



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**Estudio de rendimiento, eficiencia energética y  
rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo  
particulares enfocado desde el punto de vista del  
sistema eléctrico**

---

Autores:

Francisco Javier Gibello Rael

Director:

Matías J. Sánchez Mingarro

Madrid  
Julio 2016



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN**

### ***1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

El autor D. Francisco Javier Gibello Rael, como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra del proyecto de fin de grado: Estudio de rendimiento, eficiencia energética y rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo particulares enfocado desde el punto de vista del sistema eléctrico, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

### ***2ª. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* ( *con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

### ***3ª. Condiciones de la cesión.***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así

como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

(b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.<sup>1</sup>

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital. <sup>2</sup>

#### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.

c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación ([curiarte@rec.upcomillas.es](mailto:curiarte@rec.upcomillas.es)).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

---

<sup>1</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

<sup>2</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

### **6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

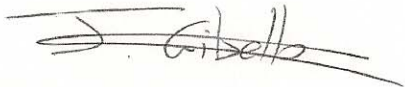
- a) Deberes del repositorio Institucional:
  - La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
  - La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
  - La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 14 de Julio de 2016

**ACEPTA**



Fdo. Francisco Javier Gibell Rae

Proyecto realizado por el alumno/a:

**Francisco Javier Gibello Rael**

Fdo.:  Fecha: ...../...../.....

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter  
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**Matías J. Sánchez Mingarro**

Fdo.:  Fecha: ...../...../.....

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

**Fernando de Cuadra García**

Fdo.: ..... Fecha: ...../...../.....



# Estudio de rendimiento, eficiencia energética y rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo particulares enfocado desde el punto de vista del sistema eléctrico

**Autor: Gibello Rael, Francisco Javier**

Director: Sánchez Mingarro, Matías J.

Entidad Colaboradora: Red Eléctrica de España (REE).

## Resumen del proyecto

El autoconsumo eléctrico se define como la capacidad de producir, consumir y gestionar la energía generada en una instalación propia con o sin acumulación de la misma.

El objetivo principal de este proyecto es el de analizar el impacto que poseen las tecnologías de autoconsumo en el conjunto del sistema eléctrico nacional.

El estudio de los impactos se ha abordado analizando las características de las diferentes tecnologías que componen el marco actual del sector del autoconsumo. El análisis se ha realizado en un enfoque cualitativo y se ha centrado en los aspectos de carácter técnico que afectan a la red de distribución y su relación con las tecnologías de autoconsumo.

Para cuantificar los impactos se ha procedido a la elaboración de un modelo de tres redes de distribución persiguiendo la mayor representatividad de la configuración del sistema eléctrico. La plataforma de simulación ha sido la de Simulink perteneciente al programa informático de Matlab. Se ha empleado la biblioteca de “Simscape Power Systems” para el desarrollo del modelo.

Los escenarios de simulación han sido: Un primer escenario correspondiente a una zona urbana con consumo residencial y comercial, un segundo escenario rural con consumo principalmente residencial y un tercer escenario de un polígono industrial. En su elaboración se han modelado las curvas de generación de las tecnologías, las curvas de consumo de los tres principales consumidores y los elementos de la red.

Para cada escenario se diferenciarán cinco niveles de simulación:

- **Nivel 0:** Primer nivel sin existencia de tecnologías de autoconsumo. Únicamente los consumos.
- **Nivel 1:** Nivel en el que se introducen las tecnologías de autoconsumo en el escenario sin posibilidad de almacenamiento en baterías.
- **Nivel 2:** Nivel similar al anterior pero con introducción de almacenamiento en baterías.
- **Nivel 3:** Nivel formado únicamente por tecnología de autoconsumo solar fotovoltaica sin almacenamiento en baterías.
- **Nivel 4:** Nivel similar al anterior pero con almacenamiento en baterías.

Cada nivel poseerá cuatro simulaciones diferentes combinando los casos de un día festivo y laboral típico y las estaciones de verano e invierno.

Los resultados arrojados por las estiman el potencial máximo de penetración del autoconsumo con un grado de penetración del 35% en términos energéticos con tecnologías mixtas y un 55% con tecnología solar fotovoltaica.

Se recoge una clara reducción del índice de pérdidas eléctricas producidas en la red con reducciones de entre dos y tres puntos porcentuales en los escenarios con autoconsumo implantado.

En la comparación de los diferentes niveles y escenarios, se ha observado que las redes urbanas e industriales apenas han presentado incompatibilidades. En la red rural se han superado los límites de las tensiones y de las potencias nominales de los elementos de la red, especialmente en las horas centrales del día en los que la generación fotovoltaica alcanza su máximo. Esto plantea la posibilidad de realizar reformas en estas redes. En los tres escenarios se ha comprobado que la implantación de tecnologías de almacenamiento reduce en gran medida los impactos anteriormente descritos. En lo que se refiere a la operación del sistema el potencial de estas tecnologías no se completará hasta que no se desarrolle un control más activo de los consumos de los particulares.

El proyecto finaliza con un análisis económico y un estudio legislativo.

El análisis económico se emprende desde dos enfoques. El primero de ellos se ha centrado en el impacto económico en el consumidor particular y el segundo en el impacto producido en el sistema. En los dos enfoques se utilizan los resultados obtenidos en el modelo de simulación.

A partir del estudio económico se ha podido comprobar la rentabilidad de las diferentes tecnologías para el consumidor. Las tecnologías han presentado buenos resultados de rentabilidad amortizándose las inversiones en periodos menores de 15 años siendo la tecnología solar fotovoltaica la más rentable.

En el estudio aplicado sobre el sistema se ha comprobado la ineficacia de la estructura tarifaria para afrontar los costes del sistema en un marco en el que se reduce la energía demandada por los consumidores. En los primeros años de implantación será necesaria la creación de una nueva estructura en la tarifa que permita la correcta transición entre el contexto actual y el contexto futuro.

El contexto legal se caracteriza por su escasa madurez existiendo puntos en la regulación que pueden ser revisados para mejorar la implantación del autoconsumo a nivel nacional. Uno de los puntos principales es la imposibilidad actual de compartir una instalación de autoconsumo entre varios usuarios ya que la ley obliga a que el titular propietario de la instalación y el consumidor sean la misma persona jurídica. En una situación como la española en la que la mayor parte de los núcleos de población están formados por bloques de viviendas esto constituye un importante freno al desarrollo.

## Project Summary

Self-consumption is defined as the capacity of an user of producing, consuming and managing its own electric power with or without accumulation of it.

The main objective of this final degree project is to analyze the impact that the self-consumption technologies have on the Spanish electric grid.

The impact's research has been tackled analyzing the characteristics of the different technologies which compound the current setting of the self-consumption sector. This analysis has been carried out from a qualitative point of view and it is been focused in the technical aspects which affect the distribution network and its relation with self-consumption technologies.

In order to quantify the impacts the project proceeds with the creation of a simulation model of three different distribution networks. Each network pursues the maximum similarity with the configuration of the actual electric network. The platform used for the simulations has been Simulink from the Matlab software. It has been also used the library "Simscape Power Systems" included in the software.

The first network corresponds to an urban area with residential and commercial demand. The second one corresponds to a rural area with residential demand and the third one corresponds to an industrial state. The generation curves of each technology, the demand profiles of each consumer and the elements of the networks have been modeled as well.

For each distribution network the following five simulation levels will be run:

- **Level 0:** The first level without self-consumption facilities installed in the network. It only consists of demand.
- **Level 1:** Level with self-consumption facilities installed in the network without the introduction of accumulation devices (batteries).
- **Level 2:** Level with self-consumption facilities installed in the network with the introduction of accumulation devices (batteries).
- **Level 3:** Level with self-consumption facilities formed by only photovoltaic installations without the introduction of accumulation devices (batteries).
- **Level 4:** Level with self-consumption facilities formed by only photovoltaic installations with the introduction of accumulation devices (batteries).

For each level four simulations will be carried out combining the cases of a labor and a holiday day and the summer and winter seasons.

The results of the model show the maximum potential of penetration of self-consumption technologies in the grid. The penetration index reaches the number of 35% in energy terms for the cases with mixed self-consumption technologies and the number of 55% for the cases with only photovoltaic technology.

A clearly reduction in the power losses can be also found in the simulations. In those networks with self-consumption the reduction in the energy losses was between 2 and 3 (percent) lower compared to the networks without self-consumption.

In the comparison between the different levels it has been noticed that the urban and industrial grids have barely shown incompatibilities. On the other hand the rural grid have shown problems with the voltage control and the nominal power of the networks, especially in the midday hours when the photovoltaic generation reaches its maximum. These problems set up the possibility of making future alterations in the grid in case self-consumption is introduced. The accumulation devices have proven their ability to reduce the impacts previously described. In relation with the operation of the system it must be said that the self-consumption technologies will not reach its maximum potential until it is not develop a more active control of the consumer's demand.

The project concludes with an economical analysis and a legislative study.

The economical study is developed from two approaches. The first approach has been focused in the economical impact and profitability that self-consumption technologies have on the particular consumer. The second approach has been focused in the economical impact that these technologies have on society and the system.

Thanks to the economical study it has been possible to verify the profitability of these new technologies for the particular consumer. The results are good and show that most installations are repaid in periods of time smaller than 15 years. The photovoltaic technology has been the most profitable.

The second approach has shown the inefficiency of the current tariff configuration to afford the costs of the system in a scenario where the electric demand of the consumer suffers a drastic reduction. It will be needed the creation of a new tariff structure which will be able to assure the proper transition between the current and the future contexts.

The legislative study shows that the current legislation is very recent. Some points of the regulation can be revised in order to improve the implantation of the self-consumption in the country. The point which states that the owner of the generation

facility cannot share the generation between his neighbors becomes a topic of particular interest since most of the residential areas in Spain are formed by block of apartments.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**Estudio de rendimiento, eficiencia energética y  
rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo  
particulares enfocado desde el punto de vista del  
sistema eléctrico**

---

Autores:

Francisco Javier Gibello Rael

Director:

Matías J. Sánchez Mingarro

Madrid  
Julio 2016



# Índice

<b>1. Introducción</b> .....	<b>1</b>
Antecedentes y estudios previos .....	2
Motivación del proyecto .....	2
Objetivos .....	3
<b>2. Análisis de las modalidades de generación y su impacto en la red de distribución</b> .....	<b>6</b>
2.1 Introducción del capítulo .....	7
2.2 Tipos de tecnología .....	7
2.2.1 Solar fotovoltaica .....	8
2.2.2 Energía eólica.....	10
2.2.3 Microgeneración .....	11
2.2.4 Baterías .....	13
2.3 Aspectos analizados .....	14
2.3.1 Pérdidas .....	14
2.3.2 Caída de tensión .....	16
<b>3. Modelado de las tecnologías de generación, las curvas de consumo y la red de distribución</b> .....	<b>22</b>
3.1 Introducción del capítulo .....	23
3.2 Modelado de las curvas de generación.....	24
3.2.1 Solar fotovoltaica .....	24
3.2.2 Energía eólica.....	29
3.2.3 Microgeneración .....	33
3.2.4 Baterías .....	35
3.3 Curvas de consumo .....	36
3.3.1 Consumo residencial.....	37
3.3.2 Consumo comercial .....	38
3.3.3 Consumo industrial.....	39

3.4 Modelado de los escenarios de simulación .....	39
3.4.1 Cargas de la red .....	40
3.4.2 Centros de transformación .....	42
3.4.3 Líneas .....	44
3.4.4 Generador .....	46
3.4.5 Bloque de control .....	47
3.5 Descripción de los escenarios de simulación .....	48
3.5.1 Escenario zona urbana.....	48
3.5.2 Escenario zona rural .....	55
3.5.3 Escenario zona industrial .....	60
<b>4. Simulación de los escenarios de la red de distribución y presentación de resultados .....</b>	<b>66</b>
4.1 Introducción del capítulo .....	67
4.2 Parámetros y algoritmos de simulación .....	68
4.3 Escenario zona urbana .....	69
4.3.1 Nivel 0 .....	69
4.3.2 Nivel 1 .....	75
4.3.3 Nivel 2 .....	82
4.3.4 Nivel 3 .....	87
4.3.5 Nivel 4 .....	92
4.4 Escenario zona rural.....	97
4.4.1 Nivel 0 .....	97
4.4.2 Nivel 1 .....	102
4.4.3 Nivel 2 .....	108
4.4.4 Nivel 3 .....	112
4.4.5 Nivel 4 .....	117
4.5 Escenario zona industrial .....	121
4.5.1 Nivel 0 .....	121
4.5.2 Nivel 1 .....	124
4.5.3 Nivel 2 .....	127
4.5.4 Nivel 3 .....	127

