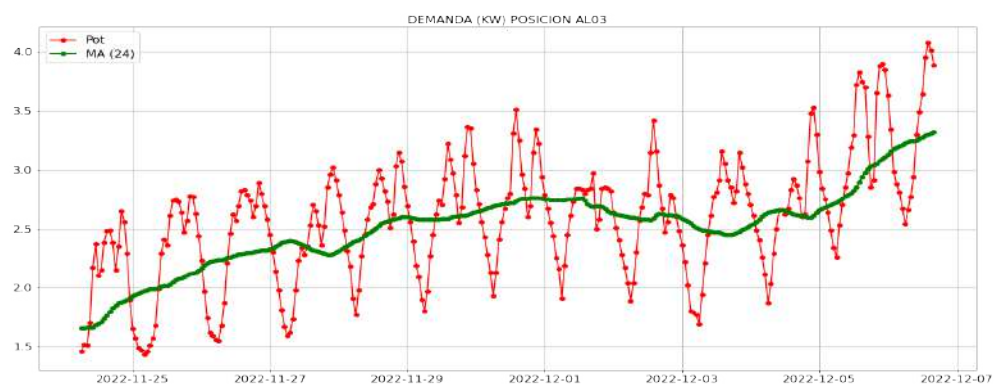
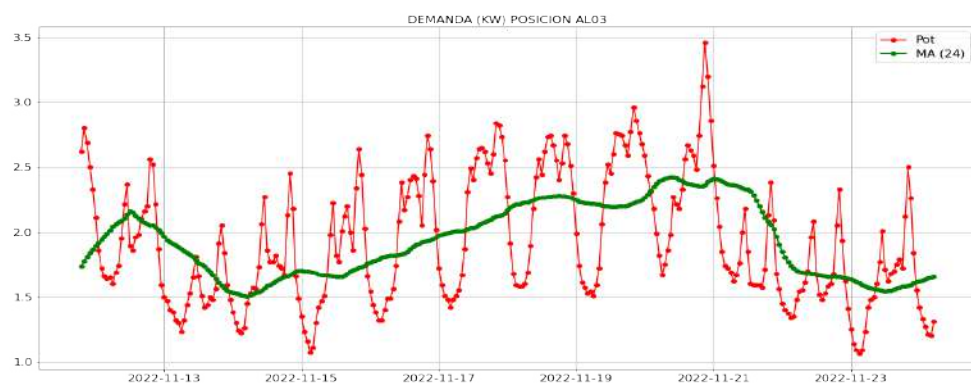
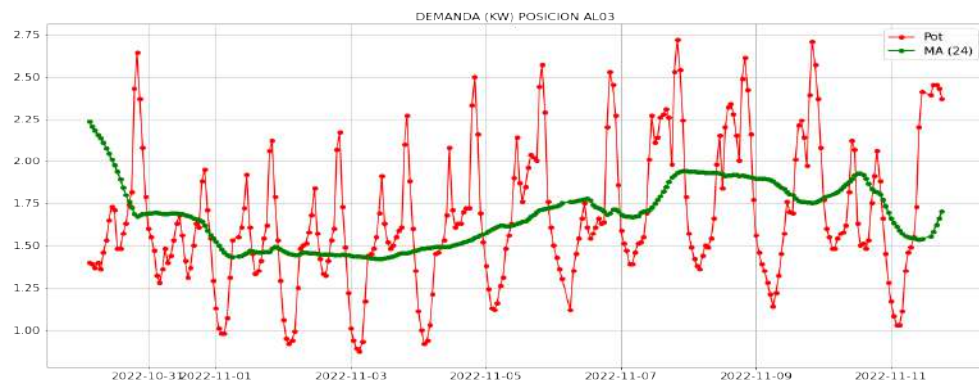


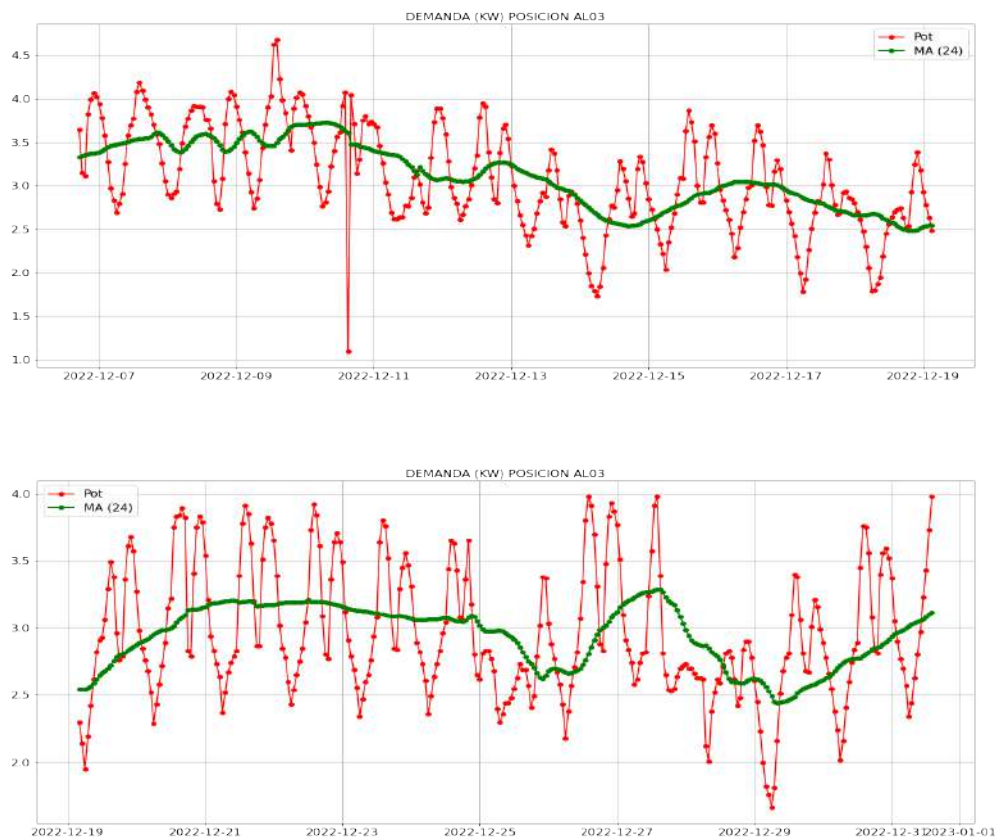




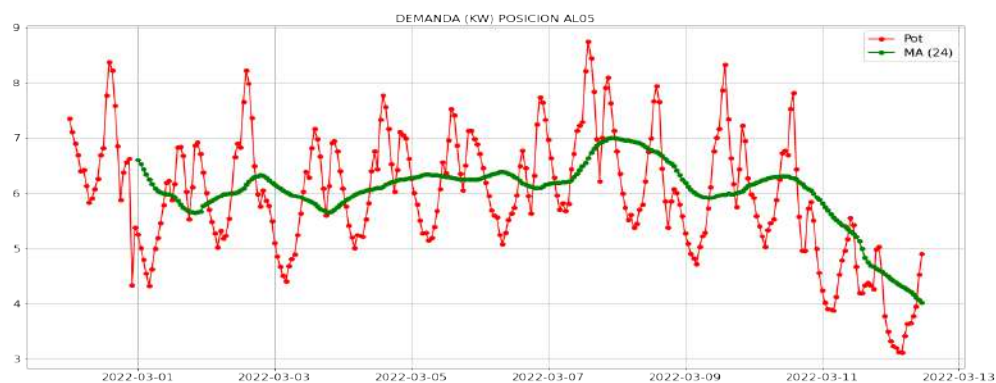


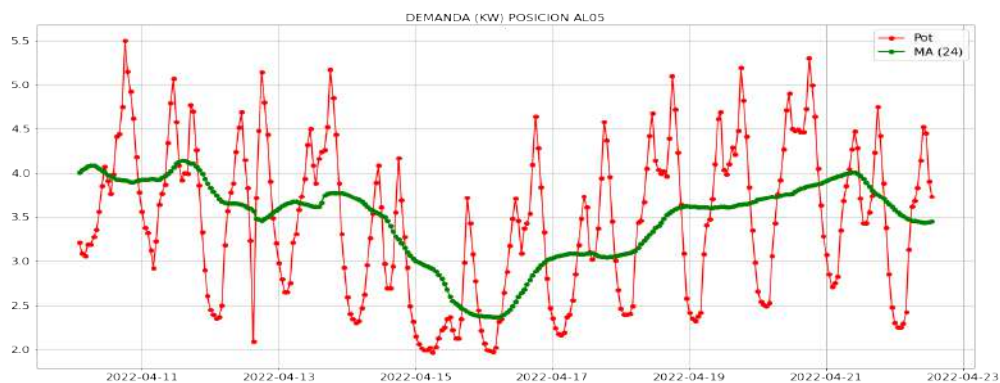
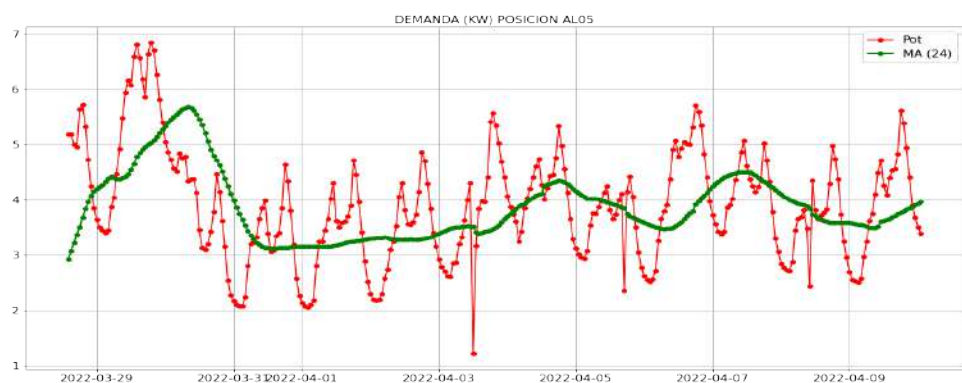


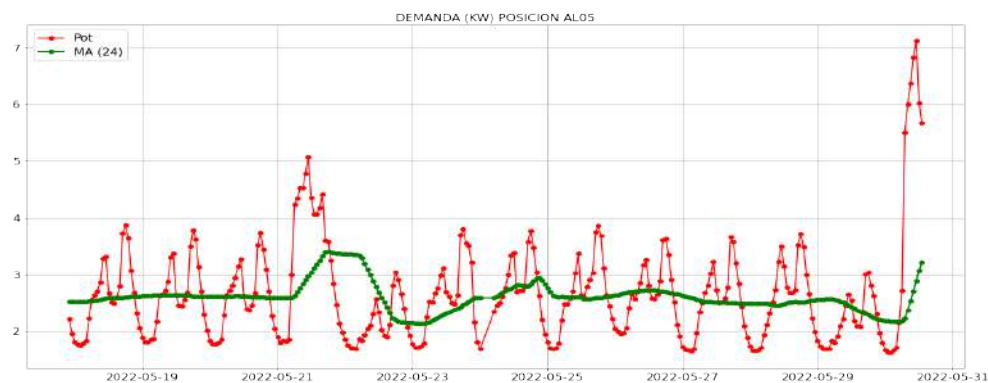
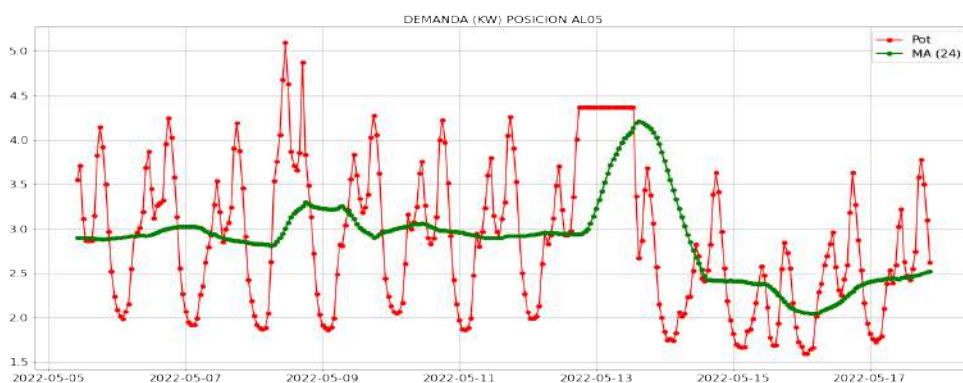
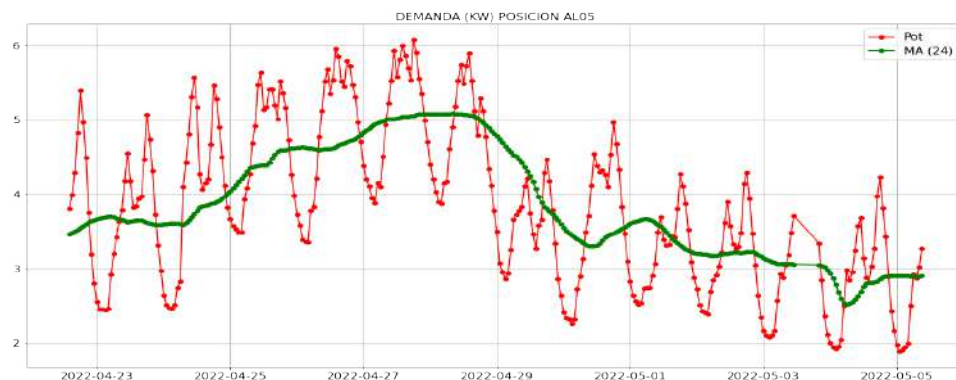


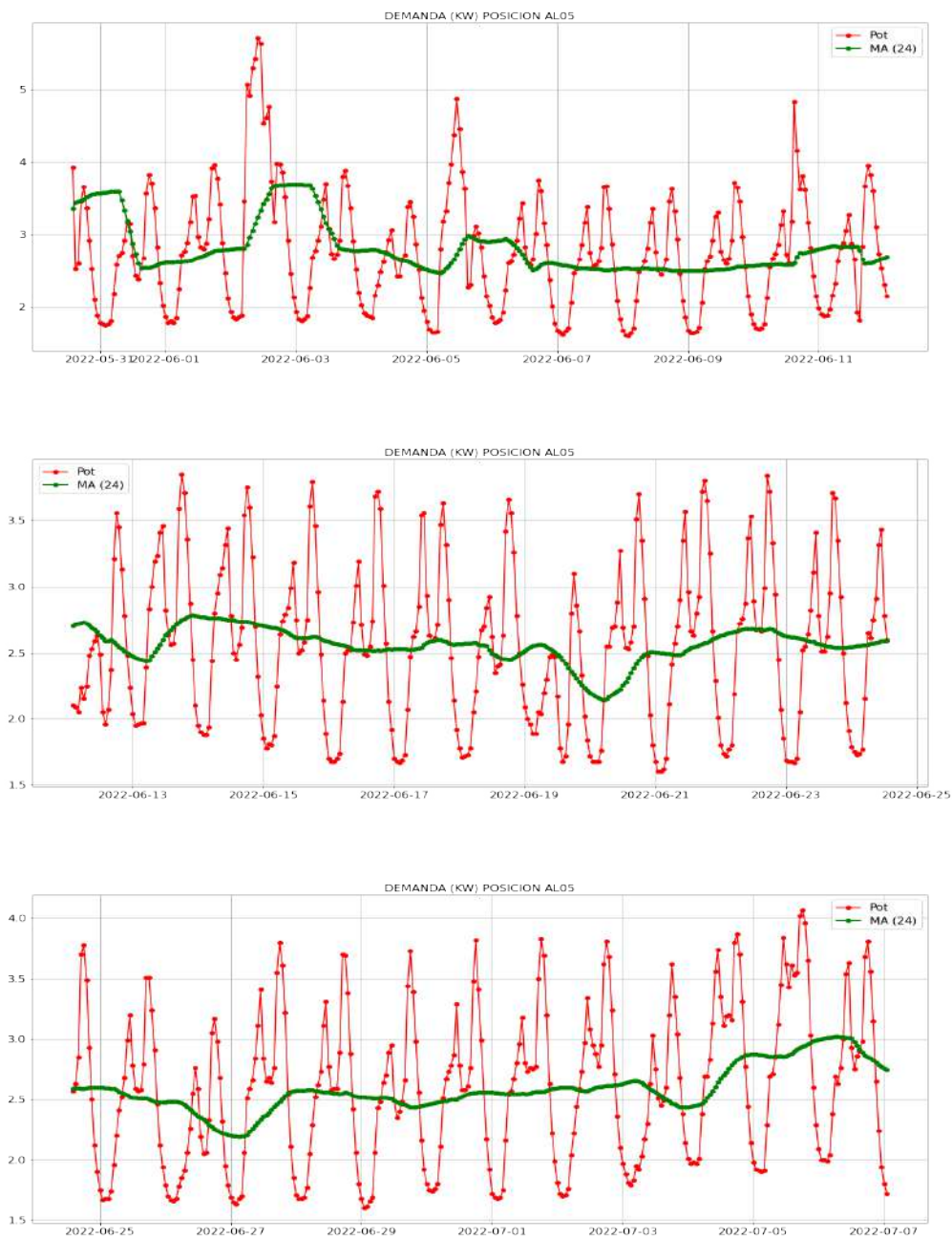


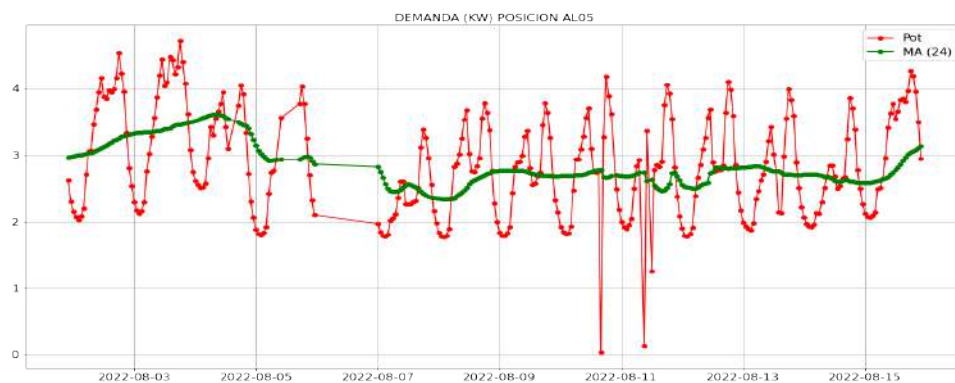
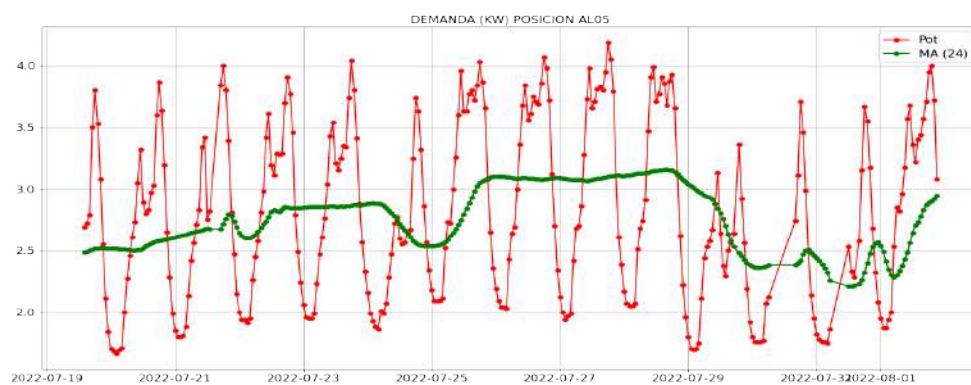
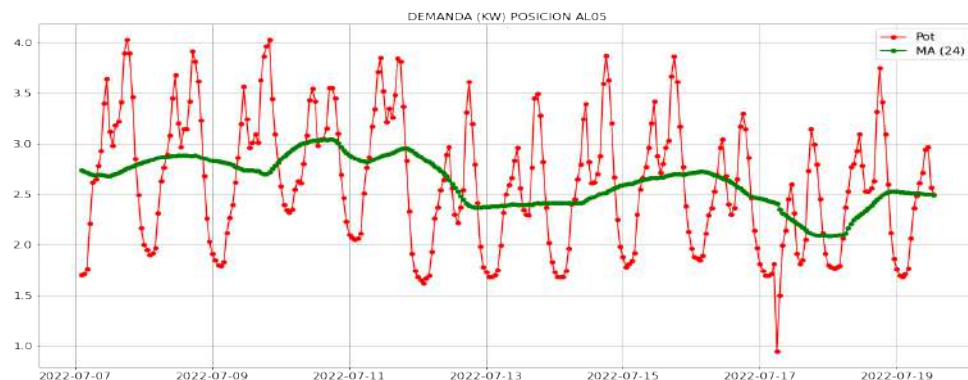
A continuación se presentan los resultados obtenidos en el procesamiento de demanda del alimentador COV-05:

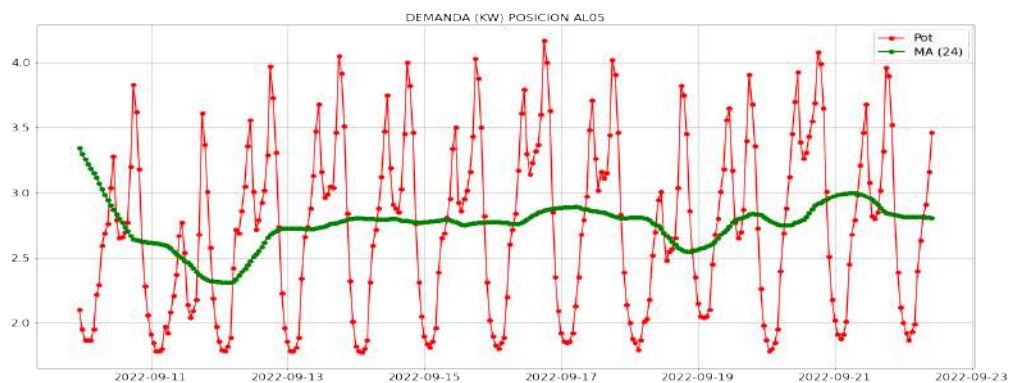
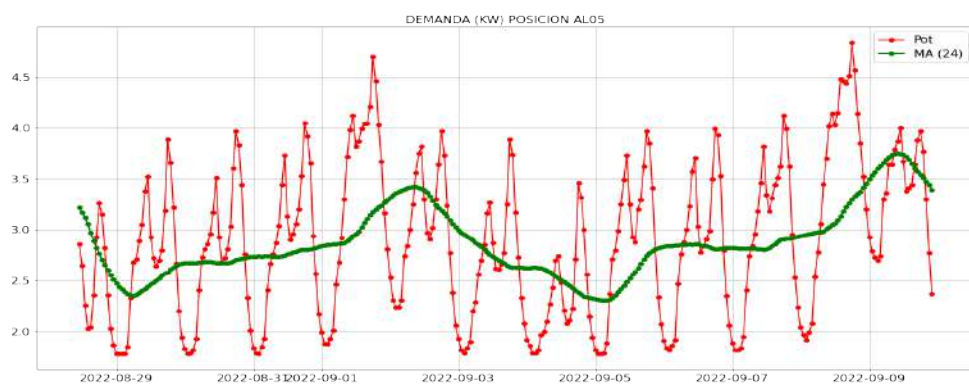
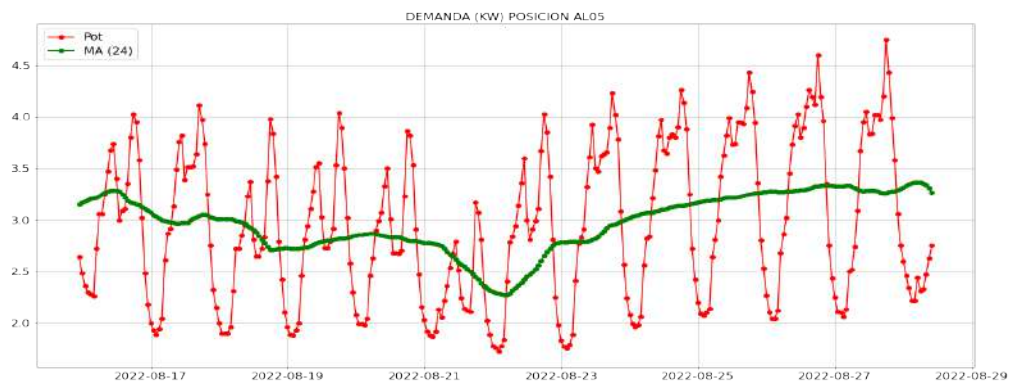


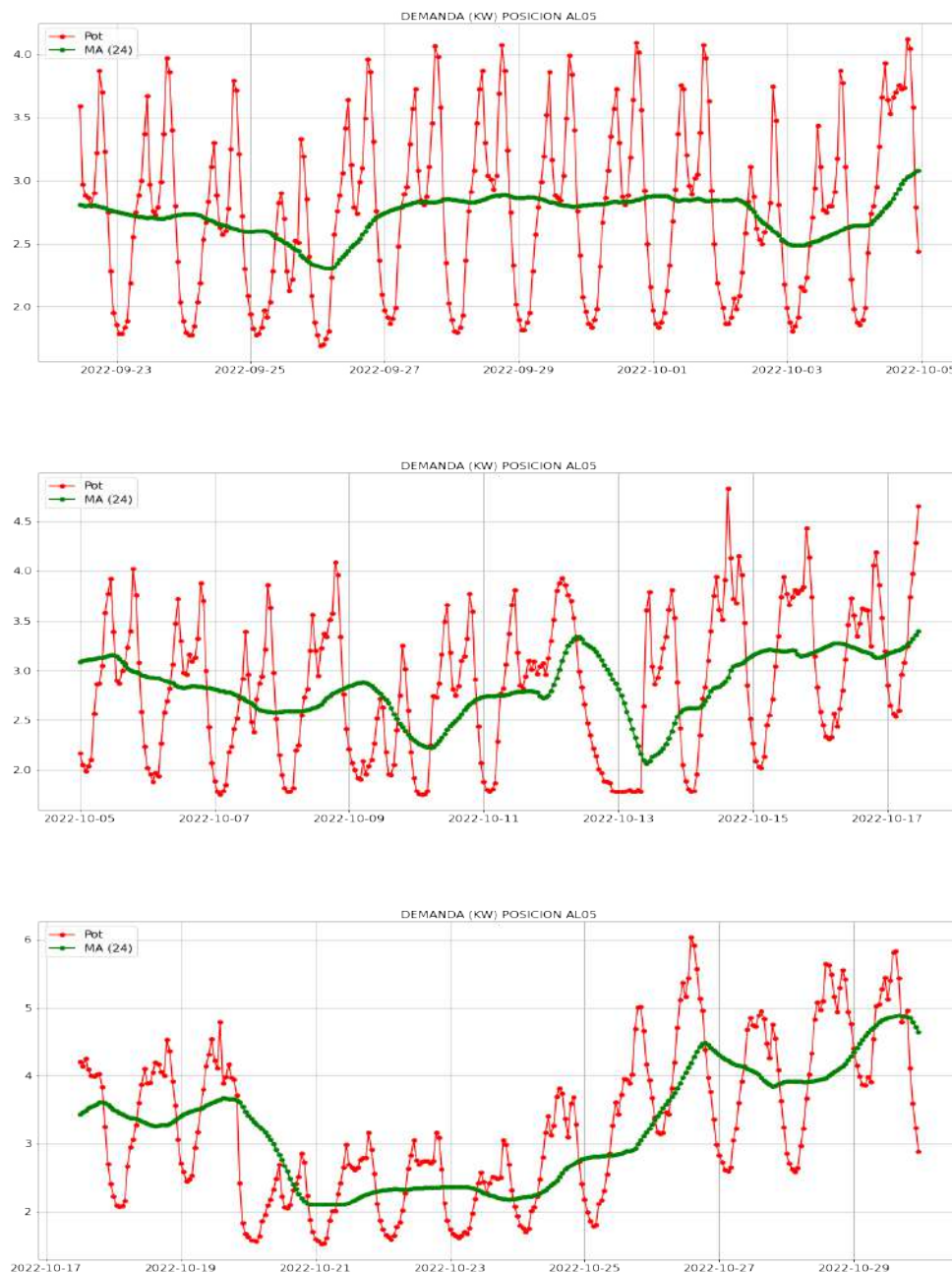


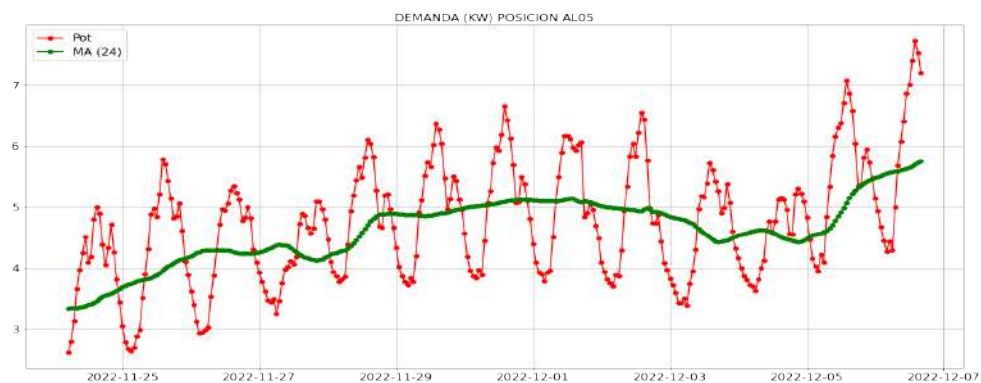
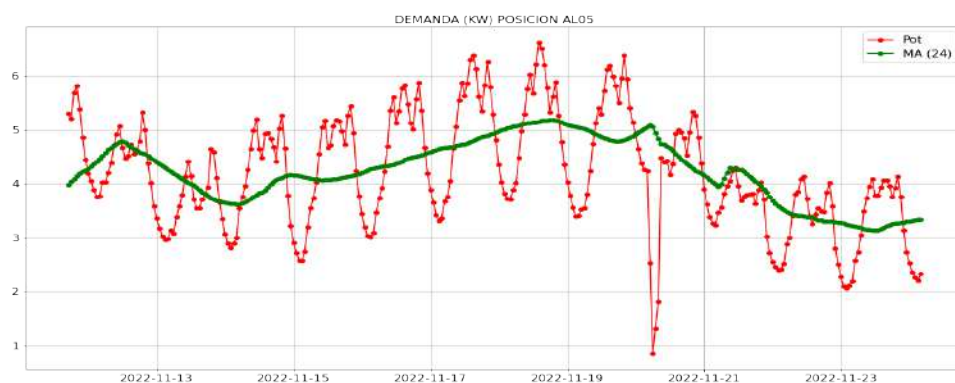
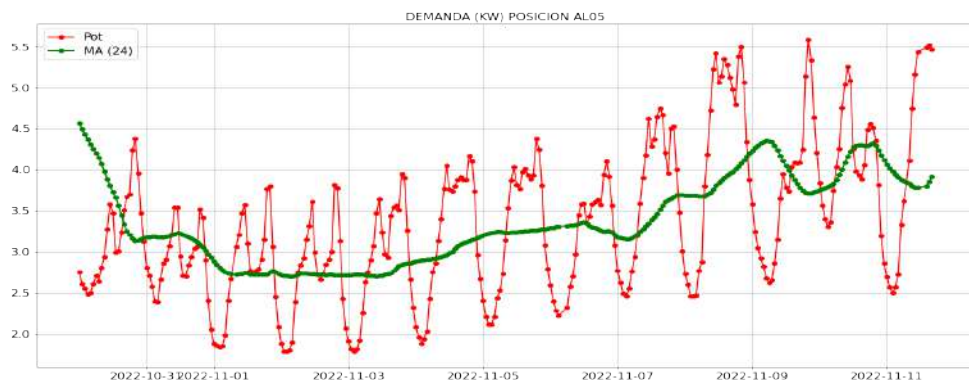


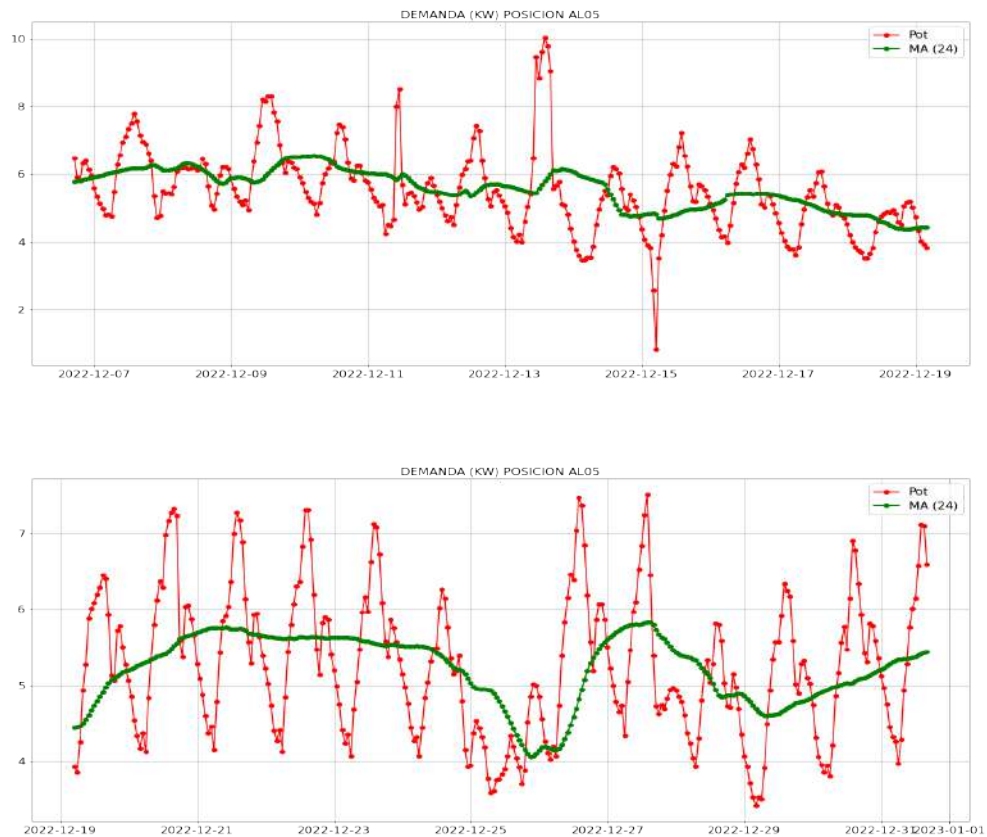




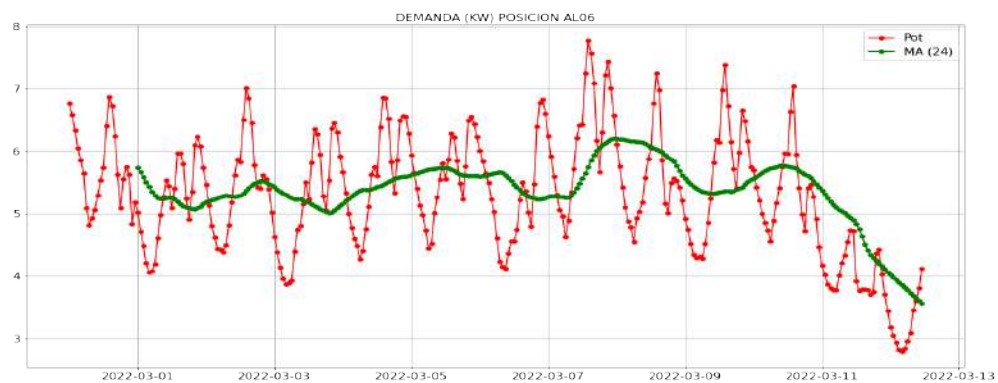


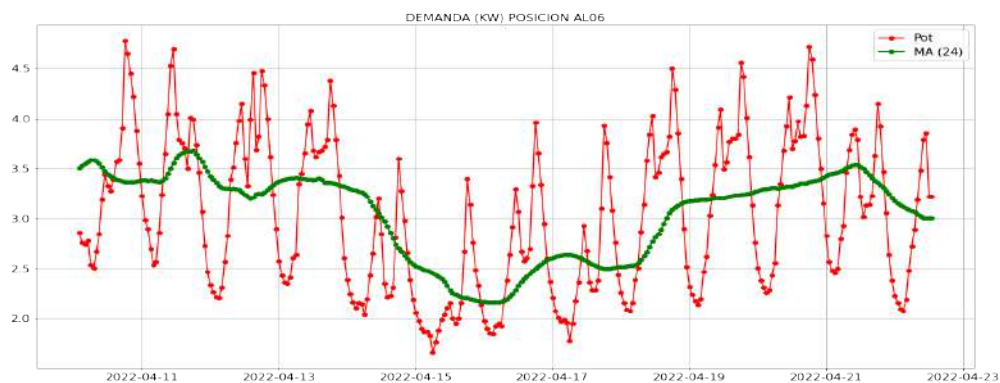
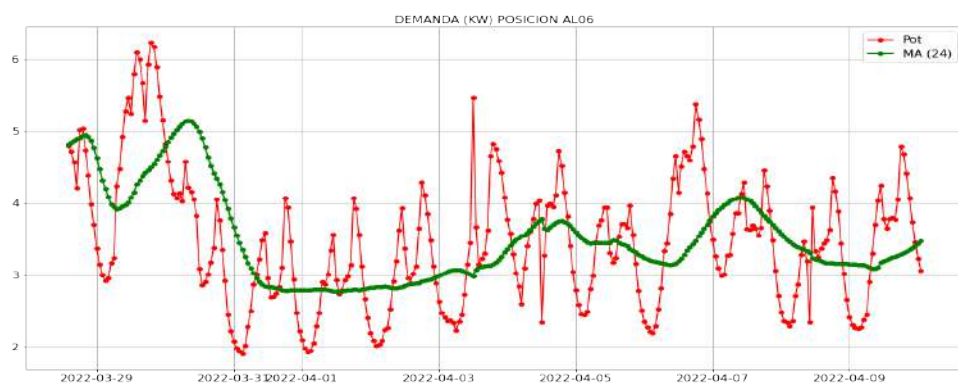
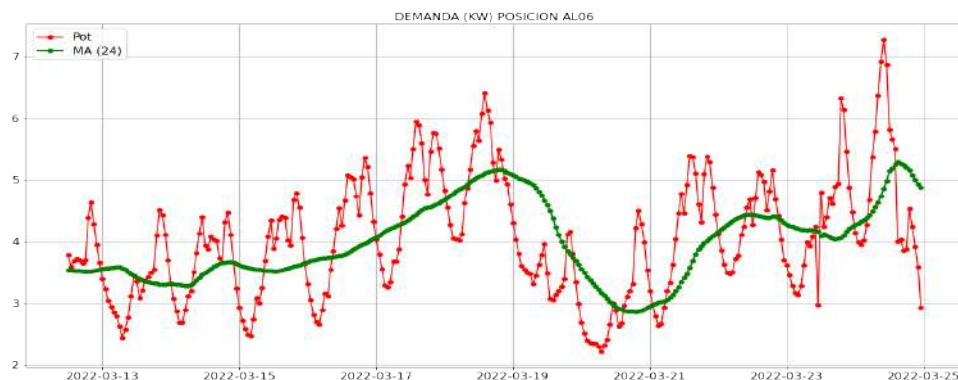