4.5.5 Nivel 4 .....	129
<b>5. Análisis del impacto de la implantación del autoconsumo en la red de transporte y la regulación del sistema eléctrico .....</b>	<b>134</b>
5.1 Introducción del capítulo .....	134
5.2 Impactos sobre la red de transporte.....	134
5.3 Impactos sobre la regulación del sistema .....	138
<b>6. Estudio de rentabilidad y análisis legislativo del autoconsumo en España .....</b>	<b>140</b>
6.1 Introducción del capítulo .....	141
6.2 Estudio económico y de rentabilidad.....	141
6.2.1 Análisis sobre el consumidor .....	141
6.2.2 Análisis sobre el sistema.....	148
6.3 Estudio legislativo .....	151
<b>7. Conclusiones .....</b>	<b>156</b>
<b>8. Bibliografía.....</b>	<b>160</b>
<b>Anexo I. Tablas.....</b>	<b>164</b>
<b>Anexo II. Scripts simulaciones .....</b>	<b>174</b>
<b>Anexo III. Resultados simulaciones.....</b>	<b>236</b>



1

# Introducción

---

---

El desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica ha hecho posible la creación de sistemas generación en domicilios particulares e industrias. Estos sistemas de generación permiten reducir, e incluso eliminar, la dependencia energética de la red eléctrica de los consumidores. Cuando dichas instalaciones disponen de algunos de estos sistemas, se produce el fenómeno de autoconsumo eléctrico.

El autoconsumo eléctrico se define como la capacidad de producir, consumir y gestionar la energía generada en una instalación propia con o sin acumulación de la misma. Cuando se implanta en un volumen suficiente da lugar al fenómeno conocido como generación distribuida. La generación distribuida, también conocida como generación descentralizada o generación dispersa, se produce en un sistema eléctrico cuando en la red de distribución y en los puntos cercanos al consumo existe generación de energía eléctrica cuyo origen se encuentra en las instalaciones de autoconsumo.

La generación concentrada corresponde al esquema clásico de generación en el que la energía eléctrica se produce en grandes centrales situadas a kilómetros de los puntos de consumo y en el que la energía, una vez producida, debe ser transportada y distribuida hasta los consumidores conformando una compleja red que corresponde al sistema eléctrico actual. El sistema eléctrico nacional está diseñado para gestionar eficazmente una generación concentrada pero existen elementos que requieren revisión ante la introducción de una generación distribuida.

Este proyecto se centrará en la repercusión de las instalaciones de autoconsumo sobre el sistema eléctrico nacional. En primer lugar estudiará la disposición y características de las diferentes tecnologías de autoconsumo disponibles. Con la información de las diferentes tecnologías y los hábitos de consumo se realizará una simulación de diferentes núcleos de población con autoconsumo implantado con distintos escenarios. El proyecto también analizará en mayor detalle la importancia de los distintos niveles de introducción del autoconsumo contemplando los efectos sobre la red de transporte de energía eléctrica y la red de distribución. Se realizará un informe comparativo entre los escenarios simulados revisando cada uno de los impactos.

Finalmente se redactaran conclusiones revisando aspectos más importantes del proyecto.

### Antecedentes y estudios previos

Los conceptos de generación distribuida e instalación de autoconsumo son recientes. La literatura existente sobre el tema apenas ha comenzado a cobrar importancia denotando la necesidad de profundizar en la cuestión del proyecto. Existen no obstante artículos que exponen el futuro de las redes eléctricas centrándose fundamentalmente en el impacto que poseería el autoconsumo en la red.

El estudio realizado por el MIT titulado: “The future of the electric grid”, cuyo capítulo 5 está dedicado exclusivamente al impacto de la generación distribuida junto con la implantación del coche eléctrico, hace especial hincapié en las ventajas relacionadas con la aportación de mayor robustez al sistema eléctrico y la reducción de las pérdidas y emisiones aunque también señala la dificultad de monitorizar y controlar la generación.

A su vez también destacan los artículos “Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection”, escrito por Galina Antonova, Massimo Nardi, Alan Scott y Michael Pessin; y “Optimal sizing and siting distributed generation resources using a multiobjective algorithm”, escrito por Seyed Amir Hosseini, Seyed Siavash Karimi Madahi, Farzad Razavi, Mohsen Karami y Ali Asghar Gadhimi. El primer artículo se centra en los esquemas de protección que podrían implantarse para aumentar la seguridad de las redes de generación distribuidas y el segundo expone un modelo de optimización basado en un algoritmo que resuelve la capacidad y localización óptimas de las instalaciones de autoconsumo que permiten mejorar los parámetros técnicos de la red, minimizar las pérdidas de la misma y aumentar sus prestaciones.

### Motivación del proyecto

El estudio de la materia del autoconsumo se requiere para estar preparados ante los posibles cambios que pueda acarrear. Las ventajas que aportarían un nuevo modelo eléctrico basado en el autoconsumo son numerosas. No obstante, las características de las instalaciones y del sistema eléctrico donde se implementan son críticas.

Las instalaciones de autoconsumo pueden aumentar la fiabilidad, la calidad energética y reducir emisiones y costes en el sistema eléctrico. La fiabilidad y la calidad aumentan permitiendo al sistema disponer de un suministro local ante cualquier incidencia. La pérdida de una central de generación supone una pérdida en el sistema de una enorme cantidad de potencia, que de no ser correctamente gestionada, puede dar lugar a la caída parcial o total del sistema. En dicha situación la posibilidad de disponer de grupos de consumo habilitados a trabajar aislados del sistema permite al mismo deslastrar las cargas aumentando la fiabilidad.

Los costes del sistema también se verían reducidos. Al reducirse los flujos de carga en el sistema de transporte eléctrico también se reducen las pérdidas que se producen en el mismo. Adicionalmente, la implementación gradual de la generación distribuida permite reducir la inversión en futuras instalaciones. La vida útil de numerosas centrales está llegando a su fin y será necesario sustituir las antiguas centrales. Los costes de dichas sustituciones pueden reducirse si parte de la potencia dimensionada de dichas centrales se traslada a instalaciones de autoconsumo.

El usuario puede beneficiarse a su vez de las ventajas económicas que supone una instalación de autoconsumo. El autoconsumo puede configurarse con conexión a la red eléctrica o sin ella. Si se conecta a la red el usuario puede dimensionar la instalación para no verter energía a la red o aportar generación en los momentos que pueda permitirse. En cada una de estas situaciones el consumo eléctrico de la red se reduce total o parcialmente, con el consecuente ahorro para el usuario.

A nivel nacional el autoconsumo puede suponer la solución a unos de los problemas energéticos de España: la dependencia energética. España se encuentra entre los países con mayor tasa de dependencia energética de la Unión Europea importando en el año 2014 el 74,9% de la energía total consumida.

El autoconsumo también puede trabajar de forma paralela con nuevas tecnologías en desarrollo como el coche eléctrico o las nuevas baterías, entre la que destaca le recientemente desarrollada por la empresa TESLA.

Por todo lo anterior, es necesario llevar a cabo un estudio que permita analizar en profundidad la introducción del autoconsumo y sus consecuencias a nivel nacional. En este apartado no entra en juego únicamente el factor técnico de la cuestión, sino que el factor normativo y legislativo debe ser también estudiado. Si no se estudia cuidadosamente el marco legal puede llegarse a frenar el desarrollo técnico.

### Objetivos del proyecto

El objeto de la realización de este proyecto de fin de grado es el de alcanzar un mayor grado de conocimiento de las repercusiones de las instalaciones de autoconsumo y la generación distribuida con el sistema eléctrico nacional. Se buscará alcanzar el mayor grado de compatibilidad entre las nuevas instalaciones y los propios elementos del sistema para reducir los impactos en la medida que sea posible.

Se buscará analizar los impactos técnicos sobre el sistema elaborando un modelo de simulación. En el modelo se estudiarán diferentes escenarios y condiciones.

Se considerará el contexto legislativo actual para permitir una compatibilidad tanto técnica como normativa.

A partir de estos resultados se considerará el contexto legislativo actual y se revisará la compatibilidad entre los aspectos técnicos y la legislación existente estudiando propuestas de mejora.



# 2

## Análisis de las modalidades de generación y su impacto en la red de distribución

---

---

## **2. Análisis de las modalidades de generación y su impacto en la red de distribución.**

### **2.1. Introducción del capítulo**

Este capítulo llevará a cabo un análisis de las diferentes tecnologías de autoconsumo. La estructura seguida será la de introducir cada tipo de tecnología indicando sus características más significativas.

En la segunda parte del capítulo se llevará a cabo un análisis del impacto de las tecnologías de autoconsumo en el caso particular de las redes de distribución.

Para ello se estudiarán los principales aspectos de carácter técnico que afectan a la red de distribución y su relación con las tecnologías de autoconsumo.

Se pretende así establecer una base para futuros apartados sobre la afección del autoconsumo en la red eléctrica desde un considerando las diferentes tecnologías.

### **2.2. Tipos de tecnología**

En este apartado se estudiarán los diferentes tipos de tecnologías de autoconsumo. Se tendrán en cuenta tres tipos distintos de tecnologías de generación: Solar fotovoltaica, eólica y cogeneración. Se incluirá también los sistemas de almacenamiento constituidos por baterías, que aunque no constituyen en sí mismos una tecnología de generación para el autoconsumo, su utilización es complementaria con las tecnologías anteriores.

Existen otras tecnologías de autoconsumo. La elección anterior se justifica al ser estas cuatro tecnologías las más prometedoras a corto y medio plazo y las más empleadas en el sector. En el estudio se tomarán modelos comerciales para aportar datos concretos sobre la tecnología actual disponible al consumidor siempre que sea posible.

### 2.2.1. Solar fotovoltaica

#### *Características principales*

La tecnología solar fotovoltaica es una de las tecnologías más prometedoras para el desarrollo del autoconsumo a nivel nacional.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene a través de la transformación directa de la energía del sol en energía eléctrica. La energía eléctrica se produce a partir de la interacción de los fotones procedentes de la luz solar con los electrones de una célula de silicio.

Estas células consiguen rendimientos convencionales en torno al 14 y 17%. Existen células de nueva generación basados en sistemas de concentración que consiguen rendimientos entre el 25 y el 30%. En el presente proyecto se estudiarán los modelos convencionales de células de silicio.

El principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica se basa en la naturaleza de los materiales semiconductores cuando se ven expuestos a luz solar. Los materiales semiconductores son la base de los circuitos electrónicos y sus aplicaciones son numerosas en este campo.

En estos materiales los fotones desplazan los electrones de los átomos generando átomos excitados. En una célula fotovoltaica de silicio, se disponen dos capas dopadas (p y n) de este material. El dopaje permite la creación de un campo eléctrico entre las capas p y n. El campo eléctrico obliga el flujo de electrones a producirse entre la región p a la región n. Este fenómeno combinado con el arranque de electrones por parte de los fotones durante la exposición a la luz da lugar a una diferencia de potencial entre las placas. Si se aprovecha esta diferencia de potencial la célula se comporta como un generador de energía.

Este proceso puede observarse en la siguiente figura [Wikipedia.org]:

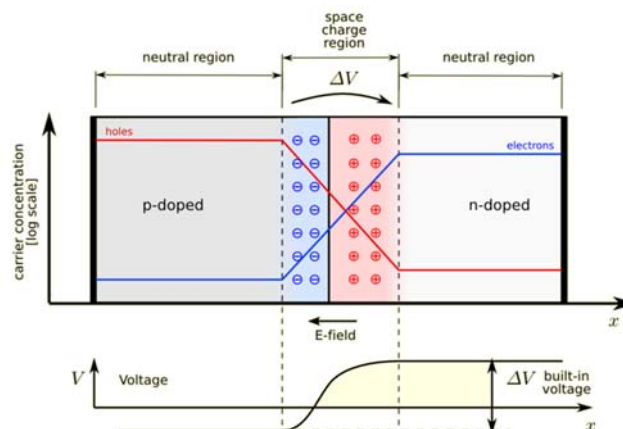


Figura 1. Estructura célula fotovoltaica

Como proceso de generación de energía eléctrica, la energía solar fotovoltaica posee distintos aspectos a tener en cuenta:

El primer aspecto es que la generación solar proporciona un bajo flujo de potencia en comparación con las tecnologías convencionales. La potencia aportada depende de la superficie de la instalación y ronda normalmente los 160-180 Wp/m<sup>2</sup>.

El segundo aspecto y relacionado con el anterior es la enorme diferencia entre la disponibilidad de la energía solar como fuente de generación y los hábitos de consumo. Las franjas horarias en las que se dispone de potencia para generar no coinciden con los puntos de mayor consumo. La potencia aportada es además muy variable y depende de muchos otros factores. Más adelante se analizará este punto en mayor detalle.

El tercer aspecto es la tensión de trabajo de las placas fotovoltaicas. En este punto importante destacar que la tensión aportada por las placas es muy baja, en torno a los 12-36V y es una tensión continua. Por ello toda instalación formada por paneles fotovoltaicos va acompañada normalmente de un transformador y un inversor.

La siguiente tabla engloba los aspectos más importantes de esta tecnología:

<b>Solar Fotovoltaica</b>		
Características		Comentarios
Fuente de energía	Luz solar	
Potencia aportada (Wp/m <sup>2</sup> )	160-180	* Malo seguimiento de la demanda.
Horas anuales	1000-1600	* Dificultad de implantación en bloques de viviendas.
Rendimiento (%)	14-17	* Tecnología muy prometedora si se complementa su uso con baterías.
Impacto medioambiental	Muy bajo	

Tabla 1. Características principales tecnología solar fotovoltaica.

### 2.2.2. Energía eólica

#### *Características principales*

La energía eólica se fundamenta en aprovechar la energía cinética del viento para producir electricidad por medio de aerogeneradores.

La generación eléctrica se consigue por medio del movimiento de las palas de un molino que produce el movimiento del eje de un motor, normalmente de inducción.

El esquema de un aerogenerador puede observarse en la siguiente figura [erenovable.com]:

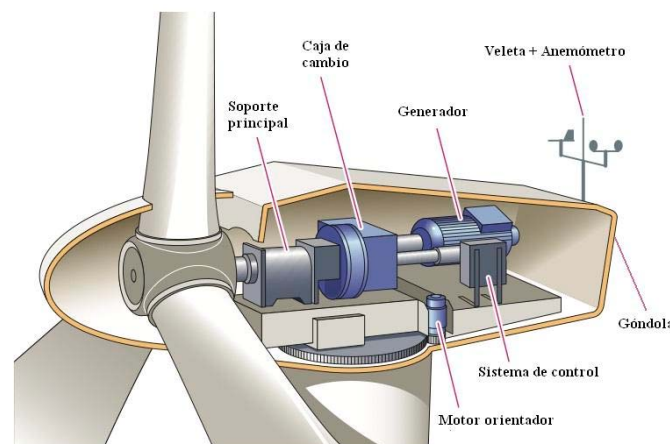


Figura 2. Esquema aerogenerador

La potencia generada depende de la velocidad del viento. No obstante es importante señalar que la velocidad de movimiento de las palas no depende de éste sino del control aplicado sobre la turbina. Con el control de velocidad se pretende maximizar la potencia aportada por el aerogenerador.

Como proceso de generación de energía eléctrica, la energía eólica posee diferentes aspectos a tener en cuenta:

El primer aspecto es la tensión de generación aportada por un aerogenerador. El valor de la tensión varía considerablemente dependiendo del fin de la instalación. Aerogeneradores destinados a grandes parques eólicos trabajan en tensiones del orden de 600-1000V mientras que los aerogeneradores destinados al consumo residencial trabajan en tensiones de 12-48V.

El segundo aspecto es la potencia aportada por las turbinas. La potencia también varía dependiendo del fin de la instalación. Los aerogeneradores destinados a parques eólicos poseen potencias nominales de hasta 3000 kW mientras que los destinados a pequeños consumos no superan los 20 kW.

El tercer aspecto y más importante es la escasa fiabilidad de este sistema de generación. La totalidad de la generación depende de la presencia de viento. A diferencia de la energía solar, la presencia y velocidad del viento son difíciles de predecir y no suelen confirmarse hasta producirse.

La siguiente tabla resume las características más importantes de esta tecnología:

Eólica		
Características		Comentarios
Fuente de energía	Energía cinética del viento	* Dificultad de implantación en bloques de viviendas y ciudades. * Tecnología muy desarrollada en España en el ámbito de la gran generación pero escasamente implantada en autoconsumo particular.
Potencia aportada (kW)	1-3000	
Horas anuales	1800-2600	
Rendimiento (%)	10-35	
Impacto medioambiental	Bajo	

Tabla 2. Características principales tecnología eólica.

### 2.2.3. Microgeneración

#### *Características principales*

La cogeneración es el procedimiento a partir del cual en un proceso de generación eléctrica la energía térmica disipada en forma de calor es aprovechada para otros usos. El término también recoge el proceso a la inversa, de tal forma que el calor residual generado en un proceso industrial puede ser aprovechado para generar energía eléctrica. Normalmente ambos procesos de generación eléctrica y generación de calor se realizan de forma instantánea. La cogeneración es en sí misma un procedimiento de alto aprovechamiento energético.

La cogeneración no constituye en sí mismo una tecnología de autoconsumo, ya que normalmente se encuentra implantada en grandes industrias cuyo objetivo principal no es la producción eléctrica. Es sin embargo importante destacar el gran número de industrias que aportan electricidad a la red como parte de un proceso de cogeneración. Estrictamente estos procesos no constituyen procesos de autoconsumo por lo que no se tendrán en cuenta en el proyecto.

No obstante, la razón por la que se ha incluido este tipo de tecnología en el proyecto se relaciona con el fenómeno de cogeneración doméstica o microgeneración. En la cogeneración doméstica se disponen de equipos destinados a cubrir la demanda eléctrica y térmica del domicilio. Se tratan de equipos de potencia inferior a 50kW, su coste es elevado y su instalación es sencilla. El combustible empleado es el propio gas natural utilizado para la calefacción. La siguiente figura muestra un esquema de una instalación de microgeneración:

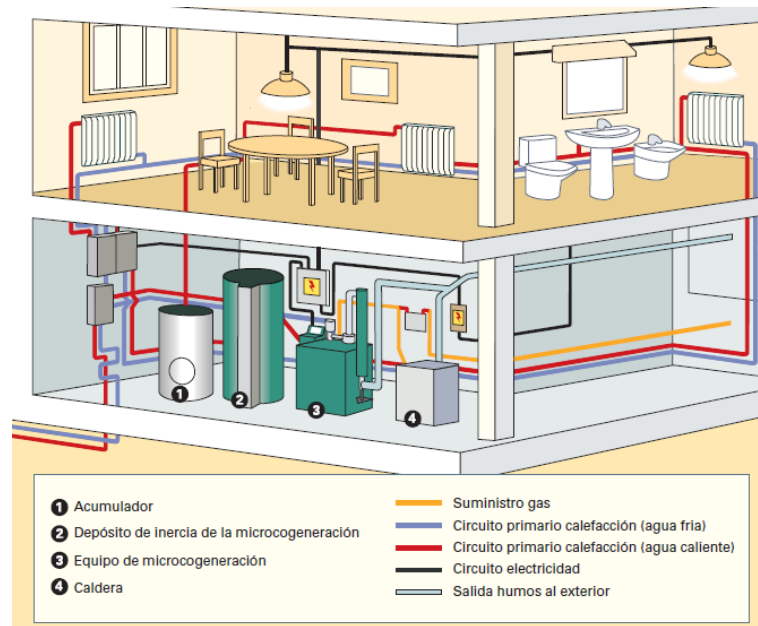


Figura 3. Esquema instalación de microgeneración

Suponen una enorme ventaja en zonas con climas fríos donde las necesidades térmicas son mayores y las alternativas como la generación solar menos eficientes. El principal mercado de estas instalaciones son bloques de viviendas con calefacción centralizada o grandes centros del sector terciario como polideportivos o centros médicos. La eficiencia energética es otra de sus ventajas. No sólo por el aprovechamiento de la energía del calor residual de los sistemas de climatización sino también por la eliminación de los costes y las pérdidas producidas durante el transporte de la electricidad.

En el proyecto se considerará el equipo de microgeneración con motor Stirling. Es la opción más reducida y permite alcanzar potencias de hasta 4 kW. Su apariencia es parecida a la de una caldera de calefacción normal para producir agua caliente y calefacción. Para producir electricidad utiliza el calor residual del gas natural para calentar el helio sellado en una cámara herméticamente. El gas se contrae y se dilata moviendo un pistón que con un imán genera electricidad, en presencia del campo magnético del motor.

La siguiente tabla engloba los aspectos más importantes de esta tecnología:

Microgeneración		
Características		Comentarios
Fuente de energía	Gas natural	
Potencia aportada (kW)	0-50	* Facilidad de implantación en bloques de viviendas y ciudades.
Rendimiento (%)	30-60	* Mejora de eficiencia energética
Impacto medioambiental	Medio-alto	

Tabla 4. Características principales tecnología de cogeneración.

#### 2.2.4. Baterías

##### *Características principales*

Como ya se ha mencionado, la tecnología de las baterías no constituye en sí misma una tecnología de generación, ya que necesita del soporte de otra tecnología para su uso.

Una batería eléctrica o acumulador es un dispositivo que permite almacenar energía eléctrica durante un proceso de carga para posteriormente devolver dicha energía almacenada en un proceso de descarga. Este proceso puede llevarse a cabo indefinidamente durante la vida útil de la batería y se pueden alternar pequeños procesos de carga y descarga sin necesidad de completar la carga completa.

El principio de funcionamiento de una batería se fundamenta en un proceso químico denominado reducción-oxidación. En el proceso un componente se oxida perdiendo electrones y el otro se reduce ganando electrones. Tras la reacción los componentes no se consumen por lo que su uso es indefinido. El proceso es también reversible pudiendo volver la batería al estado inicial en las condiciones adecuadas.

Como proceso de almacenamiento de energía es importante destacar dos factores a tener en cuenta:

La capacidad de carga de las baterías se mide en unidades de amperio hora. Esta unidad representa la cantidad de corriente que la batería es capaz de aportar durante una hora. Para comparar esta unidad con la unidad de medida de potencia de Wh es necesario multiplicar por la tensión nominal de la batería, de tal forma que un Wh corresponde con un AhV.

El proceso de carga y descarga de las baterías posee un rendimiento asociado. De esta forma, cuando una batería se carga parte de la energía transferida se pierde en forma de calor. En la actualidad el rendimiento de las baterías ronda el 85%.

### 2.3. Aspectos analizados

#### 2.3.1. Pérdidas

El análisis de las pérdidas es vital en una red de distribución. En el proceso de transporte de energía eléctrica siempre se producen pérdidas. Estas pérdidas no son recuperables y representan de forma directa una pérdida económica para las compañías distribuidoras, que siempre van a perseguir minimizarlas.

El origen físico de las pérdidas es resultado directo del propio efecto Joule. Este efecto describe el fenómeno por el cual cuando circula una corriente eléctrica por un conductor parte de la energía eléctrica se transforma en forma de calor.

La potencia disipada por este efecto se puede fácilmente calcular conociendo el valor de la resistencia eléctrica del conductor:

$$P = V * I = I^2 * R \quad (1)$$

De la misma forma, la energía disipada se obtiene integrando esta expresión con respecto al tiempo:

$$E = \int_0^t R * I(t)^2 dt \quad (2)$$

De esta expresión se observa que los elementos que influyen en las pérdidas son la resistencia del propio conductor de forma lineal y la corriente que circula por él de forma cuadrática.