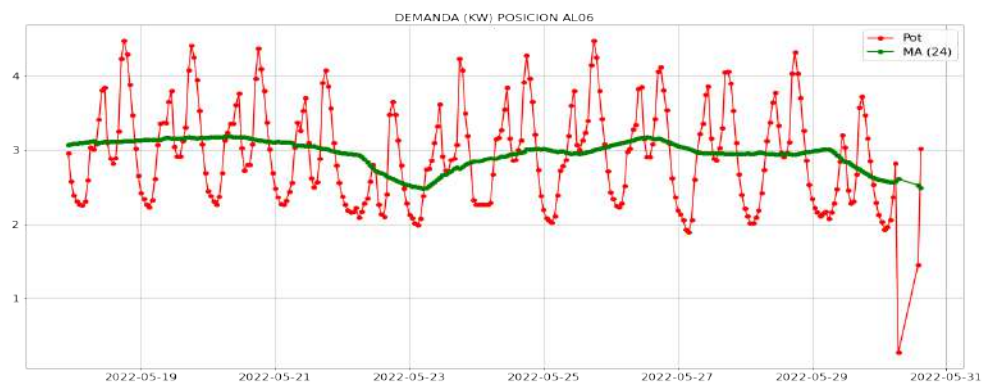
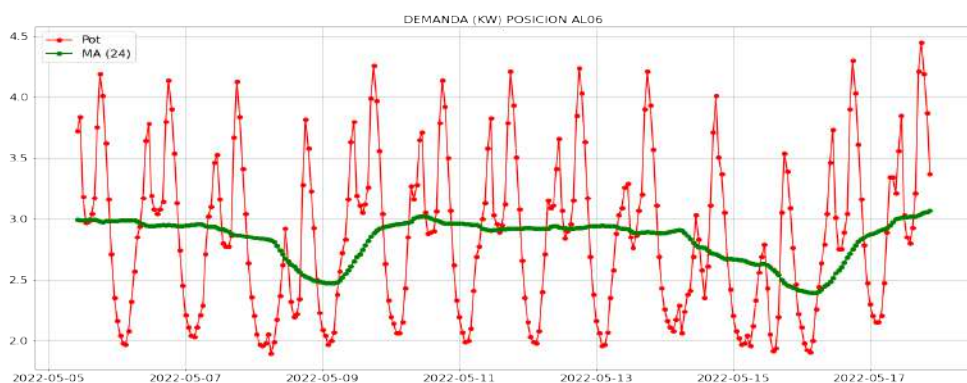


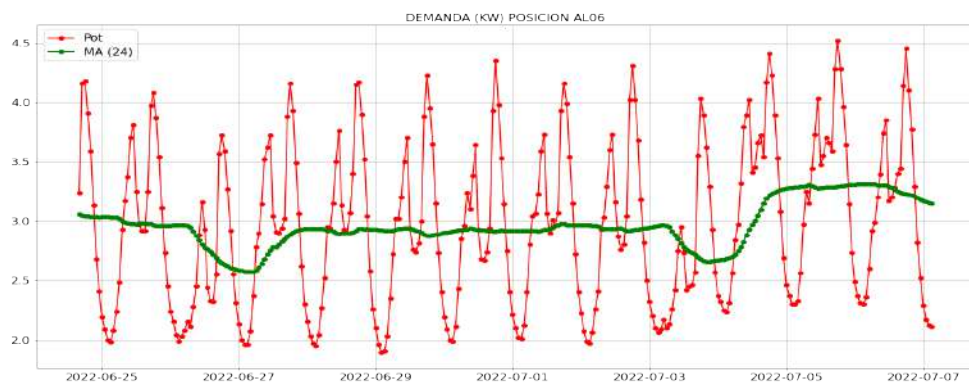
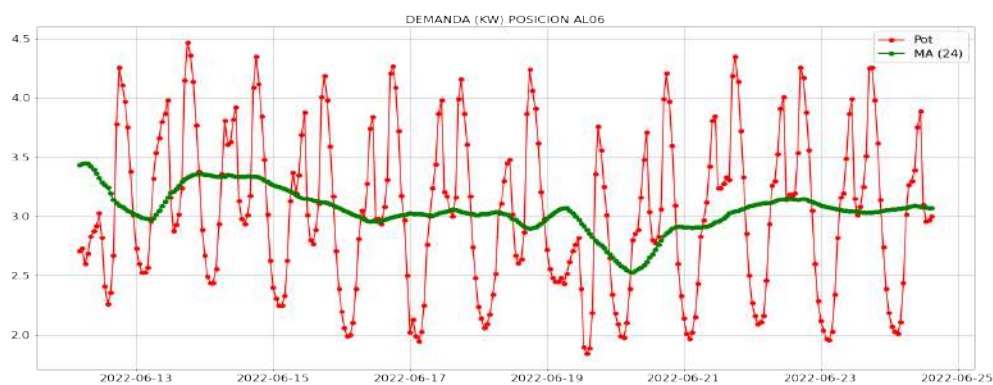
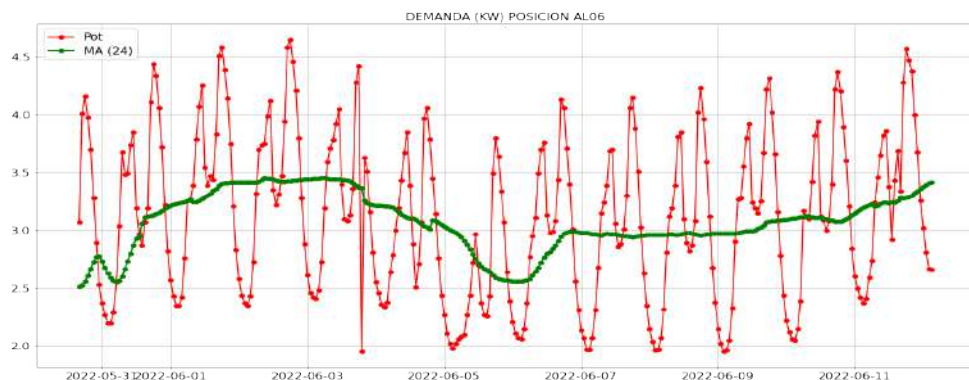


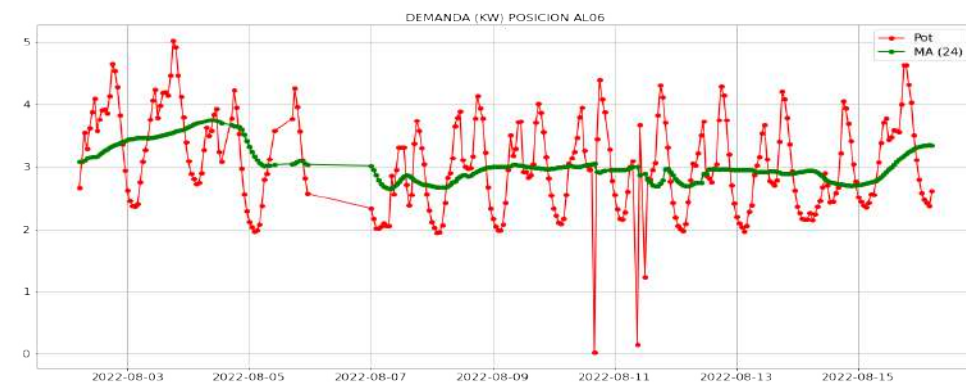
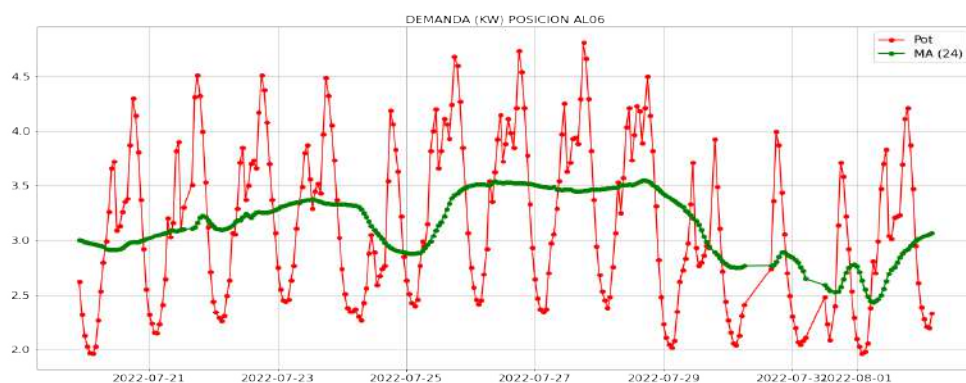
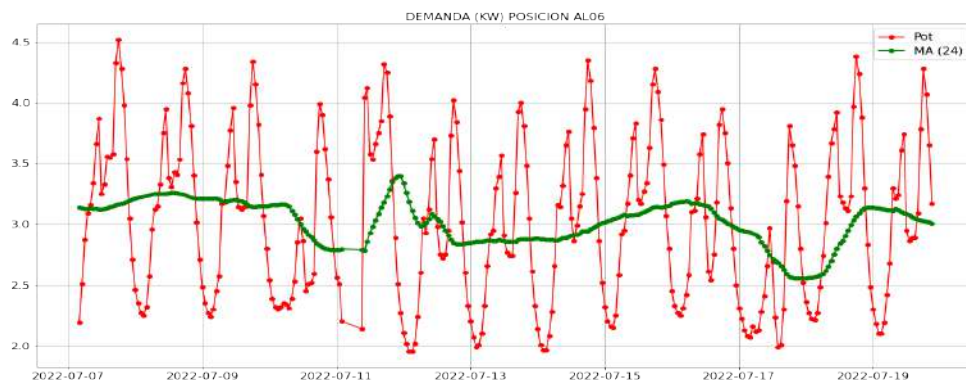
A continuación se presentan los resultados obtenidos en el procesamiento de demanda del alimentador COV-06:

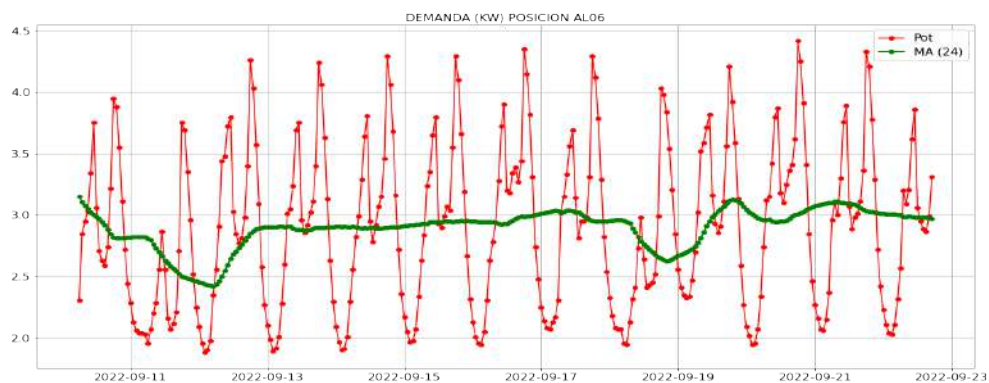
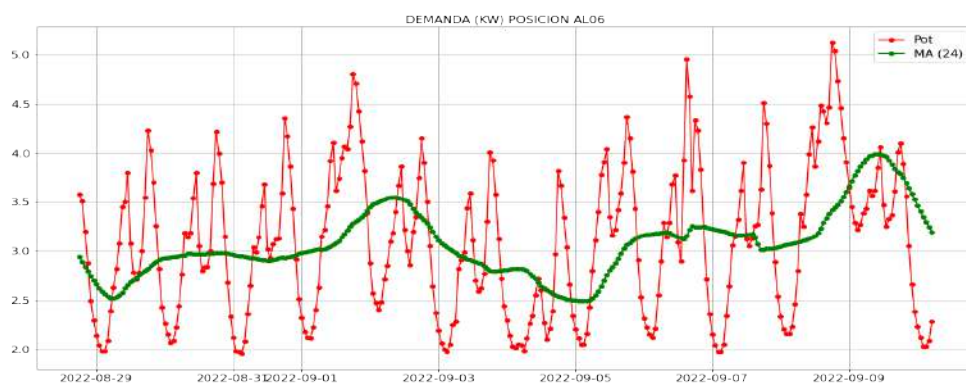
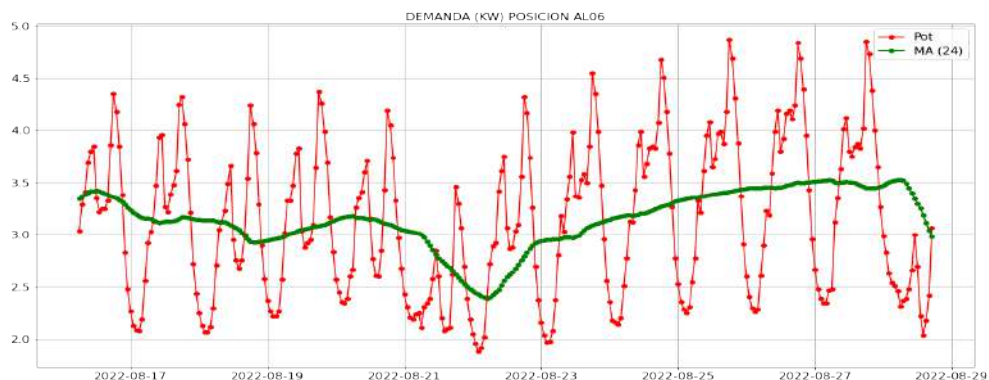


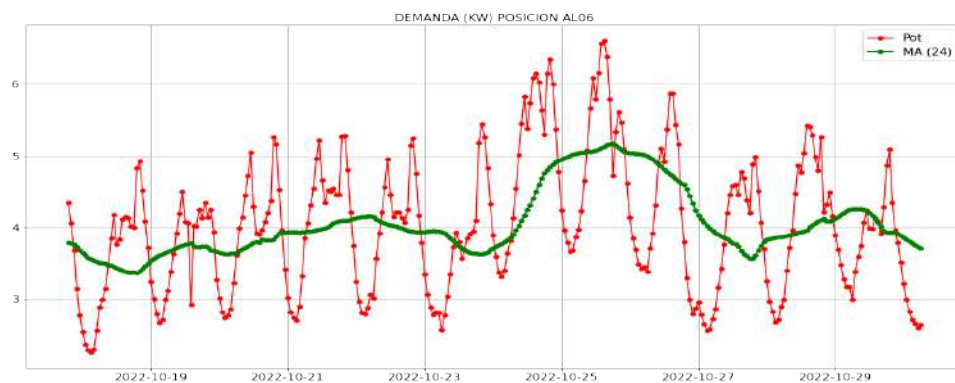
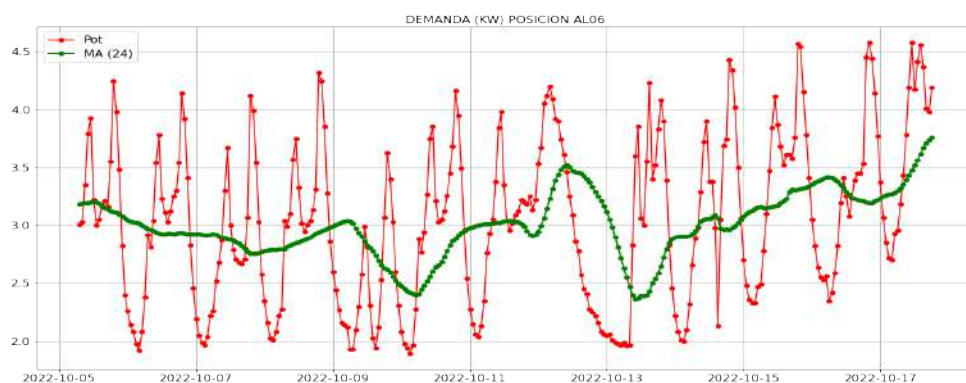
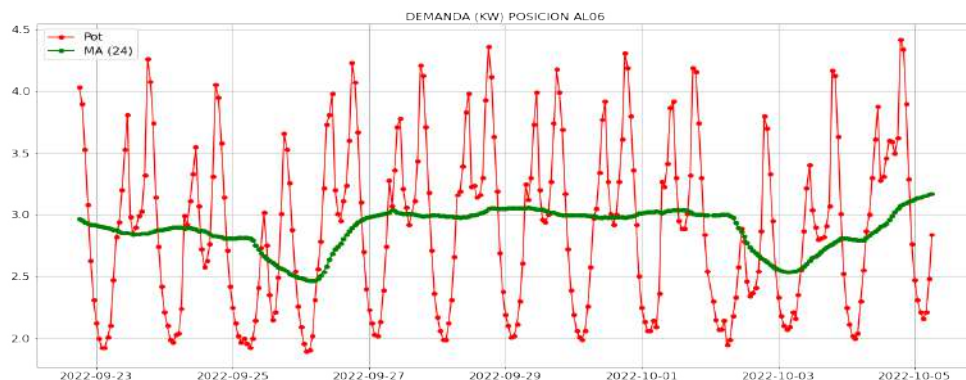