En una red de distribución hay fundamentalmente dos elementos que causan pérdidas debido a este efecto: las líneas y los centros de transformación.

En una línea de una red de distribución las pérdidas pueden poseer varios orígenes. El esquema en PI de una línea, que se emplea cuando la línea no posee una gran longitud, es un buen ejemplo para analizar las pérdidas de una línea.

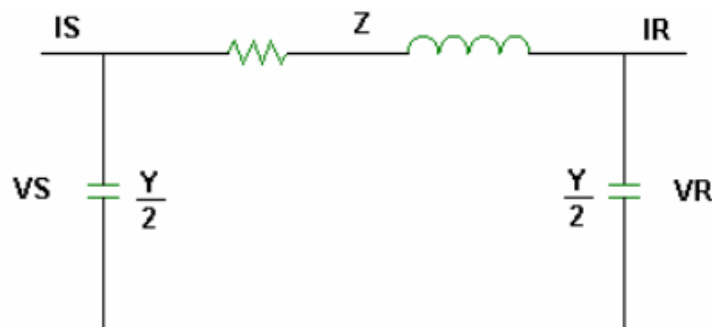


Figura 4. Esquema modelo en PI línea.

En el modelo hay dos parámetros principales:

- La impedancia serie Z:

$$Z = R + L\omega j \quad (3)$$

- La admitancia paralelo Y:

$$Y = C\omega j \quad (4)$$

La R representa la resistencia óhmica de la línea, la L modela la autoinducción producida en la misma y la C la capacitancia.

Aunque todos los parámetros poseen una enorme importancia, únicamente el valor de la resistencia en serie es responsable de las pérdidas producidas en la línea como consecuencia del efecto Joule anteriormente descrito. El valor de la resistencia eléctrica se obtiene fácilmente al estar constituidas las líneas por conductores circulares. Se emplea la expresión:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (5)$$

Siendo  $\rho$  el valor de resistividad eléctrica propio de cada material, L la longitud del conductor y S la sección transversal.

Los materiales más empleados para las líneas de redes de distribución son el cobre y el aluminio y con sus valores de resistividad se pueden diseñar las líneas. Sin embargo esta fórmula no suele emplearse ya que los propios fabricantes de cable disponen en sus catálogos los valores de resistencia de sus conductores.

Las pérdidas producidas en un centro de transformación son más complejas. Su origen no sólo es debido al efecto Joule en los conductores sino también a otros efectos. De nuevo se pueden analizar fácilmente empleando el esquema eléctrico de un transformador.

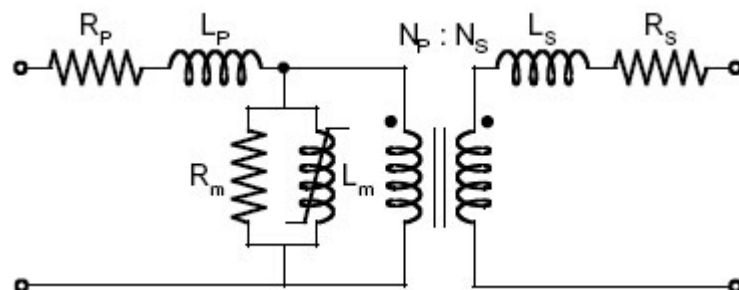


Figura 5. Esquema transformador eléctrico.

En el modelo hay seis parámetros principales:

- $R_p$ : Resistencia del arrollamiento primario.
- $L_p$ : Autoinducción producida en el arrollamiento primario.
- $R_s$ : Resistencia del arrollamiento secundario.
- $L_s$ : Autoinducción producida en el arrollamiento secundario.
- $R_m$ : Resistencia para representar las pérdidas en el hierro.
- $L_m$ : Inducción mutua.

Como sucede con la línea todos los elementos poseen una enorme importancia pero únicamente los elementos óhmicos son responsables de las pérdidas producidas en el transformador. Entre ellos las resistencias de los arrollamientos tanto primario como secundario se comportan como un conductor y el valor de sus pérdidas se calcula usando las ecuaciones previamente citadas.

La resistencia que modela las pérdidas en el hierro por otro lado es ficticia. No existe ningún conductor asociado a esta resistencia. Su existencia se debe a la necesidad de modelar dos tipos de pérdidas que se producen en el núcleo ferromagnético del transformador: las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corriente de Foucault. Ambas pérdidas dependen de la tensión, tanto de su modulo como de su frecuencia. No obstante la frecuencia no suele tomarse en cuenta debido a que no sufre variación en un sistema eléctrico estable. Al depender de la tensión, estas pérdidas se modelan como una resistencia en paralelo calculándose de la siguiente forma:

$$P = V * I = \frac{V^2}{R} \quad (6)$$

De la misma forma, la energía disipada se obtiene integrando esta expresión con respecto al tiempo:

$$E = \int_0^t \frac{V(t)^2}{R} dt \quad (7)$$

La obtención de estos valores resistivos no es directa. Es necesario realizar una serie de ensayos para obtener una estimación de los mismos. Los ensayos más empleados son el ensayo en vacío a tensión nominal y el ensayo en cortocircuito a corriente nominal.

Uno de los objetivos del proyecto será el de analizar cómo se ven afectadas las pérdidas en la red por la introducción de las tecnologías de autoconsumo en el sistema. En un principio los resultados a esperar serán positivos. Como se ha observado en las ecuaciones 5 y 10 las pérdidas dependen fundamentalmente de la corriente que circula por los conductores y de la tensión aplicada a los centros de transformación.

En teoría, si se aplican tecnologías de autoconsumo a la red las pérdidas decaen. El motivo se encuentra en que los consumos ven abastecida parte de su demanda con la generación instalada. Esto se traduce en una menor corriente eléctrica circulando por la red y a un menor índice de pérdidas.

A medida que aumenta el grado de generación las pérdidas disminuyen hasta llegar a un mínimo. Este punto coincide con el momento en el que ni se consume ni se genera potencia eléctrica en la red.

Sobrepasado este punto, las cargas se comportan como generadores. Las pérdidas aumentan al verse aumentado el flujo de corriente y puede llegar a superarse el nivel de pérdidas inicial para esa red de distribución.

Este tema ha sido profundamente estudiado. El siguiente gráfico muestra el efecto producido por diferentes tecnologías en función de su grado de penetración en las pérdidas anuales de una red de distribución estándar del IEEE "34-node test feeder". El gráfico pertenece al artículo "*Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation*", cuyos autores son Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad y Tomás Gómez San Román.

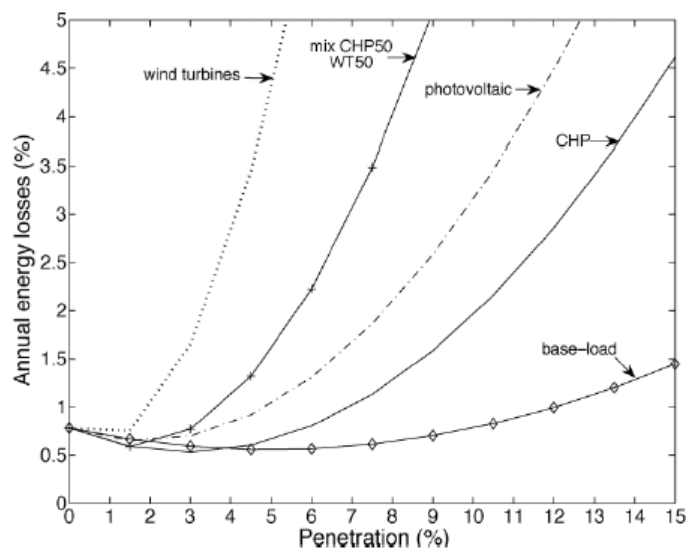


Figura 6. Pérdidas en función del grado de penetración de generación distribuida

### 2.3.2. *Caída de tensión*

El control de tensiones en un sistema eléctrico es un tema vital para su correcto funcionamiento. En un sistema eléctrico las tensiones deben mantenerse dentro de unos límites, siendo una caída máxima del 5% el adoptado para redes de distribución. Es responsabilidad de las empresas distribuidoras asegurar que los valores de tensión no excedan dichos límites.

El motivo de la caída de tensión se encuentra en las líneas que interconectan los elementos de la red. Las líneas no constituyen conductores perfectos y la impedancia serie de las mismas produce una caída de tensión cuando transporta potencia. El valor de la caída no es constante y sigue el perfil de consumo de las cargas conectadas a la red. En las horas de mayor carga se producen las mayores caídas sucediendo lo contrario en las horas de menor carga.

A este efecto se le añade el conocido efecto Ferranti. El efecto Ferranti se produce cuando una línea no se encuentra conectada a una carga o su carga es pequeña y se produce una sobretensión en la misma. El fenómeno se debe a la admitancia paralelo de la línea que actúa como un gran condensador generando potencia reactiva elevando la tensión en la red. No obstante este proceso se observa fundamentalmente en redes de transporte con mayores niveles de tensión. En las redes de distribución este efecto no suele tenerse en cuenta.

Para compensar los efectos de la caída de tensión las redes de distribución se han operado tradicionalmente de forma pasiva. La solución adoptada en la mayoría de las redes ha sido la de emplear transformadores con tomas reguladoras o instalar bancos de condensadores.

El principio de funcionamiento de un transformador de tomas reguladoras es sencillo. En sí mismo se comporta como un transformador común. La diferencia principal radica en que un transformador con tomas reguladoras no posee una relación de transformación constante, sino que puede ser ajustada en función de las necesidades del usuario. Para conseguir esto se instalan en el devanado de alta tensión del transformador un conjunto de puntos de conexión manteniendo la conexión del devanado de baja tensión constante. Cada punto de conexión recibe el nombre de toma y cada toma posee una relación de transformación distinta. La razón por la que las tomas se instalan en el devanado de alta tensión se debe a los menores requerimientos de este devanado al circular por el lado de mayor tensión menos corriente.

Existen muchos modelos de transformadores con tomas reguladoras. No obstante todos ellos pueden englobarse en dos grandes grupos. Por un lado se encuentran los transformadores con regulación en carga y los transformadores con regulación en

vacío. El propio nombre explica su funcionamiento. Los transformadores del primer grupo pueden variar sus tomas funcionando a plena carga mientras que los del segundo grupo requieren que se desconecte el transformador de la red. Dentro del primer grupo se encuentran aquellos cuyo funcionamiento es manual y cuyo funcionamiento es automático. Los de funcionamiento manual necesitan recibir una orden para variar su relación de transformación. Mientras, los de funcionamiento automático reciben la orden de mantener un valor de tensión fijo a la salida y él mismo se encarga de ajustar automáticamente las tomas para adaptar su relación de transformación a dicho valor de tensión.

El empleo de transformadores con tomas reguladoras no se encuentra muy extendido para el control de tensiones en las redes de distribución españolas. El motivo principal se encuentra en el coste económico de los mismos. De entre todas las opciones posibles de transformadores con tomas reguladoras la única que se adapta a las necesidades de una red de distribución es el transformador con regulación en carga automática. El suministro no puede interrumpirse para ajustar la tensión por lo que los transformadores con regulación en vacío quedan descartados y la operación de los sistemas de distribución es pasiva, por lo que se requiere el empleo de automáticos. La alternativa de los bancos de condensadores ofrece la misma solución a un menor coste, de ahí a que los transformadores de este tipo no se encuentren muy extendidos.

La alternativa a los transformadores de tomas reguladoras para el control de tensiones es la instalación de bancos de condensadores. Su funcionamiento se basa en inyectar potencia reactiva en la red para subir la tensión en la red. El término reactivo de la corriente refleja el consumo reactivo de la red y reincide sobre la caída de tensión de las líneas. Cuando se inyecta potencia reactiva la corriente que circula por las líneas disminuye disminuyendo a su vez la caída de tensión.

Como sucede con los transformadores existen también muchos modelos de bancos de condensadores. Existen también dos grandes grupos. Los bancos de condensadores con inyección de potencia reactiva fija y los bancos de condensadores que pueden variar su inyección de potencia reactiva.

El primer grupo no suele utilizarse en la operación debido a su reducida flexibilidad. O bien aportan el máximo de potencia reactiva o no aportan nada. Su uso suele ir acompañado a cargas conocidas constantes que pretenden compensar su consumo de potencia reactiva.

El segundo grupo es el más empleado. Este tipo de condensadores sí pueden modificar el valor de potencia reactiva inyectada en la red. Este campo se encuentra muy desarrollado por lo que estos condensadores funcionan casi siempre de forma automática permitiendo fijar un valor de tensión o potencia reactiva deseado y el propio condensador se ajusta para alcanzarlo.

Los bancos de condensadores son mucho más económicos. Su empleo es la solución más adoptada en redes de distribución donde las tensiones no son muy altas. Únicamente no resultan efectivos ante casos de alto consumo de potencia activa que no suelen ser comunes.

Al igual que con las pérdidas uno de los objetivos principales del proyecto será el de estudiar el efecto que producen las tecnologías de autoconsumo en los perfiles de tensión y en el control de tensiones de la red.

En un principio el empleo de estas tecnologías repercutiría de forma positiva en el control de tensiones. Como se ha explicado en el apartado de pérdidas, a medida que aumenta el grado de penetración del autoconsumo en la red se produce un efecto natural de deslastre de cargas. Las cargas compensan parte de su consumo con la potencia que generan. Así, la potencia que circula por las líneas es menor y se reduce la caída de tensión. No obstante, al aumentar el grado de penetración las cargas pueden llegar a comportarse como generadores invirtiéndose el flujo de potencia.

Esta situación puede llegar a ser muy problemática para el sistema. De producirse, las tensiones en la red subirían pudiendo sobrepasar los límites establecidos. Esta situación no fue prevista en la operación de los sistemas de distribución donde solo se concebía el fenómeno de caída de tensión en las líneas. Las medidas clásicas del control no constituyen una solución efectiva para estos casos siendo necesario adoptar nuevas medidas.



# 3

## Modelado de las tecnologías de generación, las curvas de consumo y la red de distribución

---

---

### **3. Modelado de las tecnologías de generación, las curvas de consumo y la red de distribución**

#### **3.1. Introducción del capítulo**

Este capítulo llevará a cabo el modelado de los principales elementos que conforman las redes de distribución para llevar a cabo las simulaciones.

La plataforma de simulación escogida será la de Simulink perteneciente al programa informático de Matlab. Se tomará la biblioteca de “Simscape Power Systems” para el desarrollo del modelo.

Los escenarios de simulación serán tres: Un primer escenario correspondiente a una zona urbana con consumo residencial y comercial, un segundo escenario rural con consumo principalmente residencial y un tercer escenario de un polígono industrial.

A continuación se detalla la estructura que seguirá el capítulo:

En la primera parte del capítulo se modelaran las curvas de generación de las tecnologías descritas en el capítulo anterior. Las curvas obtenidas representarán el perfil de generación horario típico. En el proceso se tomarán modelos comerciales para aportar datos concretos sobre la tecnología actual disponible al consumidor siempre que sea posible.

De la misma forma se modelaran las curvas de consumo de los tres principales consumidores: residencial, comercial e industrial. Se seguirán los mismos criterios de diferenciación estacional y entre día laboral y festivo ya descritos.

El objetivo de estos apartados es el de determinar un modelo genérico para las diferentes tecnologías y que de forma conjunta con las curvas de consumo pueda ser empleado en las simulaciones. Se pretende así obtener las curvas de generación netas de los consumidores.

En la segunda parte del capítulo se describirá el proceso de elaboración y las características de los tres escenarios anteriormente descritos.

### 3.2. Modelado de las curvas de generación

Se describe a continuación el proceso de creación de las curvas de generación de potencia activa para las cuatro tecnologías estudiadas en el proyecto.

Para todas las tecnologías se considerará que el perfil de potencia reactiva generada es idéntico al de potencia activa generada teniendo en cuenta el ángulo  $\phi$  que corresponda.

#### 3.2.1. *Solar fotovoltaica*

##### *Desarrollo del modelo*

Como se ha mencionado este apartado pretende determinar un modelo a emplear en simulaciones. El objetivo será el de determinar una curva de generación para la energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica constituye una de las tecnologías más complejas a la hora de desarrollar un modelo. Su tasa de generación depende de factores diversos tales como el clima, la región, el ángulo de las placas con respecto al suelo, la orientación, la región geográfica, la estación del año y la hora diaria.

Para tener en cuenta todos estos factores se ha empleado la herramienta proporcionada por el Centro Común de Investigación (en inglés, Joint Research Centre”), perteneciente a la Comisión Europea. Esta herramienta permite obtener datos sobre la irradiancia solar diaria y mensual de una región dadas su latitud y longitud. La herramienta permite escoger la orientación geográfica y el ángulo con respecto al suelo a partir del cual se toman los datos.

Para determinar la irradiancia se han tomado cuatro ciudades características de la geografía nacional. Cada ciudad pertenece a una región de la península: Norte, centro levante y sur. Las ciudades escogidas son: Bilbao, Madrid, Valencia y Sevilla.

Para todas ellas la orientación tomada para analizar los datos ha sido el sur. La mayor irradiancia solar sobre los paneles se produce al orientarse estos hacia el sur geográfico siempre que el territorio donde se disponen se encuentre en el hemisferio norte.

En primer lugar se ha determinado el valor del ángulo de inclinación óptimo que maximiza la irradiación anual para cada región. El ángulo de inclinación óptimo varía enormemente durante el año aunque apenas sufre variación entre una región y otra.

Los resultados del ángulo de inclinación obtenidos a partir de la herramienta son los siguientes:

Mes	Bilbao	Madrid	Valencia	Sevilla
Enero	63	64	64	62
Febrero	55	56	56	55
Marzo	43	43	43	41
Abril	28	27	29	25
Mayo	15	15	14	12
Junio	9	7	7	2
Julio	13	10	11	7
Agosto	24	23	22	19
Septiembre	39	39	38	36
Octubre	52	52	51	50
Noviembre	60	61	61	60
Diciembre	65	66	65	65

Tabla 5. Ángulos de inclinación óptimos

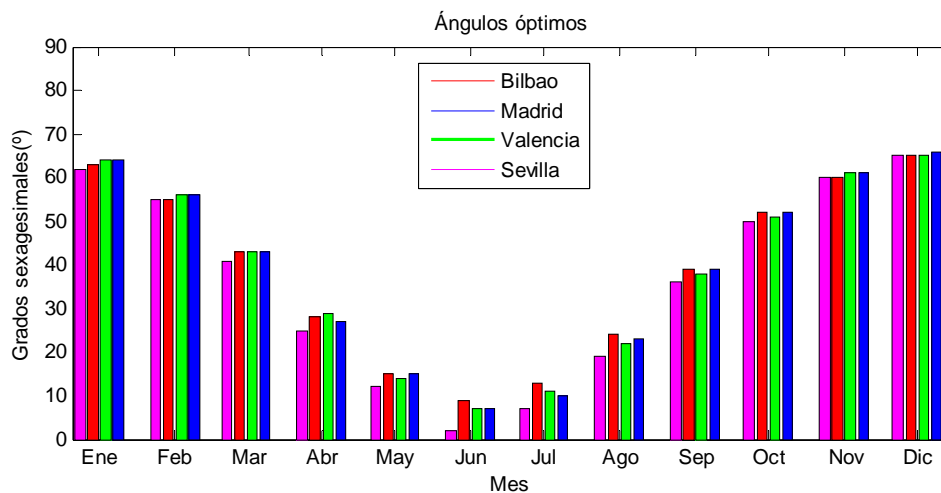


Figura 7. Ángulos de inclinación óptimos

A partir de estos datos se puede obtener el ángulo de inclinación que maximiza para todo el año la irradiación solar. Se emplea la fórmula:

$$\frac{\sum E_i * \alpha_i * F_i}{\sum E_i} \quad (8)$$

Siendo  $E_i$ , la irradiancia [ $W/m^2$ ] para cada mes del año  $i$  correspondiente con el ángulo óptimo para cada mes,  $\alpha_i$  [ $^\circ$ ] y  $F_i$  un factor que aporta mayor peso a los meses con menos irradiancia del año.

Se obtiene el ángulo de inclinación óptimo por región para todo el año quedando recogido en la siguiente tabla:

	<b>Bilbao</b>	<b>Madrid</b>	<b>Valencia</b>	<b>Sevilla</b>
<b>Ángulo Opt.</b>	41	43	43	41

Tabla 6. Ángulo de inclinación óptimo anual

Estos valores serán los empleados para obtener los valores de irradiancia diaria para cada región. Se emplea la misma herramienta para obtener los valores de dos meses representativos: Febrero y Agosto. Con ello se pretende recoger los valores representativos de las estaciones de invierno y verano.

El resultado queda recogido en las siguientes gráficas<sup>3</sup>:

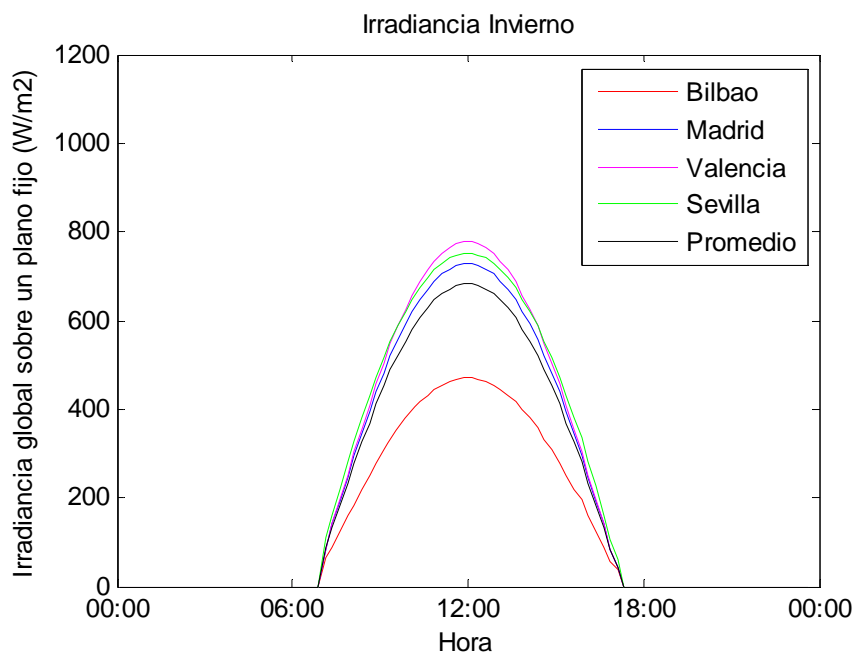


Figura 8. Irradiancia Invierno

<sup>3</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

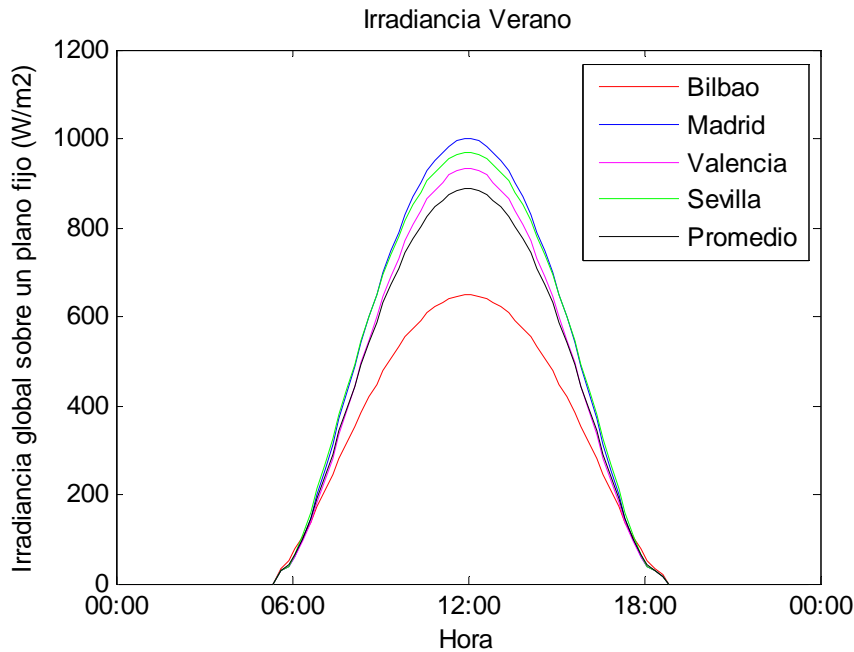


Figura 9. Irradiancia Verano

Se puede observar que la región representativa del norte, Bilbao posee unos valores de irradiancia considerablemente distantes a los del resto de regiones, que sí se mantienen similares. El coeficiente de variación entre las regiones no supera el 20% para el invierno y el 15% para el verano. Para simplificar el modelo se utilizará el promedio de las cuatro regiones para ambas estaciones.