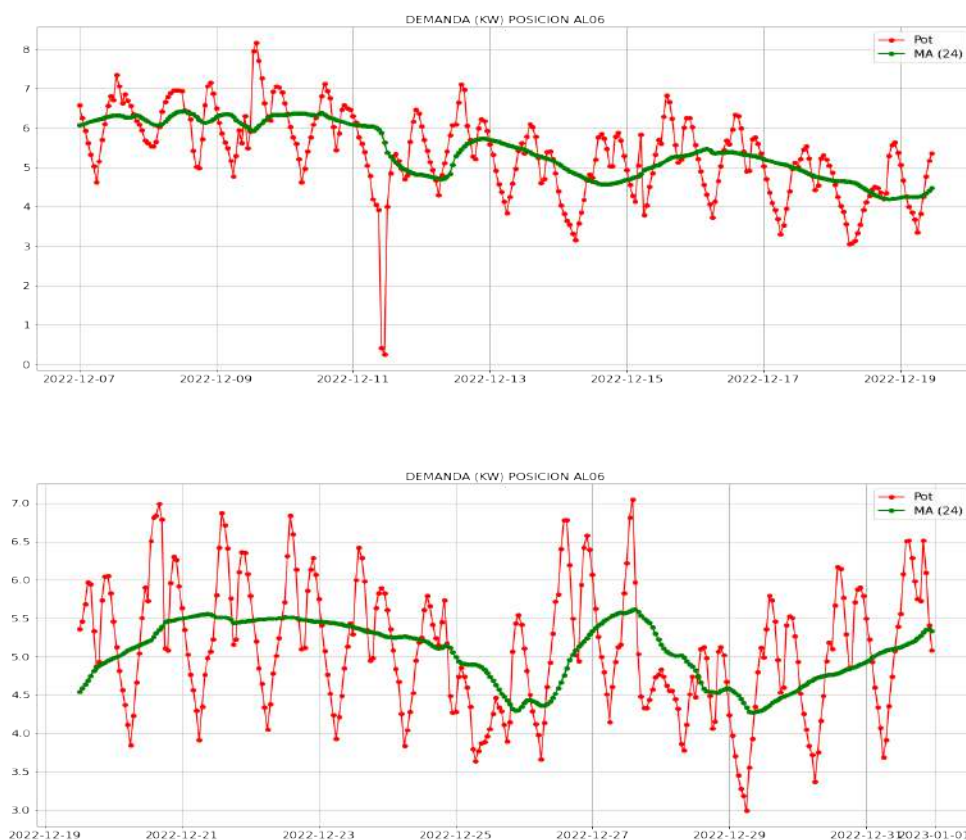






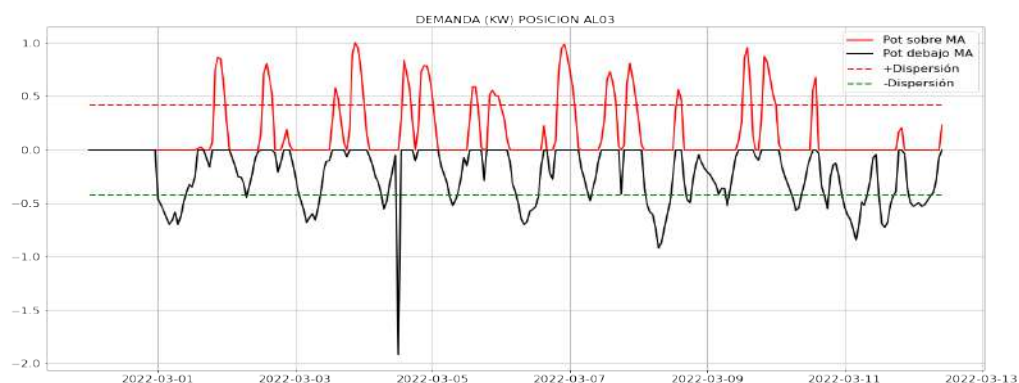


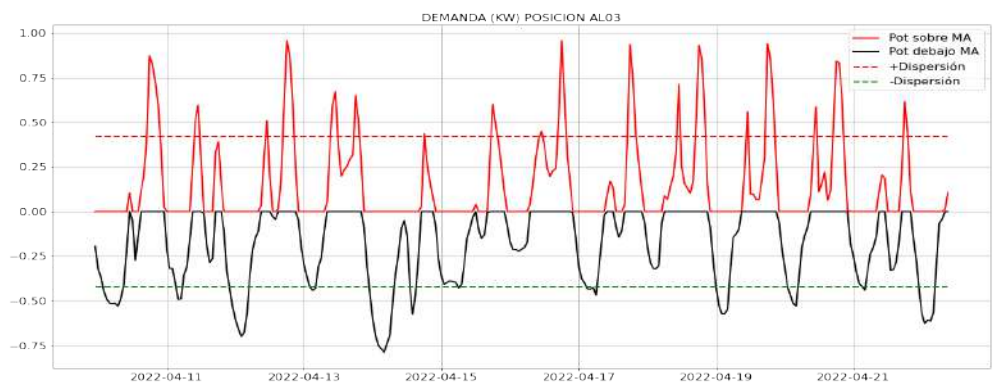
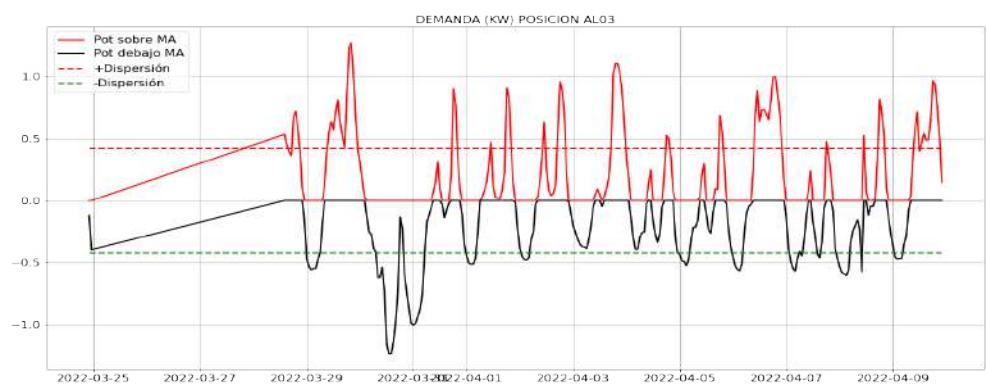
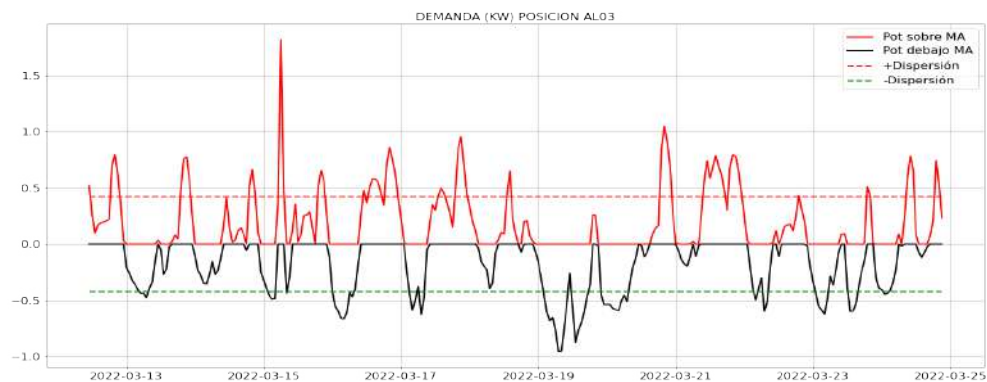


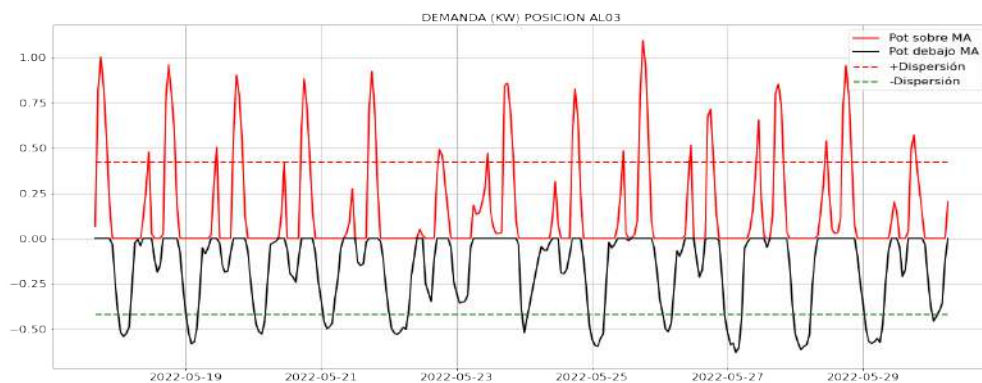
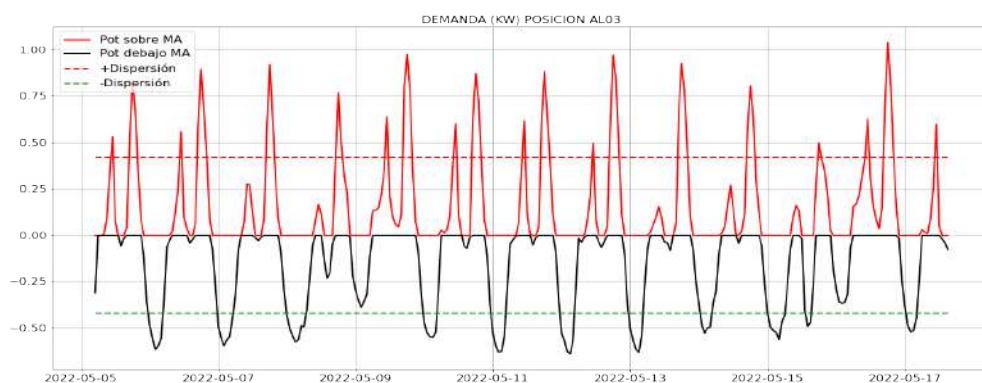
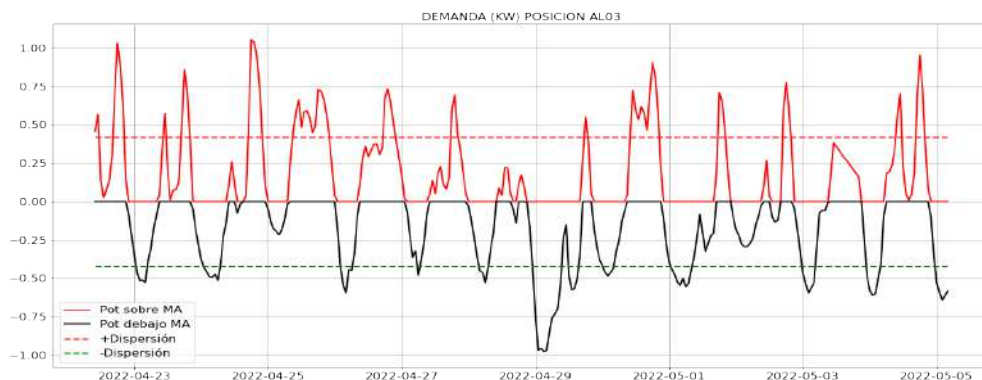


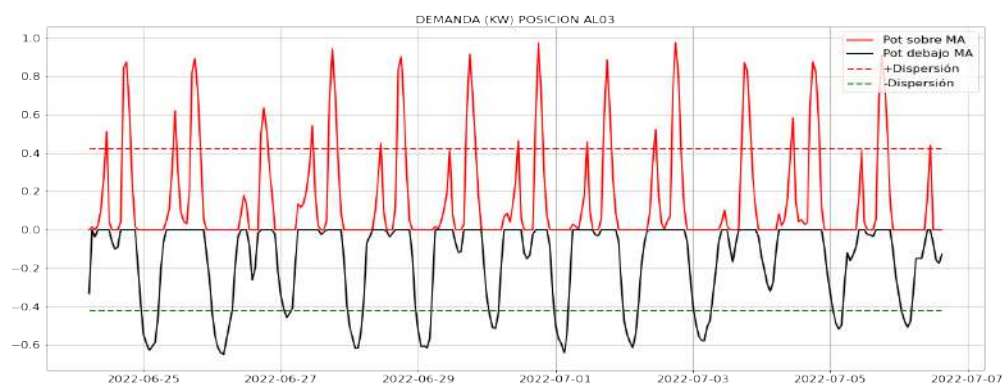
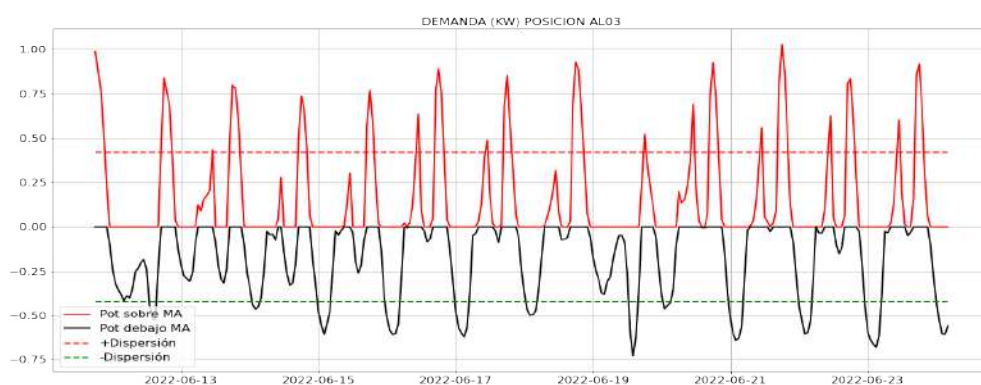
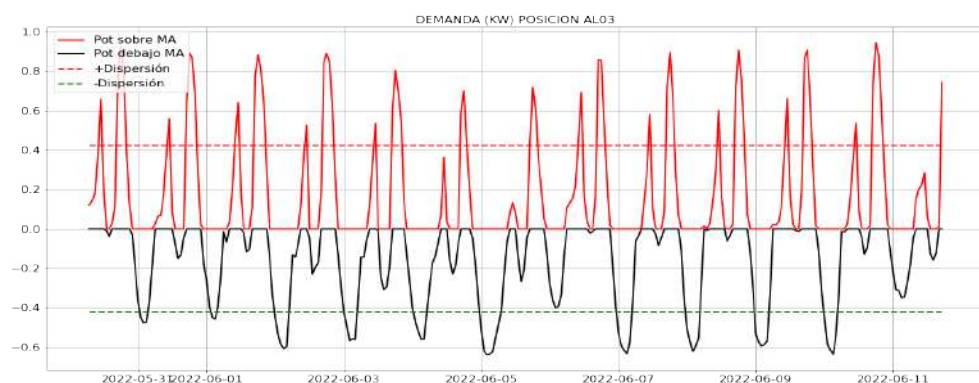
A.1.2. Dispersión y diferencia con MA

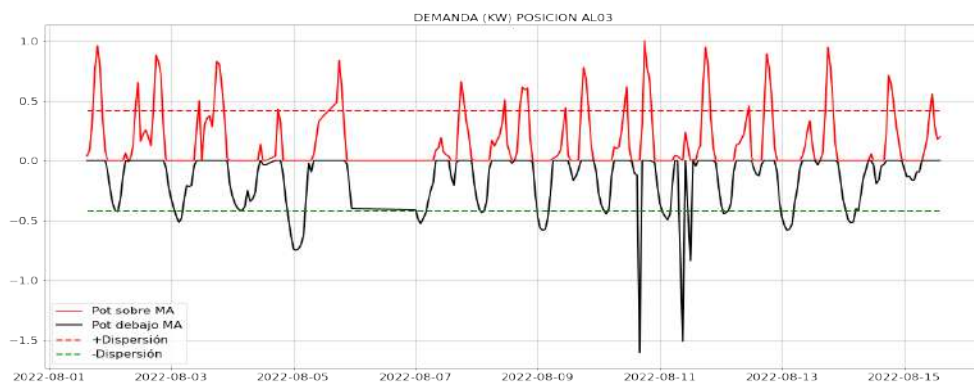
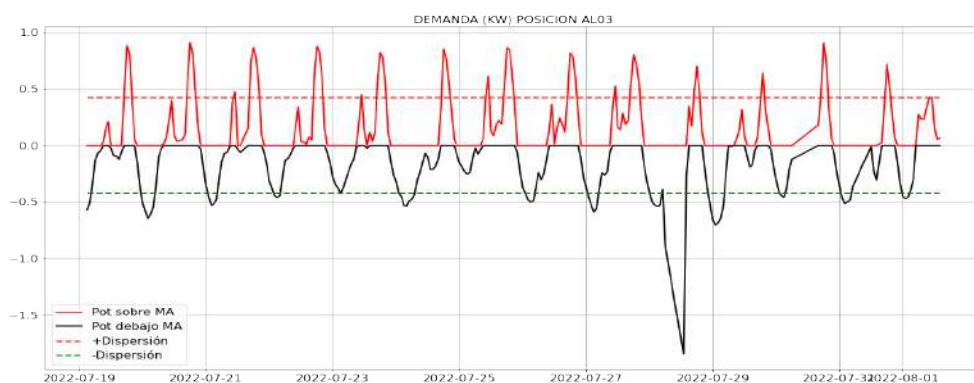
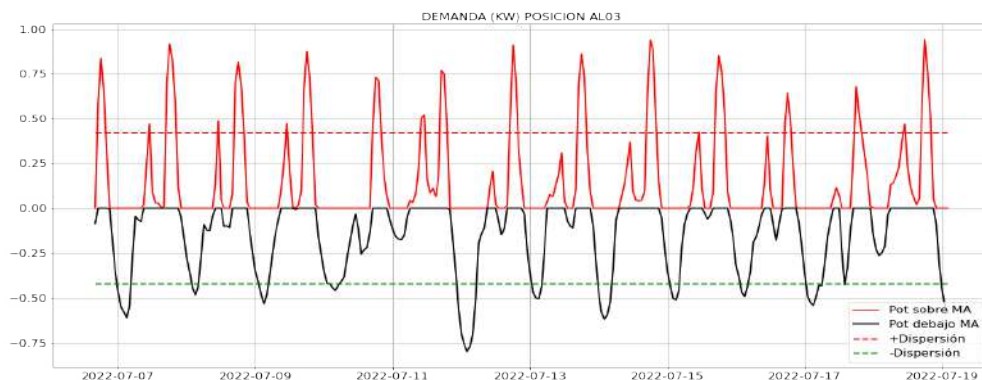
Resultados de diferencia de demanda con MA y dispersión total, alimentador COV-03:

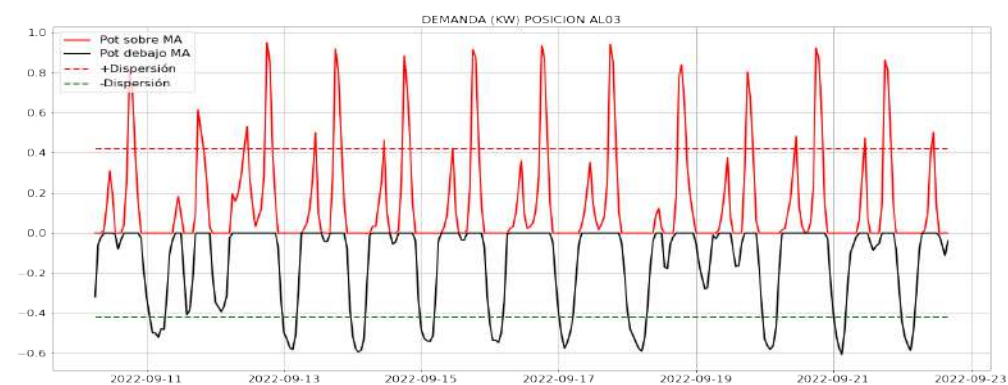
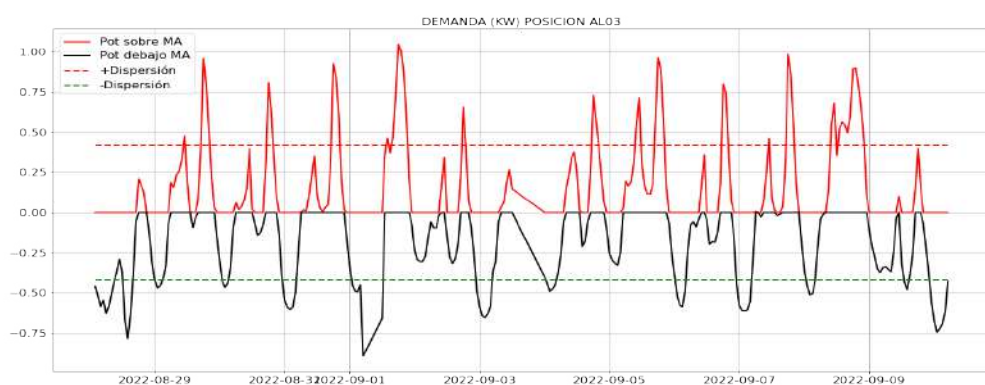
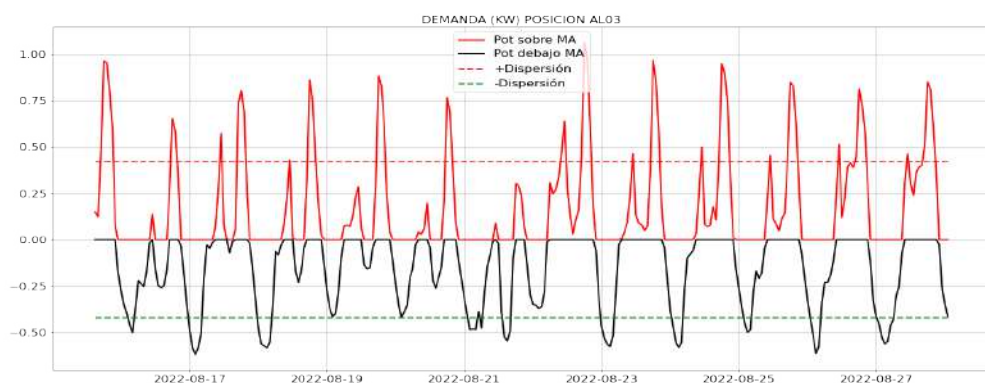


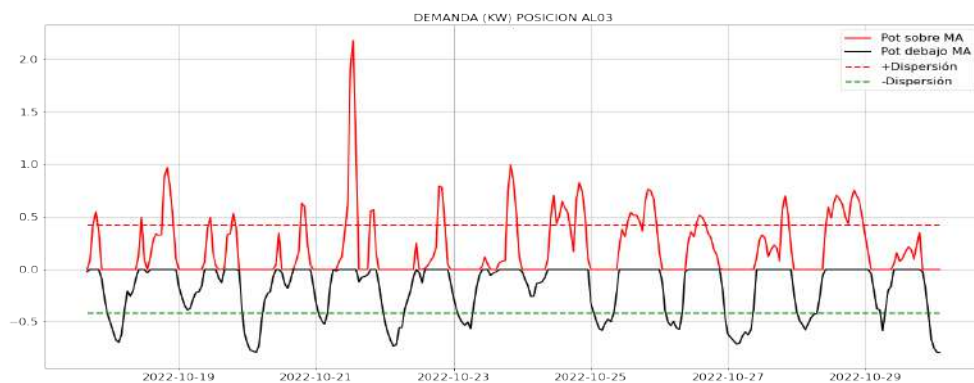
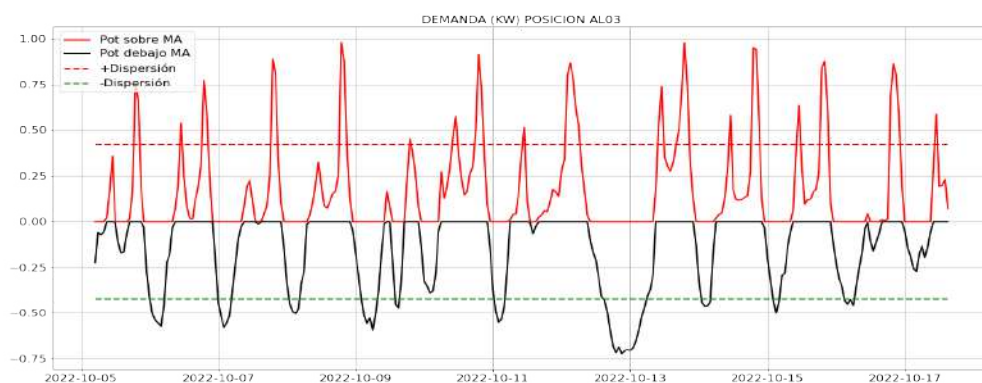
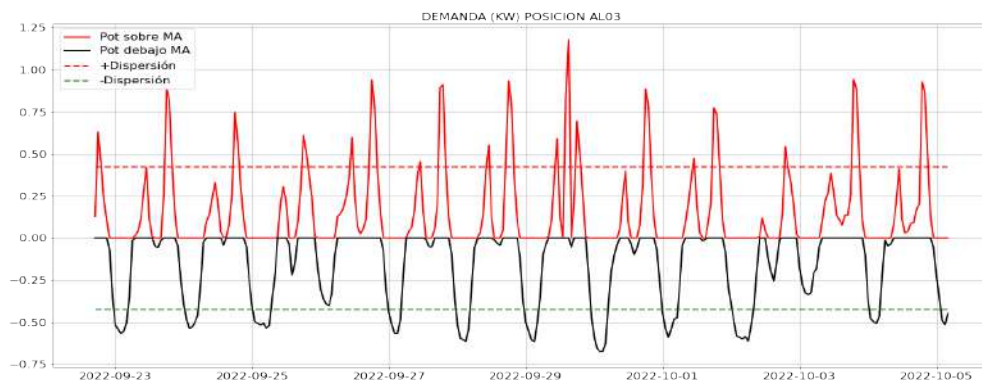


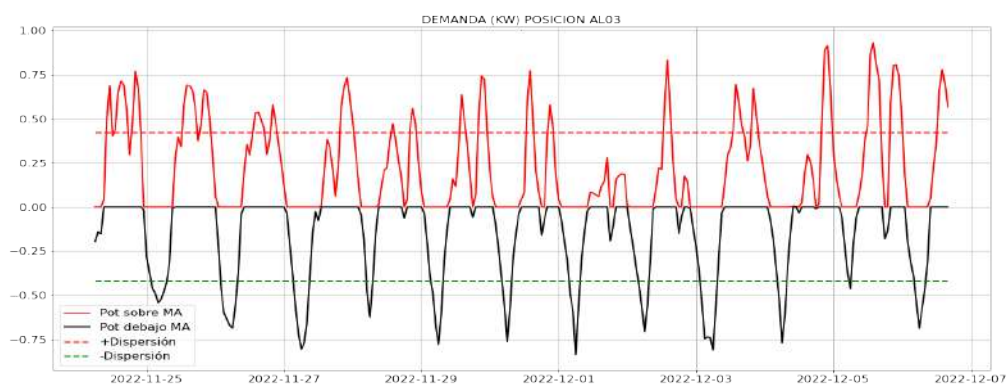
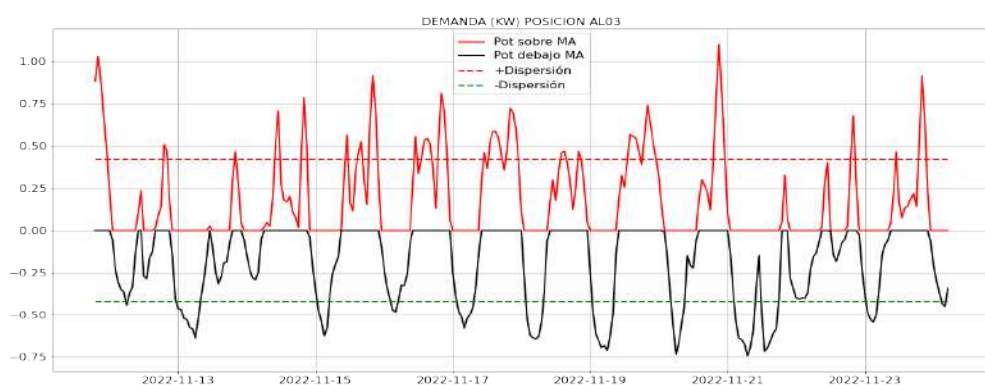
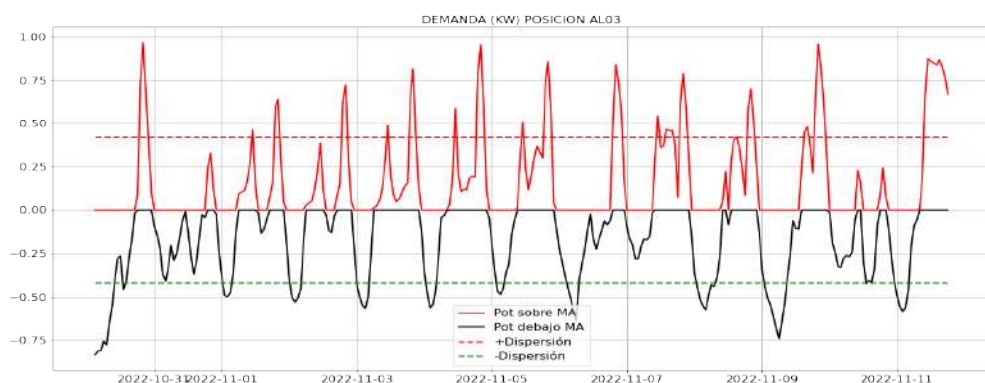






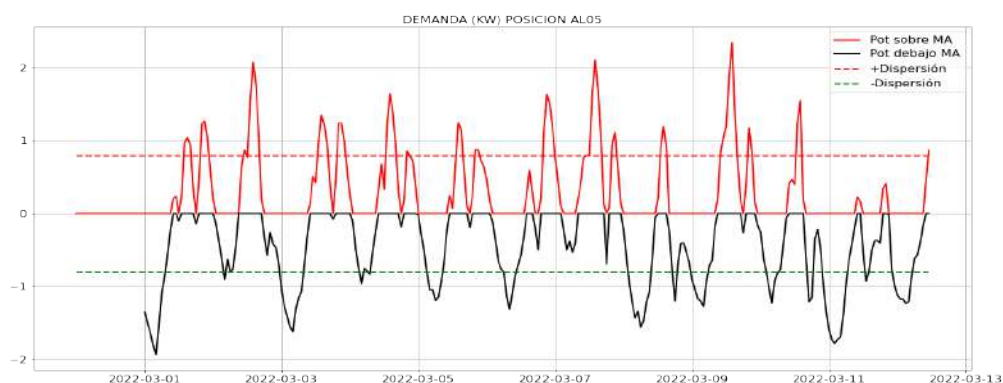


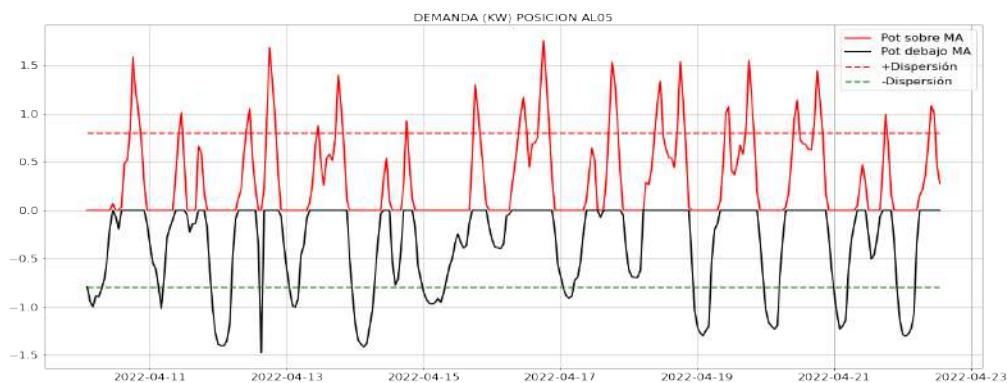
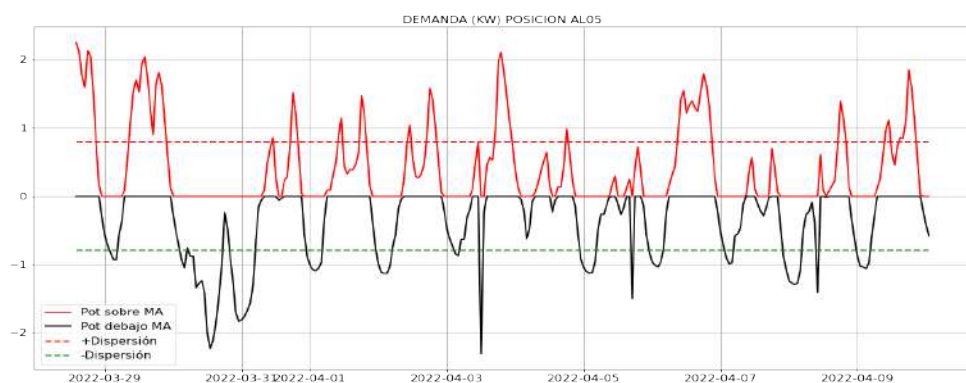
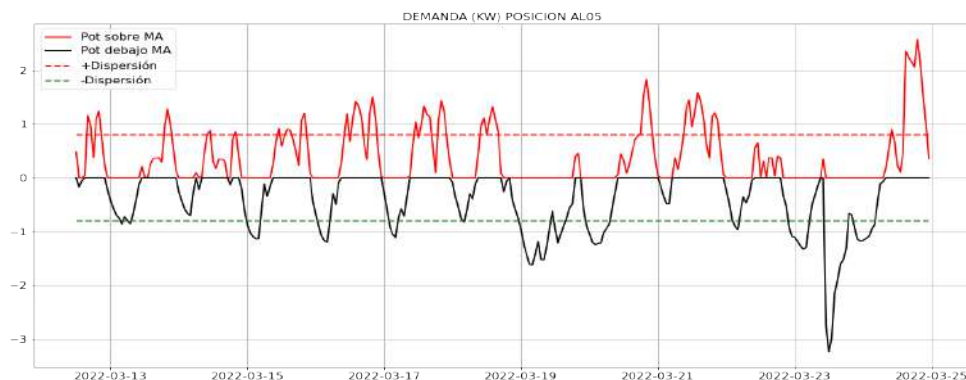


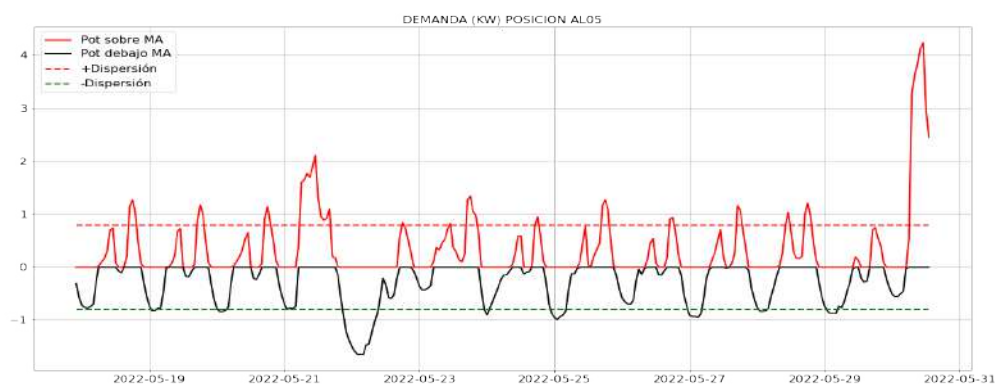
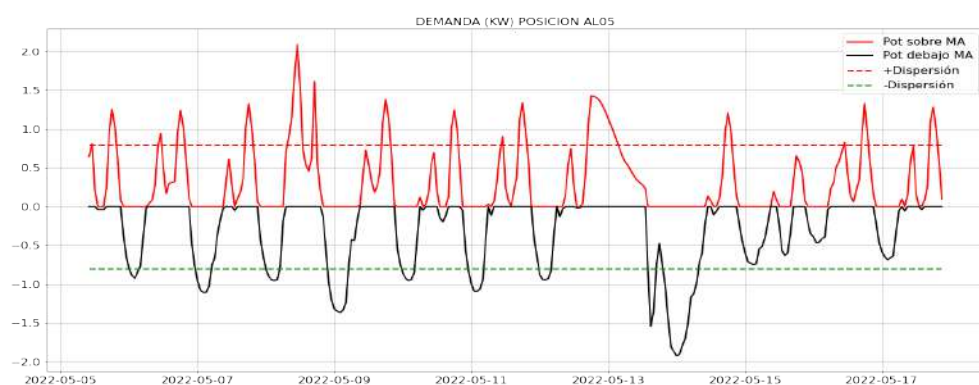
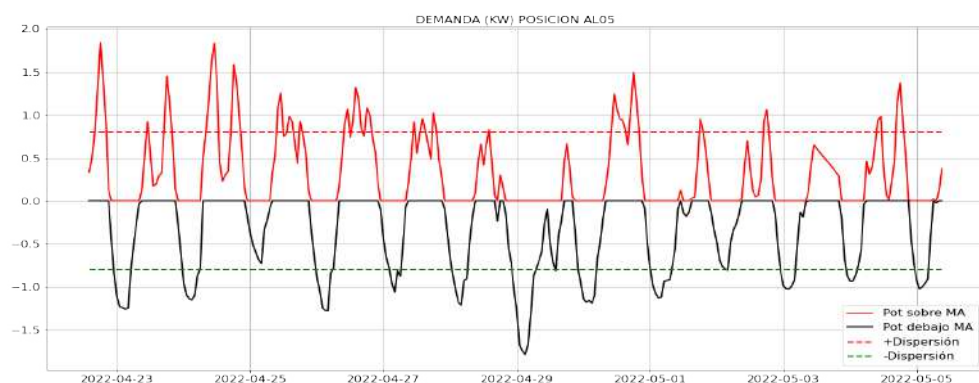