Para poder determinar la curva de generación de un panel fotovoltaico se requiere conocer cuánta energía es capaz de transformar un panel en energía eléctrica a partir de la irradiancia anteriormente descrita.

Para ello, los fabricantes de paneles fotovoltaicos aportan un parámetro conocido como potencia pico. La potencia pico indica la potencia eléctrica neta [W], que el panel aporta en condiciones estandarizadas:

- Radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura de la célula de 25°C.

Conocido el valor de la potencia pico se puede estimar fácilmente la curva de generación de una instalación a partir de la irradiancia que recibe. Para ello se calcula el valor de la eficiencia del panel con la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{P_m}{1000 \cdot A} \quad (9)$$

Siendo  $P_m$  la potencia pico del panel y  $A$  la superficie total de los paneles de la instalación.

Conocida la eficiencia de nuestros paneles sólo quedaría multiplicar dicho valor por los valores instantáneos de irradiancia para obtener la curva de generación requerida.

En el caso de estudio existen dos inconvenientes. El primero de ellos es que los valores de potencia pico varían con el modelo de placa fotovoltaica y fabricante. El segundo inconveniente es que el valor de la superficie de la instalación es desconocido ya que varía con el consumidor y el tipo de vivienda.

Para solucionar estos inconvenientes se ha tomado una muestra de cincuenta modelos de placas fotovoltaicas procedentes de los diez mayores fabricantes y se ha obtenido eficiencia promedio. En este apartado no se tendrá en cuenta la superficie de la instalación y la curva de generación se calculara en  $W/m^2$ . En futuros apartados se tendrán en cuenta distintos escenarios.

La eficiencia promedio se recoge en la siguiente tabla<sup>4</sup>:

Eficiencia Promedio (%)	Desviación Típica
16,18	2,02

Tabla 7. Eficiencia promedio placas fotovoltaicas

Como cabe esperar las curvas obtenidas son equivalentes a las ya obtenidas salvo que se encuentran multiplicadas por el factor de escala de la eficiencia:

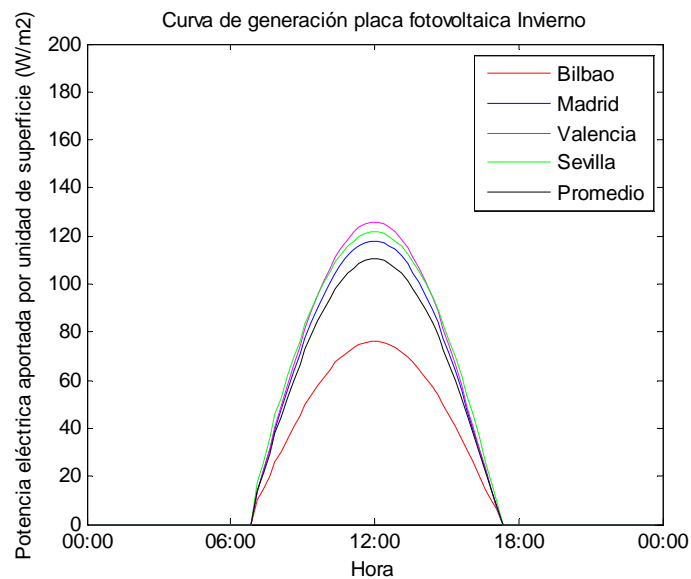


Figura 10. Curva generación invierno

<sup>4</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

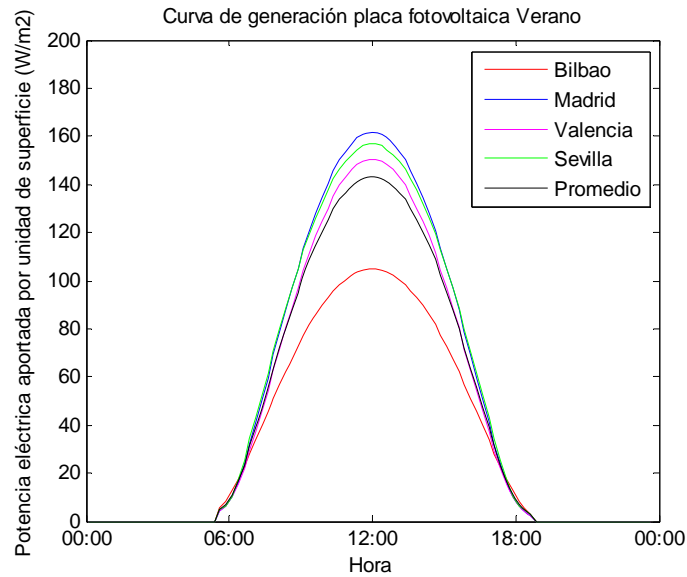


Figura 11. Curva generación invierno

### 3.2.2. Eólico

#### Desarrollo del modelo

Como en apartados anteriores, en este punto se procederá a desarrollar un modelo estándar de generador eólico a partir del cual se obtendrá una curva de generación característica de este tipo de tecnología.

El principal inconveniente a la hora de desarrollar un modelo reside en el carácter aleatorio de la velocidad del viento a lo largo del año. Existen registros anuales, no obstante estos datos no aportan información relevante ya que varían enormemente para cada día del año.

La solución adoptada ha sido la de estudiar la velocidad media del viento tomando valores de cuatro ciudades características de la geografía nacional. Cada ciudad pertenece a una región de la península: Norte, centro levante y sur. Las ciudades escogidas son: Bilbao, Madrid, Valencia y Sevilla.

Para la obtención de los datos se ha utilizado la base herramienta perteneciente a la página web "[datosclima.es](http://datosclima.es)". Dicha herramienta proporciona datos reales pertenecientes a la base de datos de AEMET sobre la velocidad de viento media y máxima racha diaria. Los datos recogidos corresponden con el año 2011, siendo el más moderno del que se poseen datos.

Para las anteriores regiones los datos obtenidos son los siguientes:

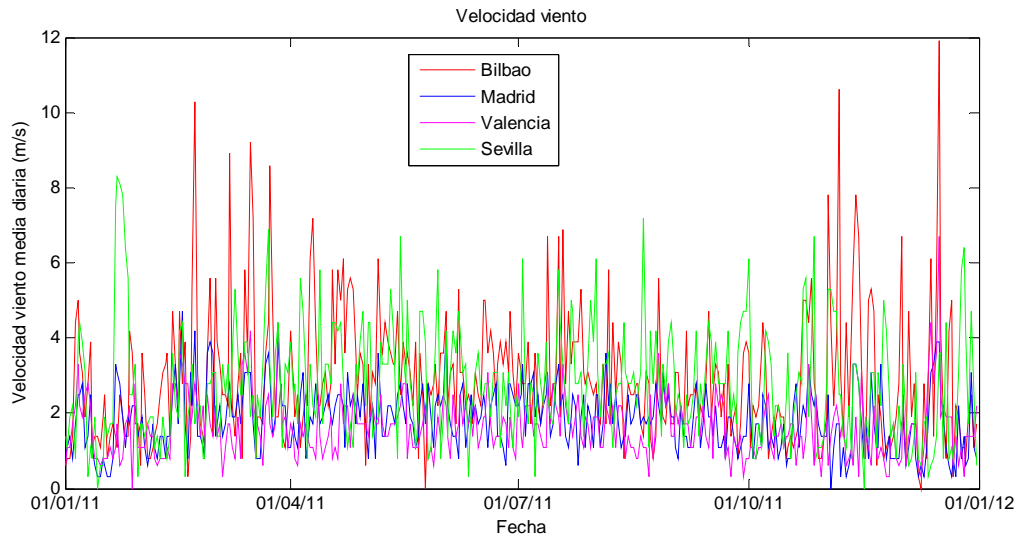


Figura 12. Velocidad media diaria

Las medias por región quedan recogidas en la siguiente tabla:

Velocidad viento		
Región	Media anual (m/s)	Máximo (m/s)
Bilbao	2,93	11,90
Madrid	1,84	4,70
Valencia	1,62	6,70
Sevilla	2,78	8,30
Península (Promedio)	2,29	7,90

Tabla 8. Datos velocidad viento anual

Para determinar los valores instantáneos de la evolución de la velocidad del viento diaria se empleará un análisis probabilístico. Este análisis se basa en que los valores de velocidad del viento pueden estimarse siguiendo una distribución de Rayleigh.

La forma funcional de la distribución de Rayleigh es:

$$f(x) = \frac{2x}{b^2} * e^{-\frac{x^2}{b^2}} \quad (10)$$

La función  $f(x)$  representa la probabilidad de que la velocidad del viento  $x$  esté en un intervalo entre  $x$  y  $x+dx$ .

El parámetro  $b$  se obtiene a partir de la media peninsular ( $\bar{X}$ ):

$$b = \frac{2}{\sqrt{\pi}} * \bar{X} \quad (11)$$

Se obtendrá la distribución de probabilidad de obtener valores entre 0 y 7,9 m/s, siendo este último el máximo promedio peninsular.

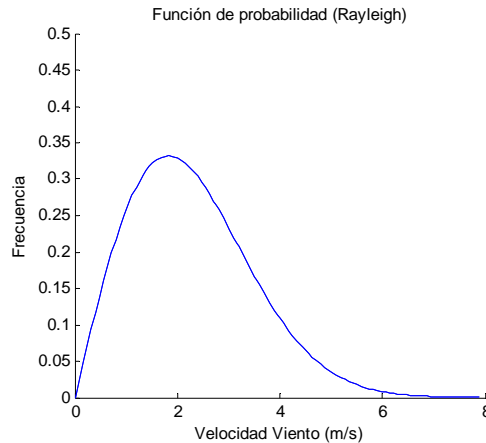


Figura 13. Distribución de probabilidad de velocidad viento diaria

Conocida la distribución se pueden generar números aleatorios a partir de la distribución. Para la obtención de los números se emplea la herramienta de análisis estadístico de STATGRAPHICS. Se realizarán cinco generaciones de números aleatorios y se empleará el promedio para aproximar en mayor medida los resultados a la distribución. Se obtienen los siguientes resultados:

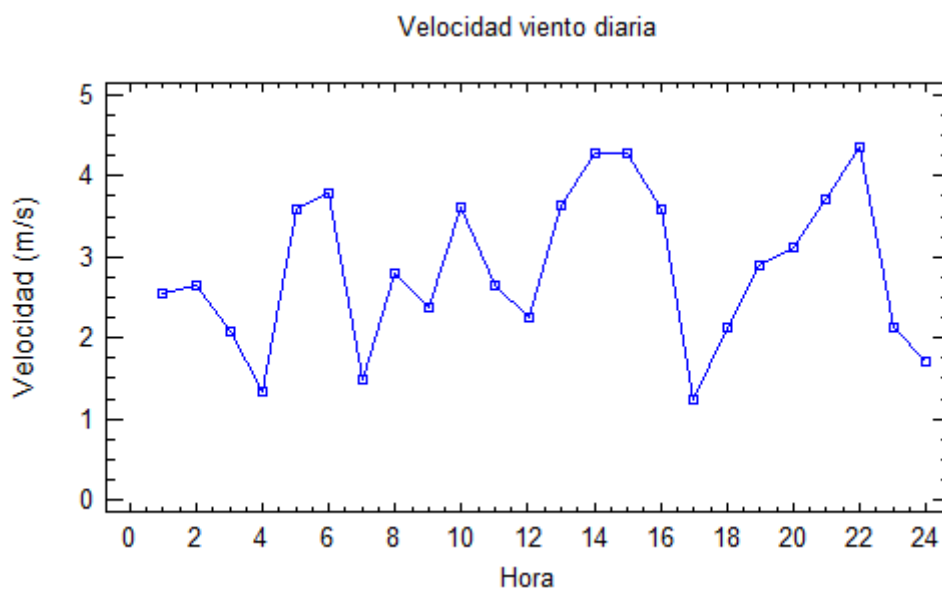


Figura 14. Curva de velocidad viento diaria mediante números aleatorios

Estos valores necesitan ser transformados en valores de potencia. Para ello se utiliza una curva potencia-velocidad típica de un aerogenerador:

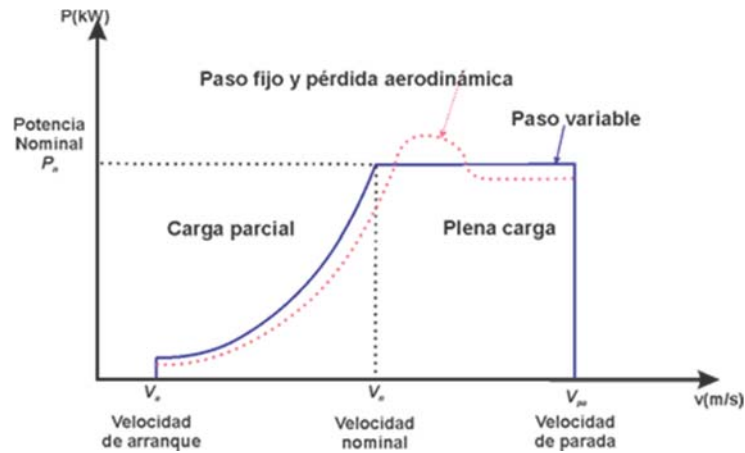


Figura 15. Curva potencia-velocidad aerogenerador

Como se puede observar en la propia curva, la generación parte de una velocidad mínima o velocidad de arranque a partir de la cual el aerogenerador comienza a producir energía. Conforme aumenta la velocidad del viento también aumenta la potencia generada hasta llegar a la velocidad nominal, punto en el que el aerogenerador aporta la potencia nominal, y a partir de este punto la potencia aportada se mantiene constante hasta un valor de velocidad límite o velocidad de parada.

El modelo de aerogenerador a emplear como modelo será el NEMO FSH5000 Technosun, ya que con sus 5 kW de potencia se adapta correctamente a la mayoría de consumos.

El aerogenerador posee una velocidad nominal de 6 m/s, una velocidad de arranque de 2 m/s y una velocidad de parada de 49 m/s. Sustituyendo estos datos en la curva típica de potencia-velocidad y empleando los valores generados de viento se obtiene la curva final de generación que se empleará como modelo estándar de generación eólica. La curva obtenida es la siguiente:

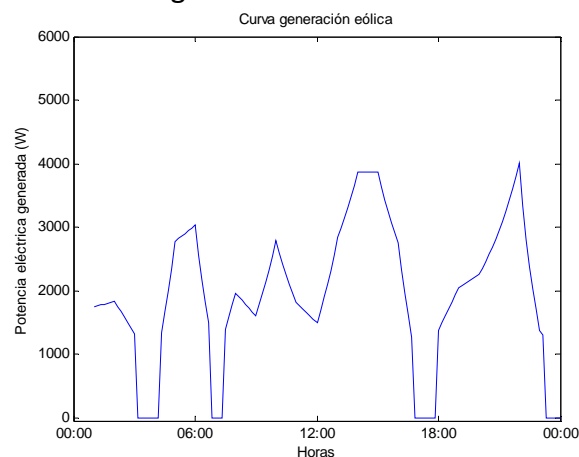


Figura 16. Curva generación eólica

### 3.2.3. Microgeneración

#### *Desarrollo del modelo*

En este apartado se procederá a desarrollar un modelo estándar de la partir del cual se obtendrá una curva de generación característica de este tipo de tecnología.

El principal obstáculo del modelado de la tecnología de la cogeneración es que su tasa de generación depende de los hábitos de consumo. De esta forma, a diferencia de las anteriores tecnologías que producen cuando hay disponibilidad de la fuente de energía, solar y eólica, , la cogeneración produce cuando existe una demanda térmica en la vivienda.

Por tanto, en la elaboración de una curva de generación se han tenido en cuenta dos consumos térmicos principales:

- La calefacción del hogar.
- El uso de agua caliente.

Se considera que una instalación doméstica típica es capaz de aportar 5kW de potencia eléctrica. Se considerará que en la producción de agua caliente el equipo trabaja al 80% de capacidad y que para la producción de calefacción el equipo trabaja al 60% de su capacidad. En los tramos que coincidan ambos procesos trabajará al 100% de su capacidad.

Para modelar estos factores se ha tenido en cuenta su variación en función de los hábitos de cada consumidor. Se lleva a cabo una diferenciación entre verano e invierno y entre día festivo y día laborable.

Para un día laborable de invierno se considera que el usuario típico posee un consumo de agua caliente en dos horas del día. Un primer consumo por la mañana de 6:30-7:30 de la mañana y un segundo por la tarde de 20:30-21:30. El consumo de calefacción se mantiene constante durante el tramo horario de 18:30-6:30.

Para un día festivo de invierno se mantiene retrasa el consumo de agua caliente de por la mañana situándose de 10:30-11:30 y el consumo de calefacción se alarga de 18:30-10:30. El consumo de agua caliente por la tarde se mantiene igual.

En verano desaparece el consumo de calefacción en su totalidad y los consumos de agua caliente siguen los mismos perfiles que en invierno tanto en un día festivo como en un día laboral.

El consumo de primavera y otoño se consideraran similares al consumo en verano al no existir apenas consumo de calefacción.

Considerando estas hipótesis se obtienen las siguientes curvas de generación:

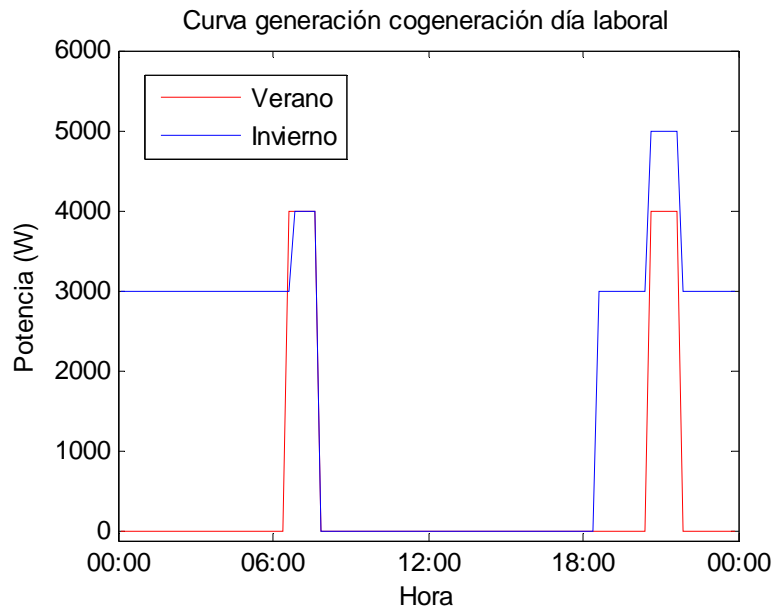


Figura 14. Curva generación cogeneración día laboral

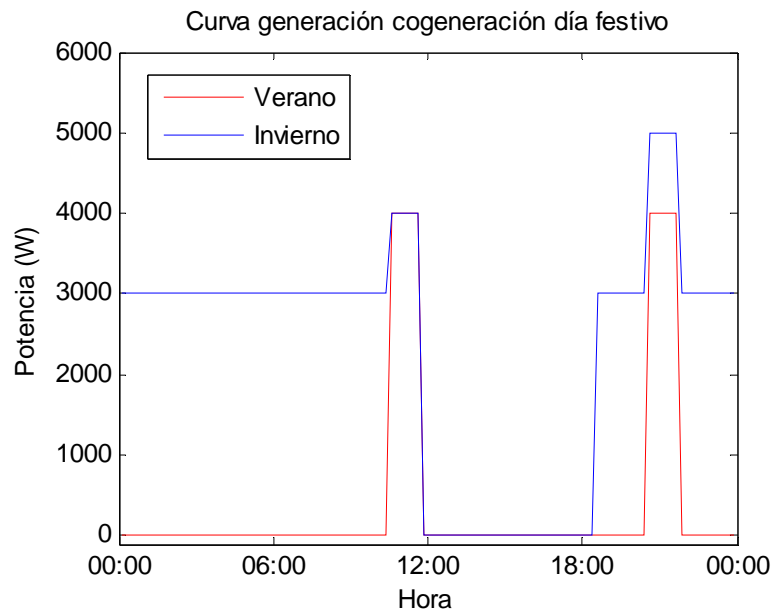


Figura 15. Curva generación cogeneración día festivo

Este modelo sólo se seguirá en los escenarios con consumo residencial pues no puede aplicarse a industria. Más adelante se detallará el modelo seguido para cogeneración industrial.

#### 3.2.4. Baterías

##### *Desarrollo del modelo*

En este punto se procederá a desarrollar un modelo estándar de batería a emplear en simulaciones.

Debido a que el objetivo del proyecto no es el de desarrollar un modelo específico de simulación de baterías sino el de estudiar cómo afecta la posibilidad del almacenamiento del excedente eléctrico de los consumidores en la red.

Por ello, se ha desarrollado un algoritmo [Anexo II] en forma de un script de Matlab. El funcionamiento del script permite simular el funcionamiento de una batería que recoge el excedente de energía eléctrica vertida a la red y lo reparte en la curva de demanda del consumidor. El reparto energético no es uniforme sino que el script vuelca la energía almacenada de la batería en los picos de demanda de forma similar a lo que se esperaría de una batería convencional.

Para conseguir esto el script toma la curva de generación neta proveniente de cruzar las curvas de generación ya descritas con las curvas de consumo de demanda del siguiente apartado. El script elimina los valores de potencia negativo, correspondientes a la potencia que se almacenaría en la batería y pone dichos valores a 0. Al mismo tiempo almacena en una variable el valor energético almacenado que no es más que la superficie de la curva de generación neta que se encuentra por debajo de 0.

Finalmente, para elaborar la curva final el script realiza un proceso iterativo en el comenzando por el valor máximo de la curva de consumo resta los picos hasta que la superficie eliminada de la curva, esto es, la energía, coincida con la superficie almacenada en la batería.

Si se diera el caso que la energía almacenada en la batería sea mayor que el consumo neto restante, entonces el script genera un perfil de demanda nulo. Esto representaría un consumo en isla por parte de dicho consumidor.

A continuación se muestra una figura que muestra de forma gráfica el funcionamiento del script para un caso particular de un consumidor con generación fotovoltaica.

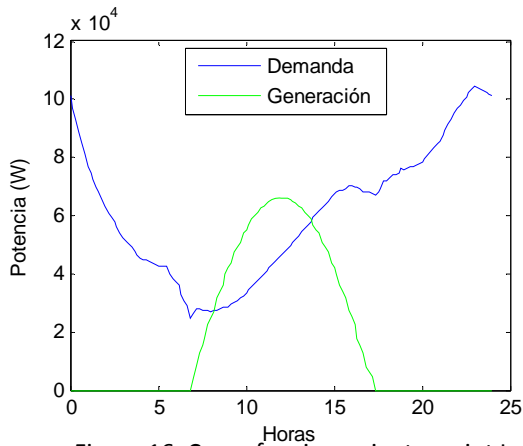


Figura 16. Curva funcionamiento script I

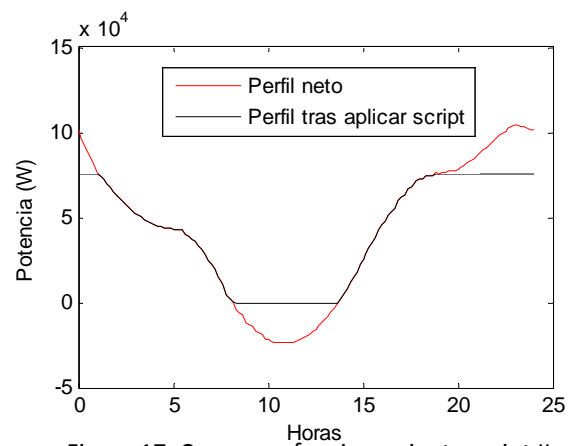


Figura 17. Curva con funcionamiento script II

### 3.3. Curvas de consumo

Este apartado pretende determinar las curvas de demanda de los principales consumidores eléctricos a nivel nacional.