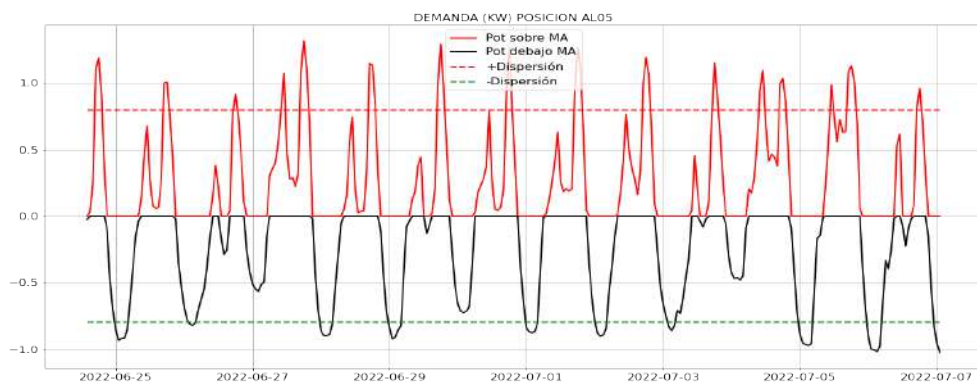
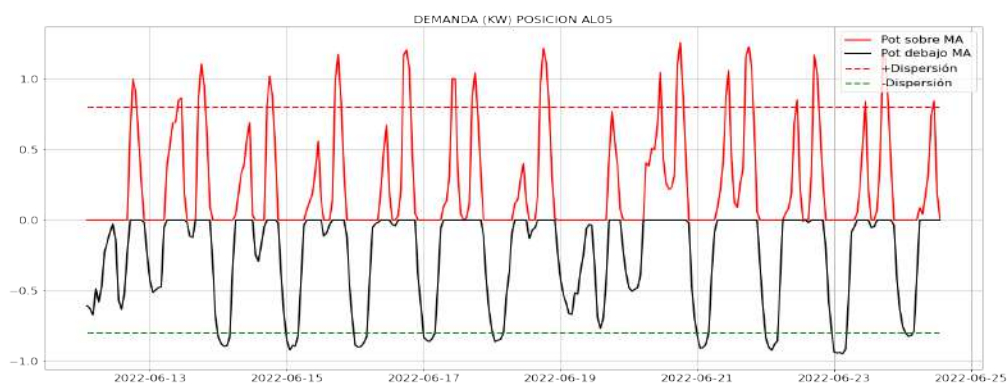
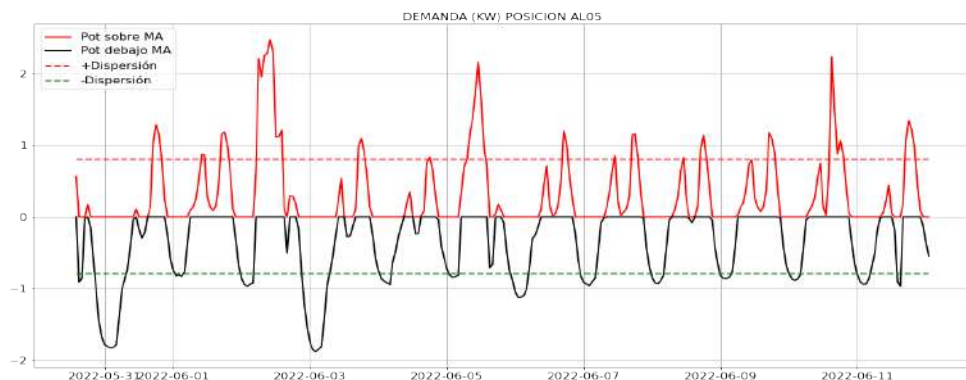


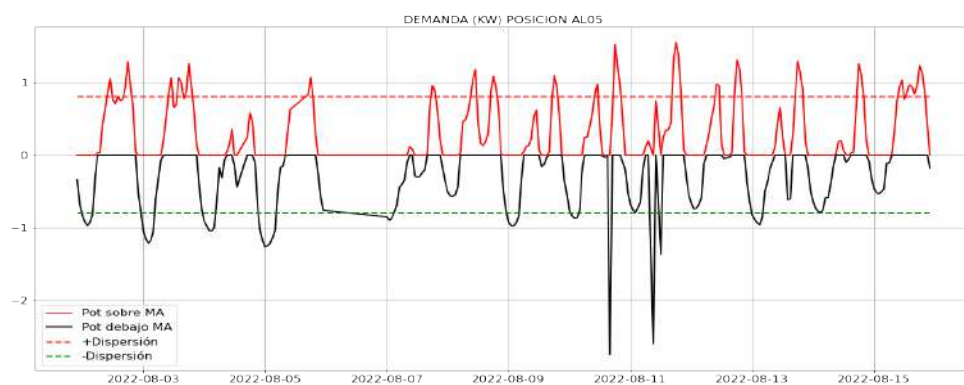
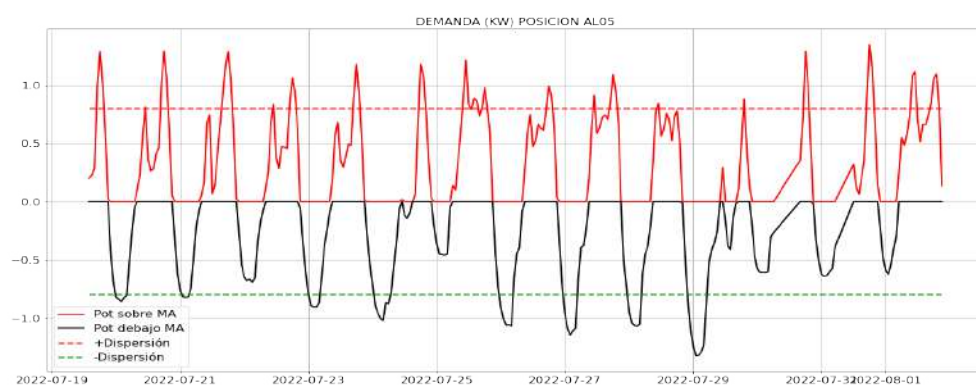
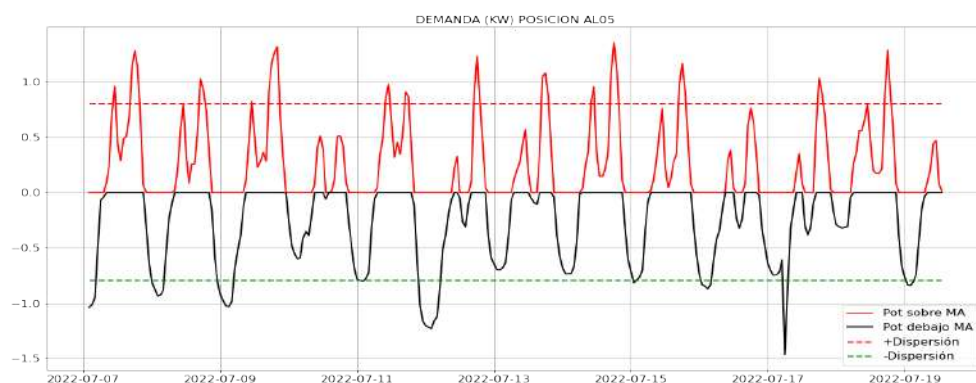
Resultados de diferencia de demanda con MA y dispersión total, alimentador COV-05:

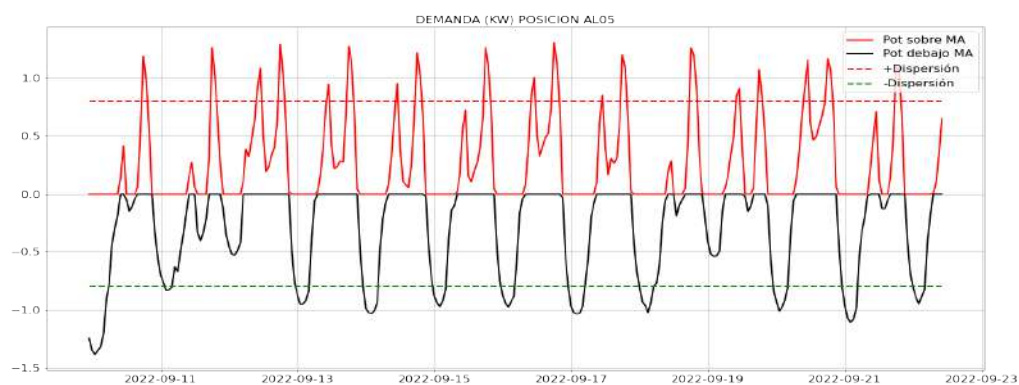
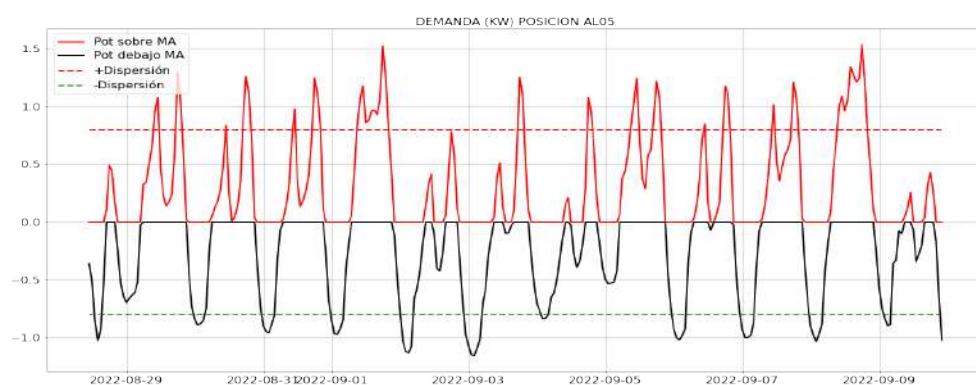
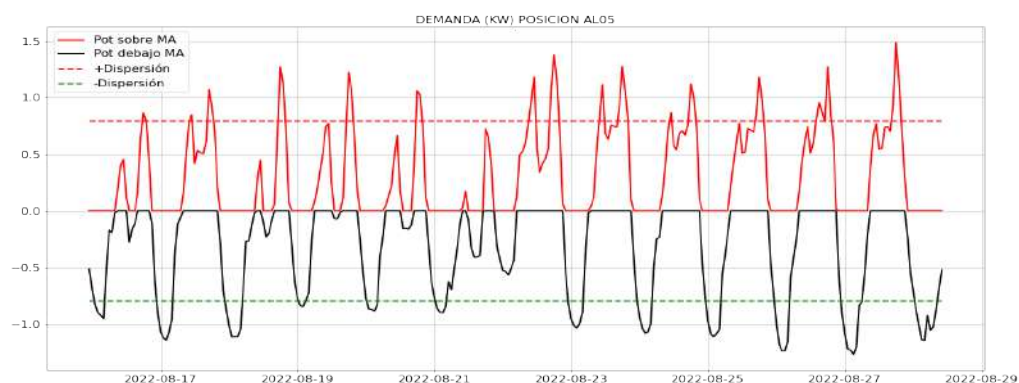


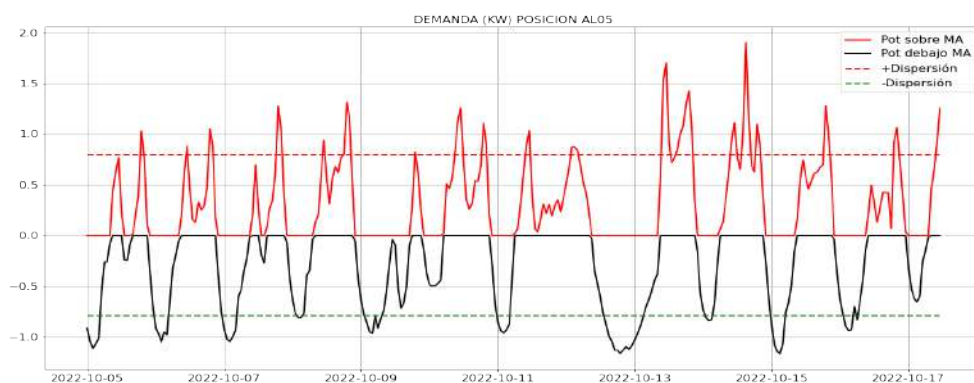
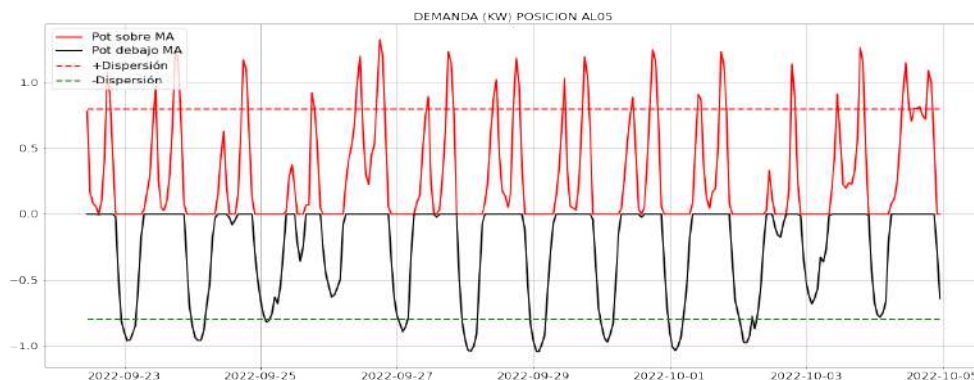


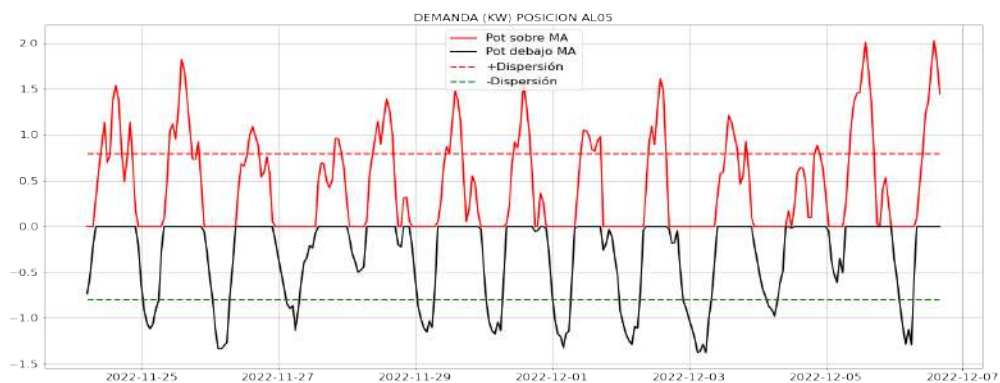
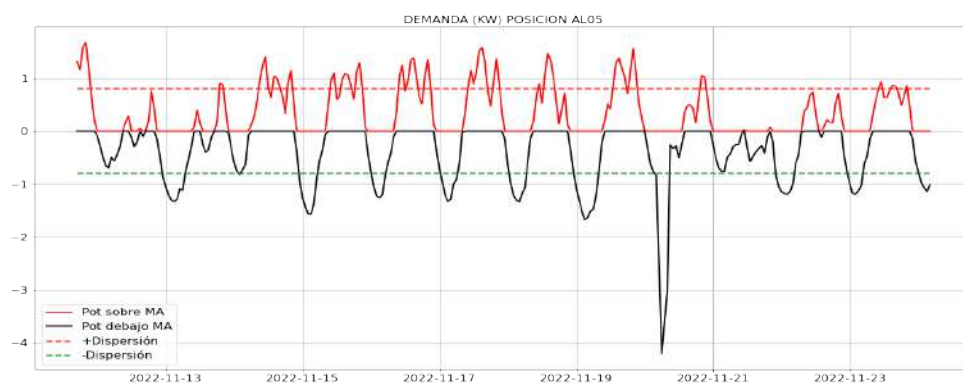
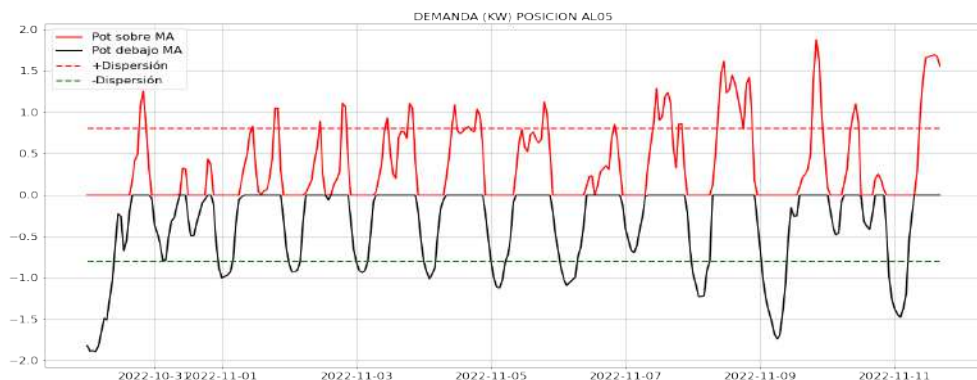


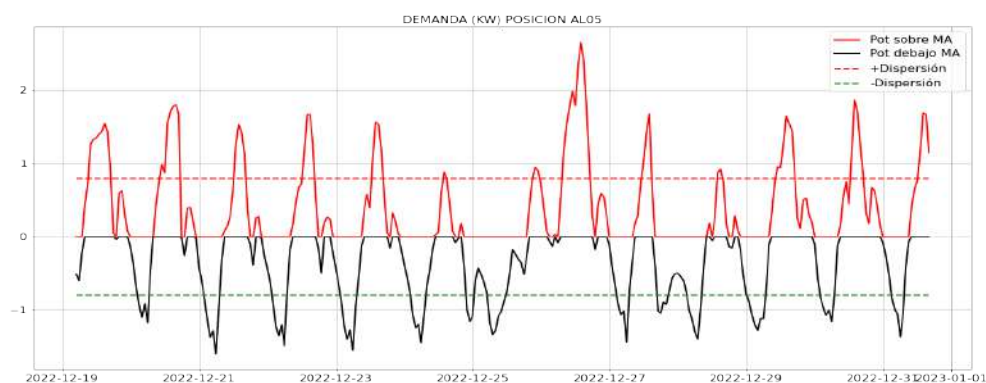
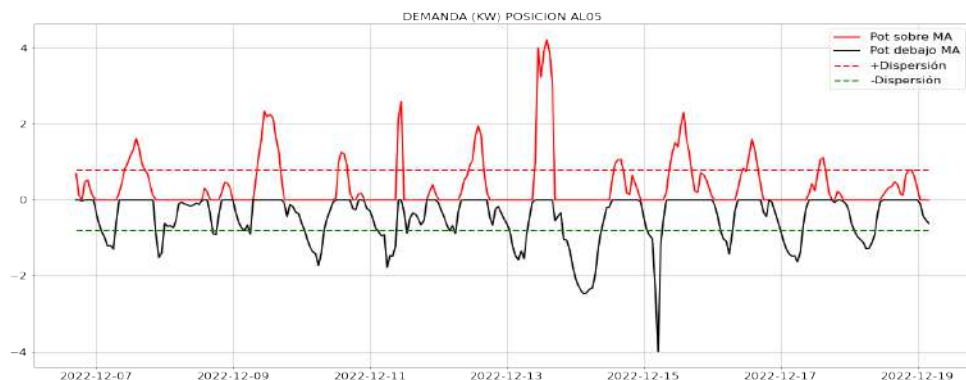




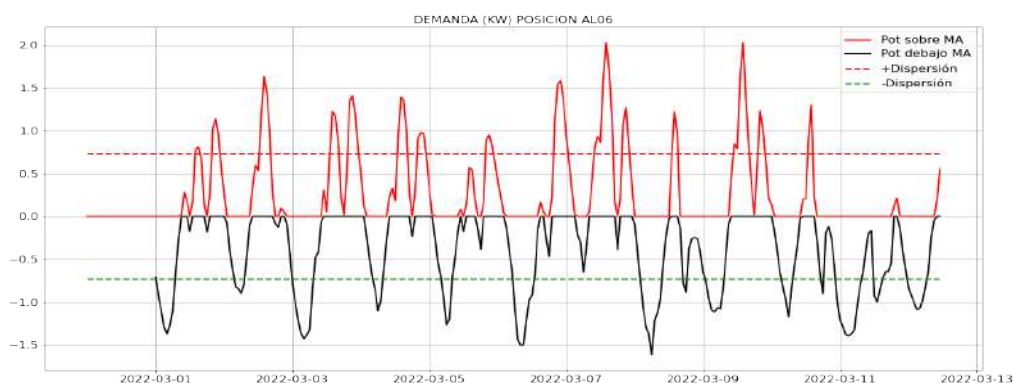


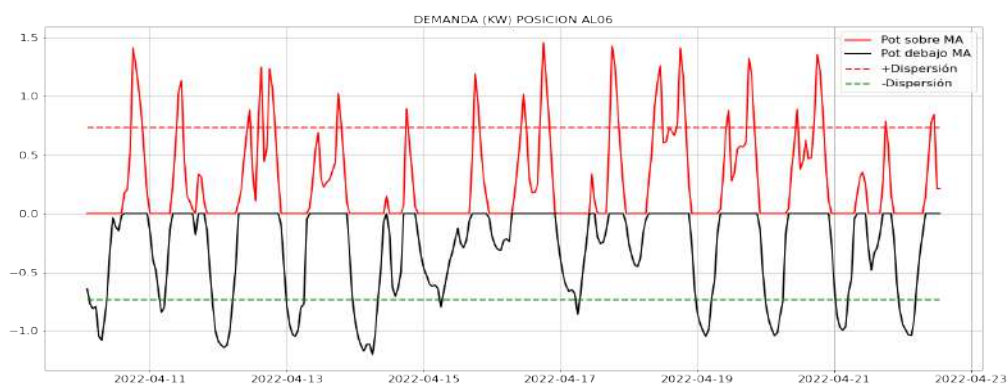
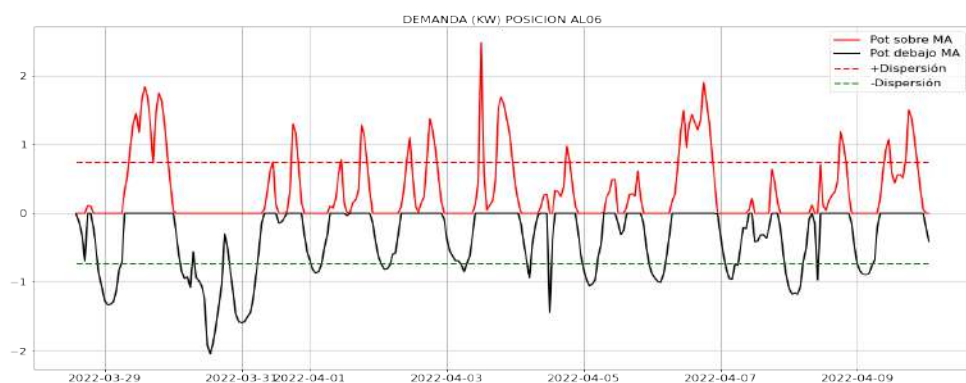
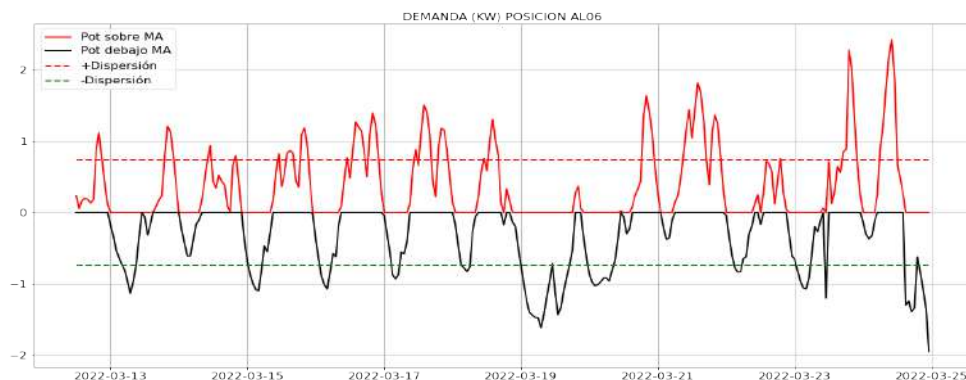


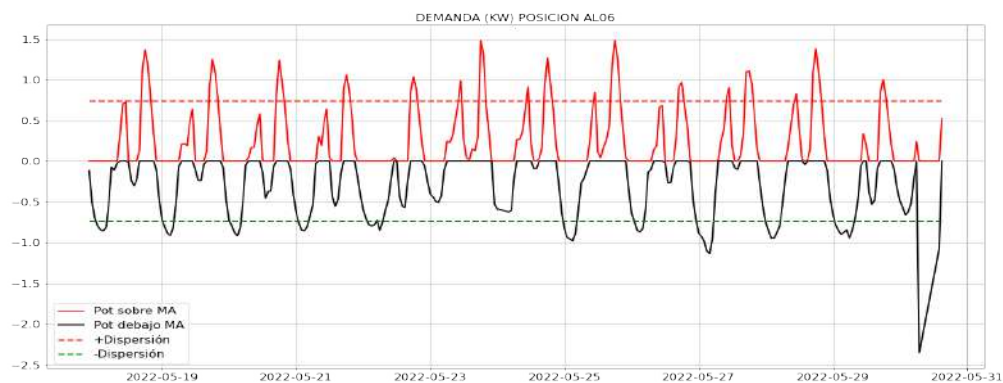
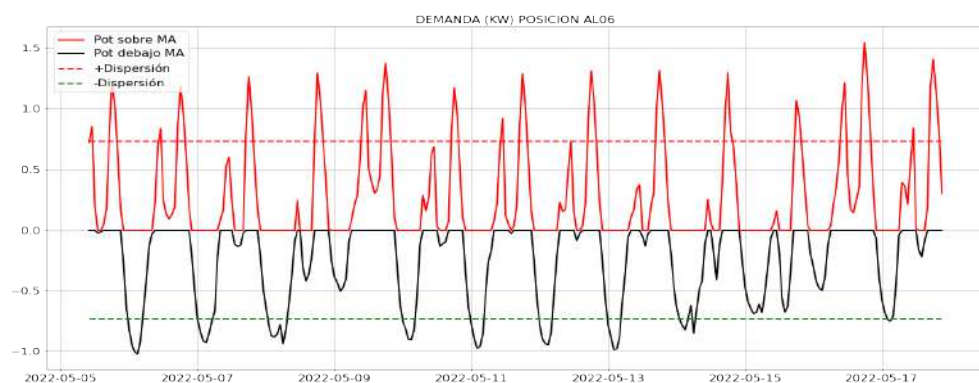
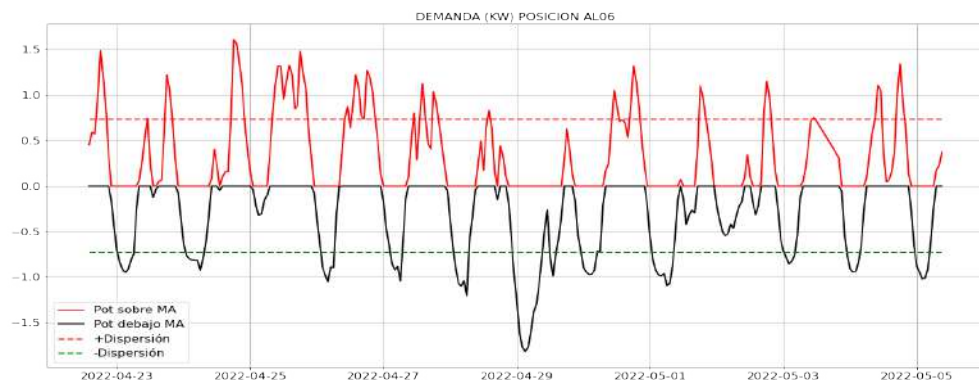


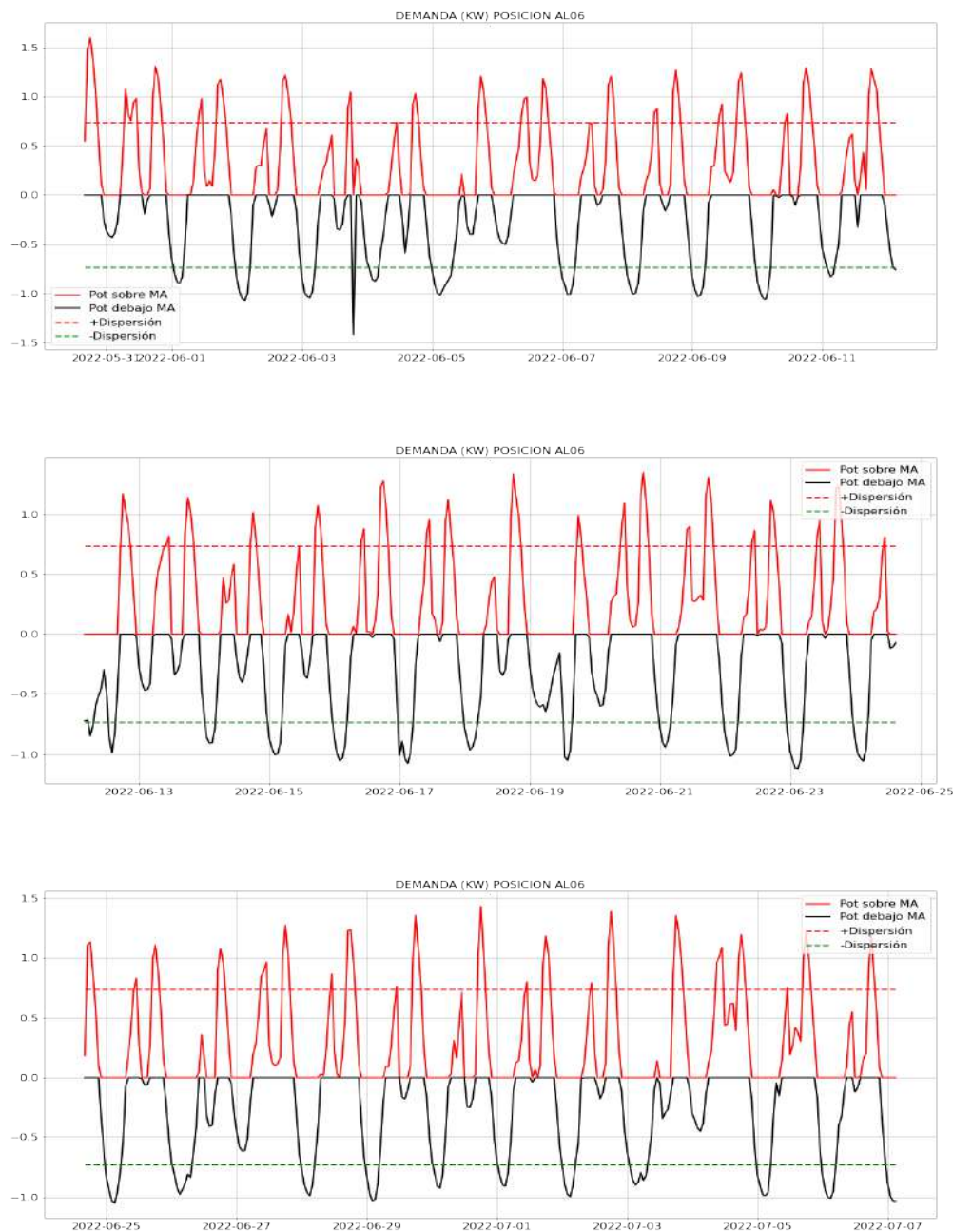


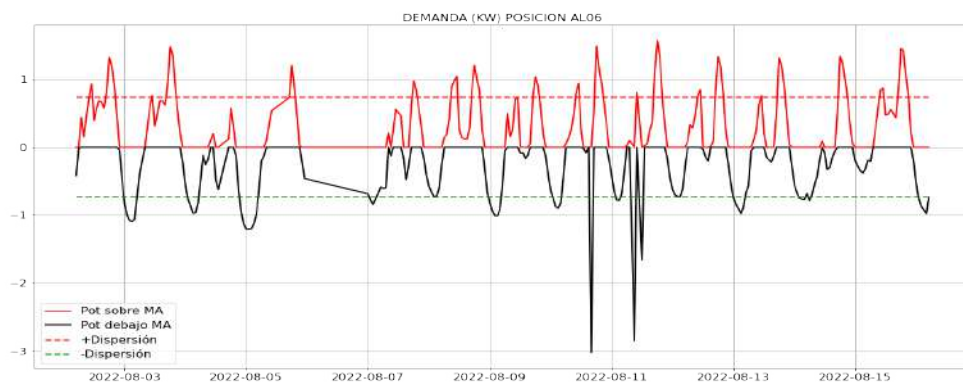
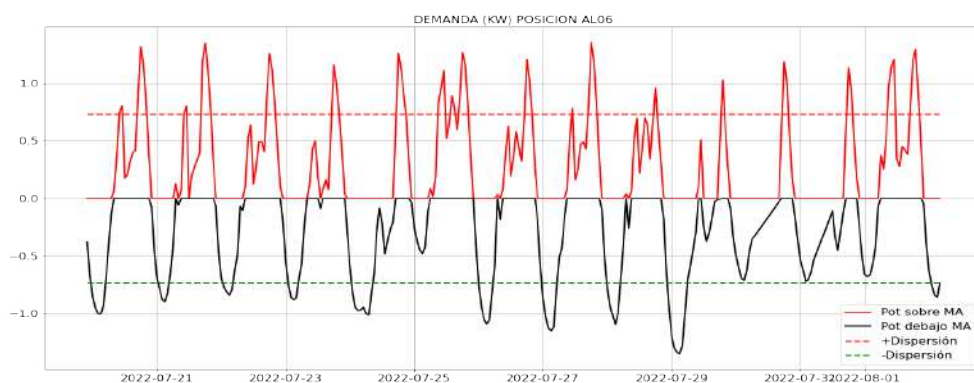
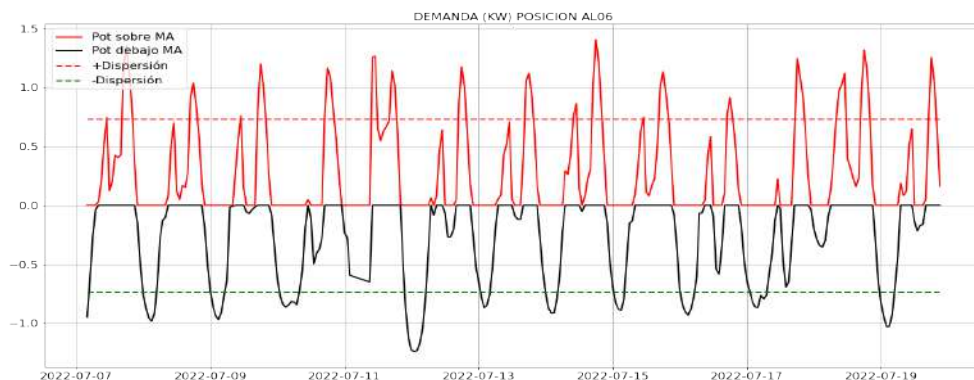
Resultados de diferencia de demanda con MA y dispersión total, alimentador COV-06:

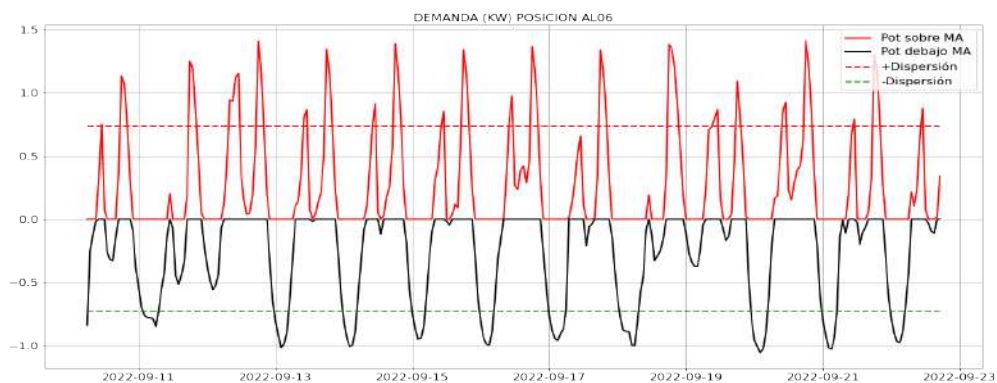
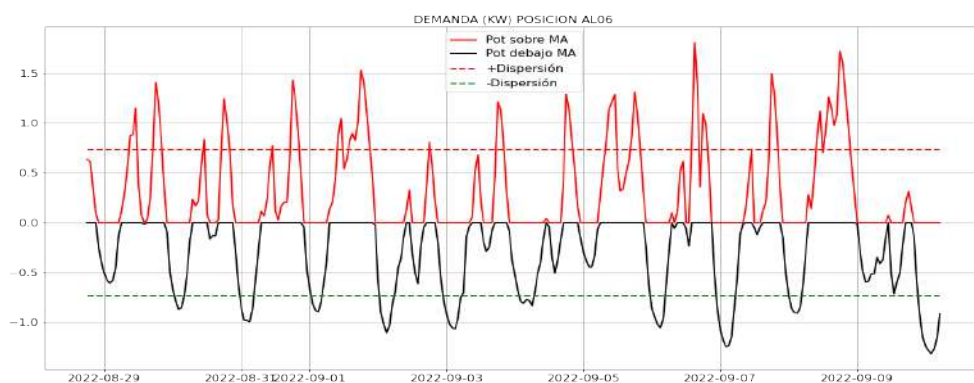
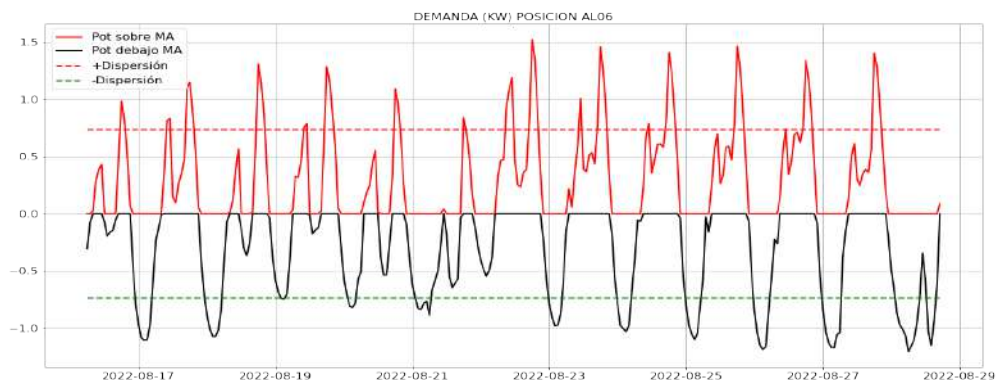


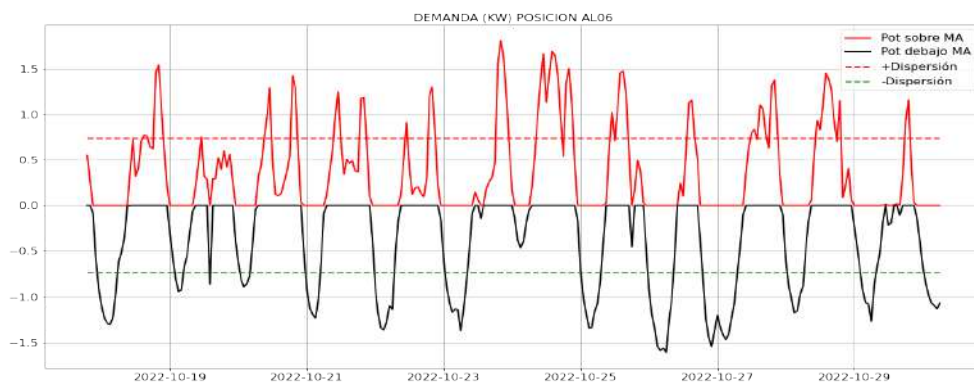
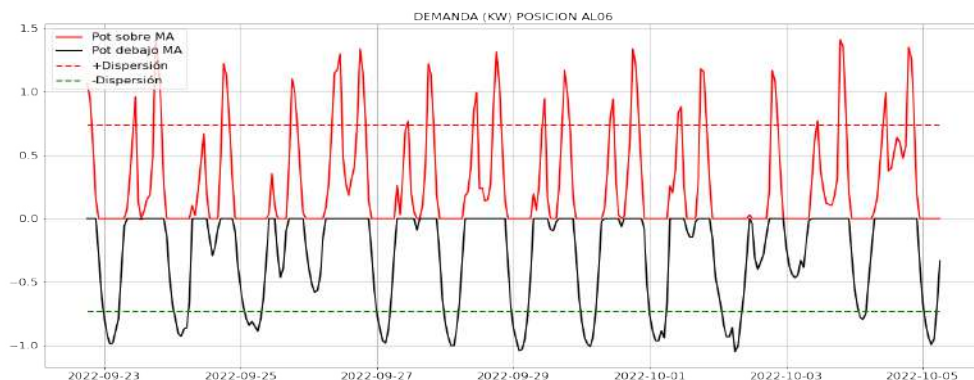


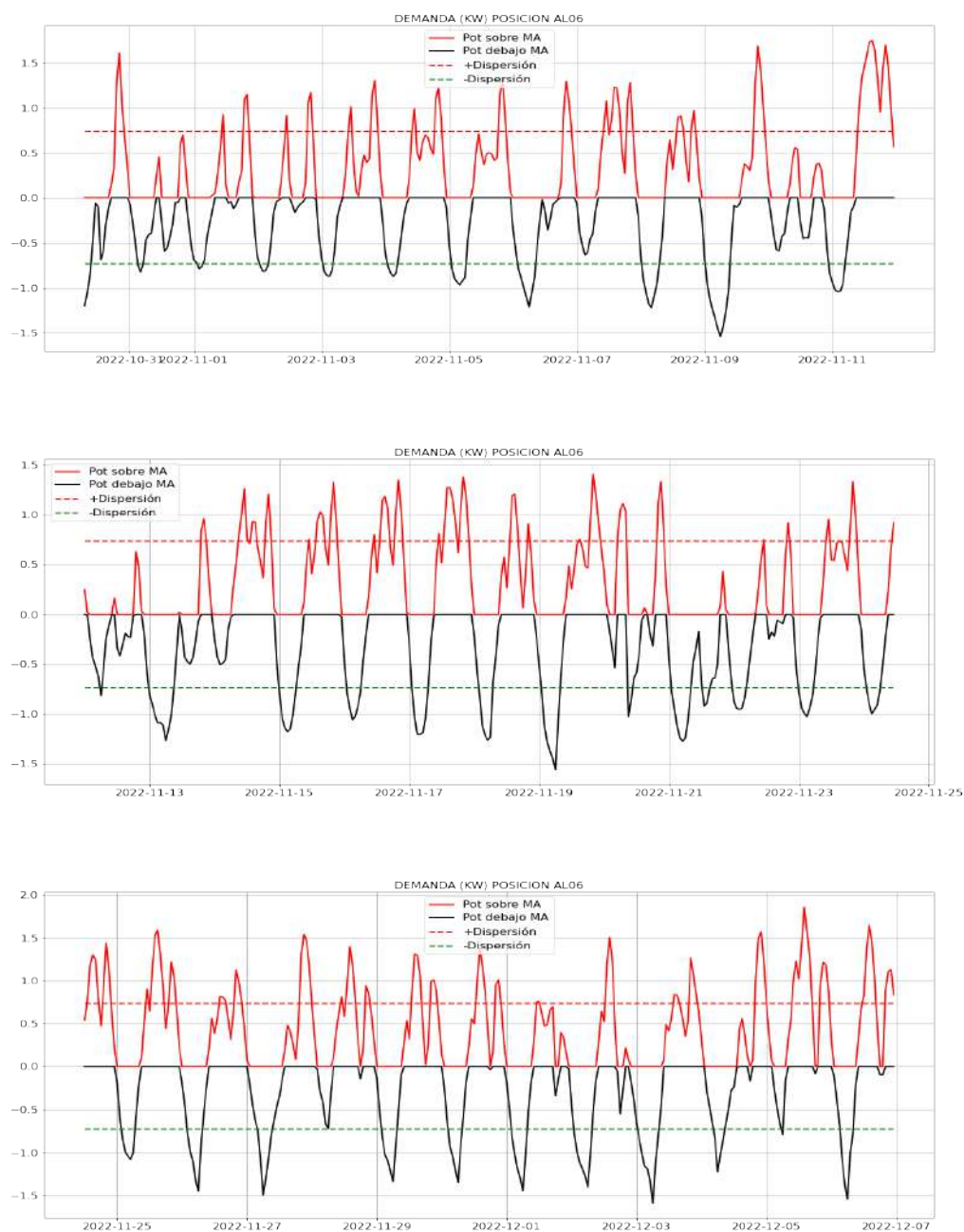


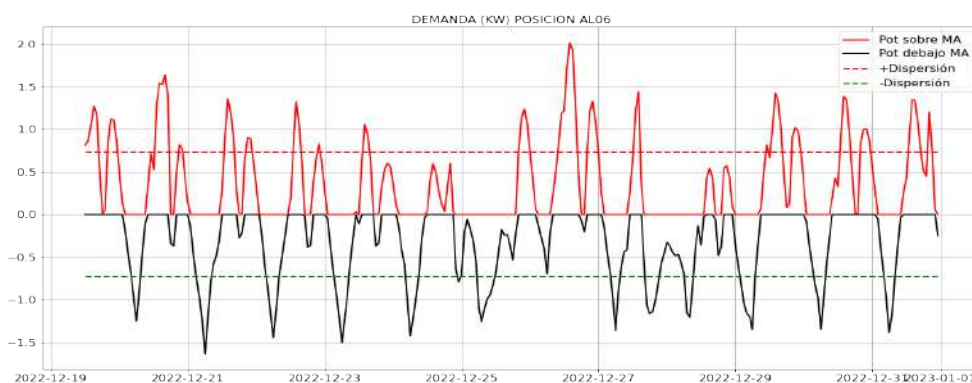
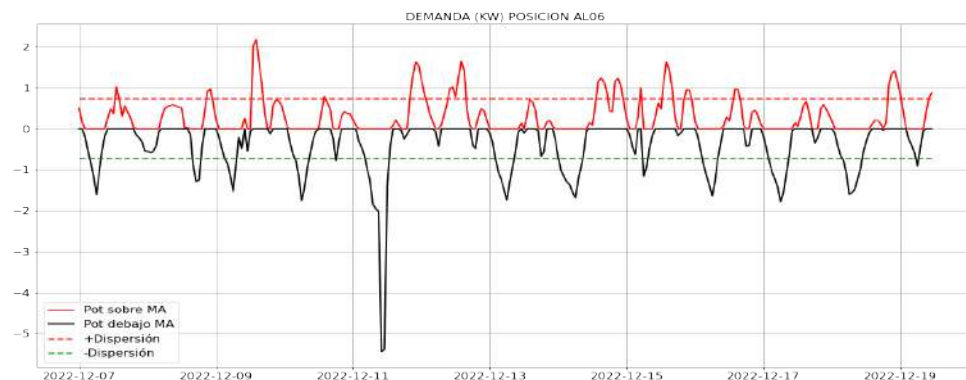












A.2. Aplanamiento de la curva

Datos de entrada

Batería simple o celda

Voltaje calificado de una batería
 V_{bat} voltio (V) ▼

Capacidad calificada de una batería
 C_{bat} ampere-hora (A•h) ▼

Índice de tipo C de una batería
 C_{rate} C

☒ Corriente de descarga de una batería
 I_{bat} amperio (A) ▼

Banco de batería

Cantidad de baterías de un juego en serie
 N_s

Cantidad de juegos de serie en un juego paralelo
 N_p

⋮ [Compartir](#)

Figura A.1: Datos de entrada para calculo de banco de baterías

Banco de batería

La capacidad del banco
 C_{bank} A•h

Energía calificada almacenada en el banco
 E_{bank} MW•h o MJ

Tiempo de ejecución para abastecer la capacidad completa
 t_{bank}

La carga en el banco
 Q_{bank} kC

El voltaje en el banco
 V_{bank} V

Corriente de descarga del banco
 I_{bank} A

Figura A.2: Verificación de cálculos de banco de baterías con calculadora on-line

Cuadro de flujo de carga

Cable - TRAMO_COV03_3240

Item	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	distancia	fp	Deseq. I%	Deseq. V%	Perdidas KW	Caída de tensión V	Mínima tensión	Carga conectada
A	23,5	13,5	126,8	1720,2	1563,9	716,5	0,7	90,91	2,10	-0,01	10,27	48,89	101,18	
B	23,5	13,5	122,9	1667,1	1515,6	694,5		90,91	-1,05	0,01	9,22	43,54		
C	23,5	13,5	122,9	1667,1	1515,5	694,5		90,91	-1,05	-0,00	9,95	47,43		
Tot				5054	4595	2106				0,019	29,45			

<

Figura A.3: Flujo de carga alimentador COV3 sin banco de baterías

Cuadro de flujo de carga

Cable - TRAMO_COV03_3240

Item	kVLL	kVLN	i (A)	KVA	kW	kVAR	distancia	fp	Deseq. I%	Deseq. V%	Perdidas KW	Caída de tensión V	Mínima tensión	Carga conectada
A	23,5	13,5	103,7	1407,6	1213,6	713,1	0,7	86,22	2,56	-0,01	7,21	41,50	101,31	
B	23,5	13,5	99,9	1354,9	1165,3	691,2		86,01	-1,28	0,01	6,37	36,16		
C	23,5	13,5	99,9	1354,8	1165,2	691,2		86,01	-1,28	-0,00	6,98	40,04		
Tot				4117	3544	2096				0,019	20,55			

☐ F ☒ C ☐ Cg

0.00

0.00

Figura A.4: Flujo de carga alimentador COV3 con banco de baterías

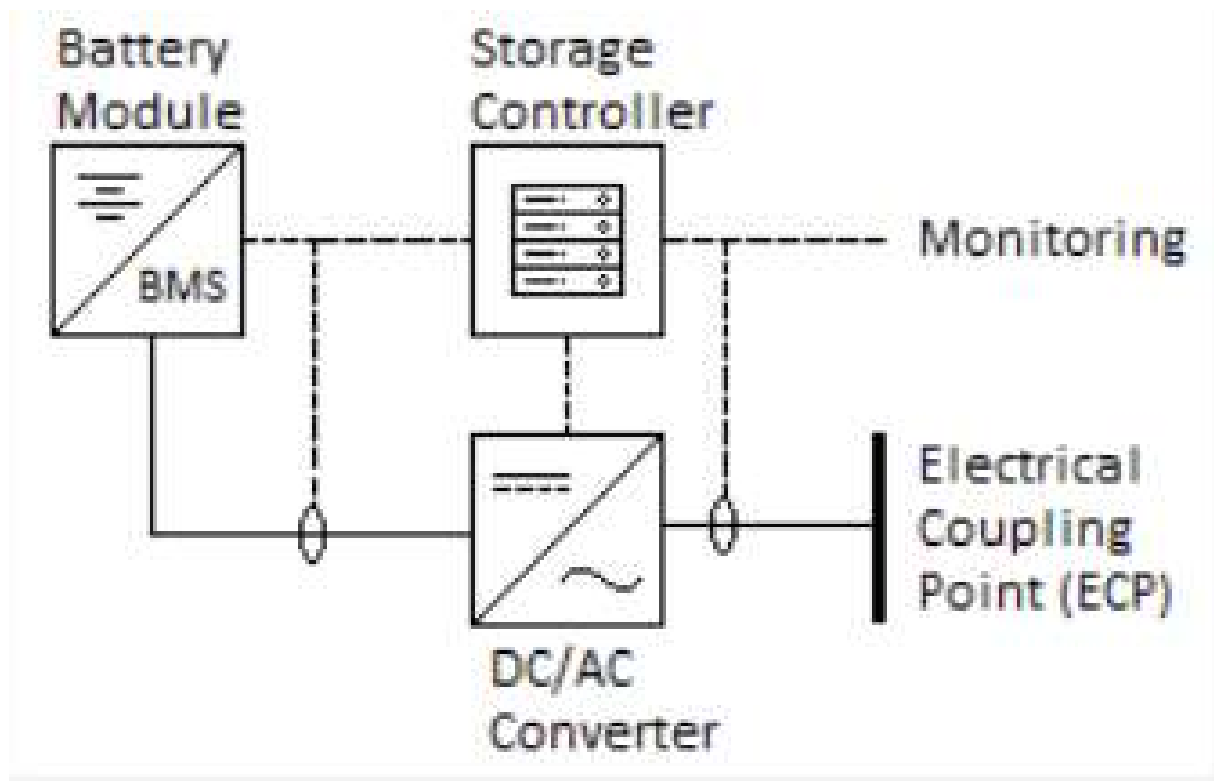


Figura A.5: Modelo de BESS

A.2.1. Encuesta evidencias



Figura A.6: Encuesta a clientes del alimentador COV-3

Bibliografía

- [1] N. apag, Chain, “Preparación y evaluación de proyectos,” 2008.
- [2] J. C. Castro Cuasapaz, “Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico “peak shaving” y su factibilidad en ecuador,” B.S. thesis, Quito, 2017., 2017.
- [3] Forget, “Manual de sistemas fotovoltaicos aislados,” 2011.
- [4] T. Gonen, *Electrical Power Transmission System Engineering*. Apple Academic Press, 2014.
- [5] V. Lopez, “Efectos del amacenamiento de energia,” 2015.
- [6] M. Poveda, “Apuntes planificación de sistemas de distribución,” *Escuela Politécnica Nacional*, 2012.
- [7] E. F. Tapia Chicaiza y M. V. Tipán Gualoto, “Incentivos tarifarios para clientes industriales,” B.S. thesis, Quito, 2010, 2010.