Se van a considerar tres consumos: Consumo residencial, consumo comercial y consumo industrial. El motivo de esta elección reside en la gran representación que estos tres consumos poseen sobre la demanda eléctrica total.

Para la determinación de las curvas se tendrá en cuenta la diferenciación entre un día laboral y un día festivo. Para el consumo residencial se considerará a su vez la diferenciación entre la estación de invierno y la estación de verano, ya que para este tipo de consumo existe una variación importante entre estos dos periodos. Para el consumo comercial e industrial no se tendrá en cuenta esta diferenciación y se asumirá que no varía a lo largo del año.

Las curvas se obtendrán en valores unitarios de potencia para posteriormente poder fácilmente en las simulaciones representar diferentes consumos multiplicando simplemente los perfiles por los respectivos valores de potencias nominales.

Con la obtención de las curvas de demanda y las curvas de generación para cada tipo de tecnología se pretende obtener un perfil de consumo neto para cada consumo que se empleará como base para las simulaciones.

### 3.3.1. Consumo residencial

En la elaboración de la curva de consumo residencial se han tomado datos de dos fuentes principales.

La primera de ellas ha sido el denominado “Proyecto INDEL” de red eléctrica española. Este documento constituye un atlas de la demanda eléctrica nacional en el que se detallan los componentes de la demanda eléctrica española, entre los que se encuentra el sector residencial.

El principal inconveniente de la información extraída es la antigüedad de la información aportada. Los datos correspondientes a las curvas de demanda corresponden al año 1996.

Para complementar y suplir la deficiencia de la primera fuente en el proyecto se ha optado por recurrir a la información proporcionada por el “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. Los datos aportados no se relacionan con las curvas de consumo pero sí con la proporción y se tienen en cuenta factores relevantes como la diferenciación por región o la diferenciación entre vivienda unifamiliar o piso. La fecha de obtención de los datos corresponde con el año 2013, que sí puede considerarse un año lo suficientemente moderno para tomar como referencia.

Con la información aportada por estas fuentes se ha procedido a elaborar las curvas diferenciando la aportación de cada uno de los electrodomésticos. Se distingue entre un día laboral y un día festivo para las dos estaciones de invierno y verano.

Las curvas obtenidas son las siguientes<sup>5</sup>:

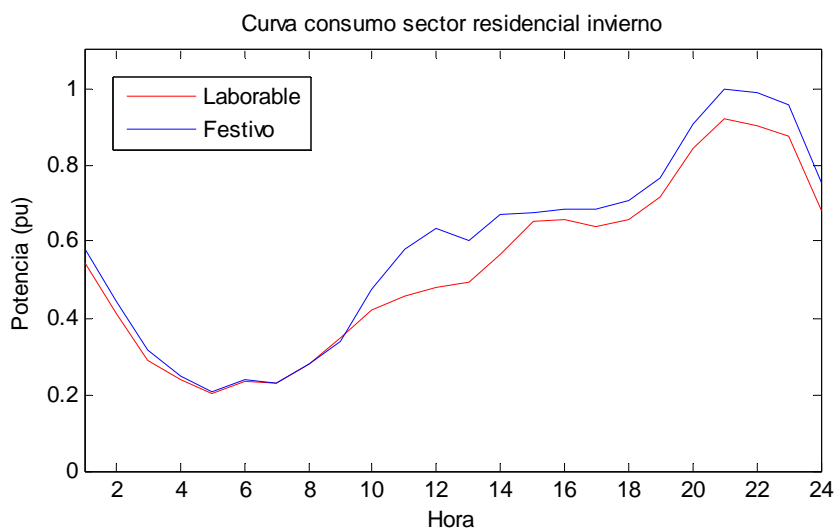


Figura 18. Curva consumo residencial invierno

<sup>5</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

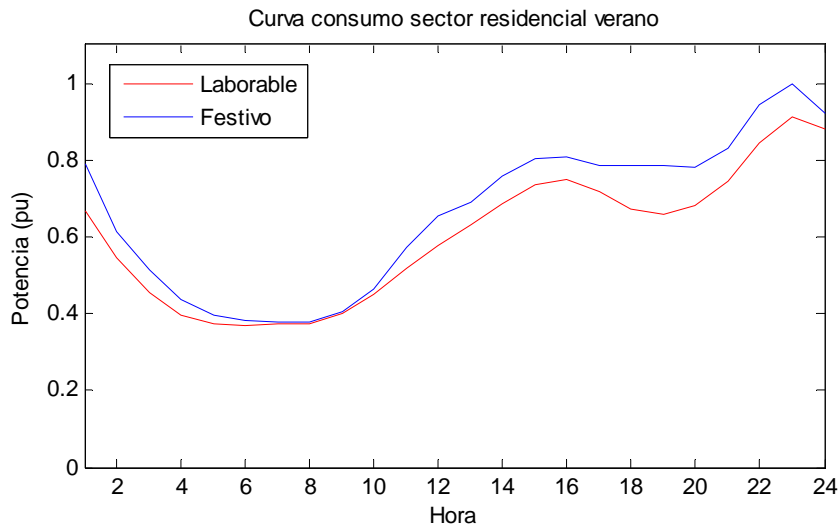


Figura 19. Curva consumo residencial verano

### 3.3.2. Consumo comercial

En la elaboración de la curva de consumo comercial se ha seguido el consumo regular de un local destinado a la restauración.

Este consumo se ha tomado como referencia para representar el perfil de consumo comercial típico. Se han diferenciado los diferentes días semanales. Para mantener la coherencia con el apartado anterior se ha realizado el promedio entre los seis primeros días de la semana para obtener la curva de un día laboral y el domingo para obtener la curva de un día festivo. No se considera variación estacional.

La curva obtenida es la siguiente<sup>6</sup>:

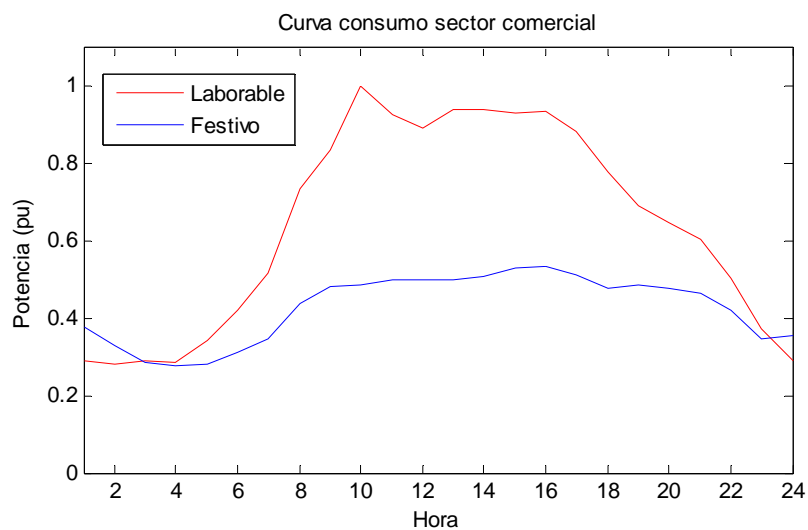


Figura 18. Curva consumo comercial

<sup>6</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

### 3.3.3. Consumo industrial

En la elaboración de la curva de consumo industrial se ha optado por tomar el perfil de una industria destinada al envasado de gases industriales.

Se ha seguido el mismo esquema en la representación y diferenciación que el llevado a cabo en el consumo comercial.

La curva obtenida es la siguiente<sup>7</sup>:

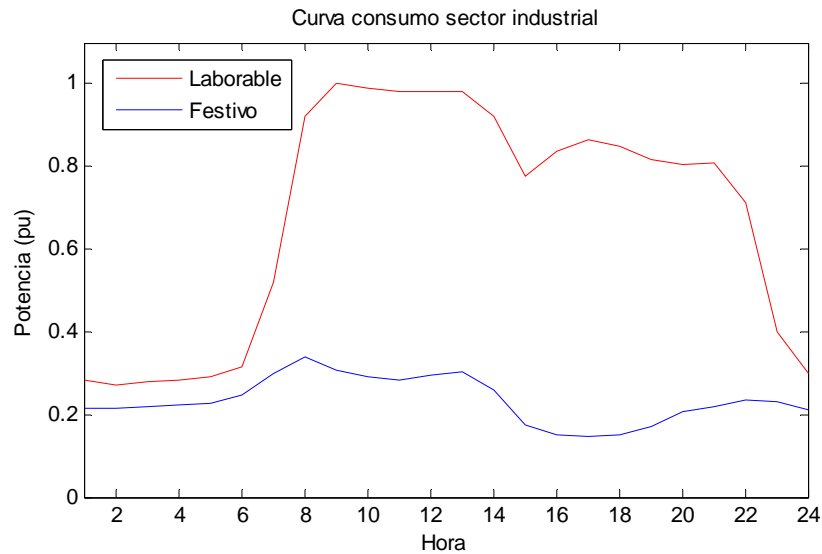


Figura 19. Curva consumo industrial

### 3.4. Modelado de los escenarios de simulación

A continuación se describirán las características de los escenarios de simulación. En primer lugar se explicarán los elementos básicos que conforman todas las redes de distribución de todos los escenarios: bloque de control, generador, cargas, líneas y centros de transformación.

Los parámetros introducidos en cada uno de los elementos anteriores difieren considerablemente en función de cada escenario por lo que inicialmente no serán indicados. Posteriormente se detallarán los parámetros junto con las características de cada uno de los escenarios de forma individual.

<sup>7</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

### 3.4.1. Cargas de la red

Cada carga de la red se ha modelado empleando dos bloques de la librería Simscape de Simulink.

El primero ellos es el bloque de “Three-phase dynamic load”.

Este bloque simula una carga trifásica que a diferencia de los bloques convencionales de cargas trifásicas, este no posee unos valores de consumo de potencia activa y reactiva fijos.

El bloque puede funcionar en dos modalidades. La primera modalidad permite a la carga seguir un perfil de potencia que depende de la tensión aplicada, de la tensión inicial y de los valores de potencia inicial. El funcionamiento de esta modalidad es el siguiente:

Si la tensión aplicada es menor que la tensión inicial la potencia activa y reactiva de la carga se mantienen constantes. Si la tensión aplicada por el contrario es mayor que la tensión inicial entonces la potencia activa y reactiva siguen la siguiente expresión:

$$- P(s) = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{np} \frac{1+T_{p1}s}{1+T_{p2}s} \quad (12)$$

$$- Q(s) = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{nq} \frac{1+T_{q1}s}{1+T_{q2}s} \quad (13)$$

Siendo:

- $P_0, Q_0, V_0$  los valores de potencia y tensión iniciales.
- $V$  el valor de tensión aplicada.
- $np, nq$  exponentes que toman valores entre 1 y3.
- $T_{p1}, T_{p2}, T_{q1}, T_{q2}$  constantes de tiempo que controlan el carácter dinámico de la carga.

La segunda modalidad es la del control externo de los perfiles de potencia activa y reactiva consumidos. Este es la modalidad que se empleará en la simulación utilizando las curvas de generación netas del apartado anterior. Esta modalidad requiere la introducción de las señales de forma externa. Para ello se ha creado un bloque sencillo que permite introducir las señales en forma de matriz siendo la primera columna el tiempo y la segunda columna los valores de potencia. Para facilitar la detección de errores el bloque está configurado para mostrar la curva de potencia que está aplicando dibujándola sobre sí mismo.

La forma del bloque de la carga trifásica dinámica junto con su cuadro de introducción de datos se muestran en las siguientes figuras:

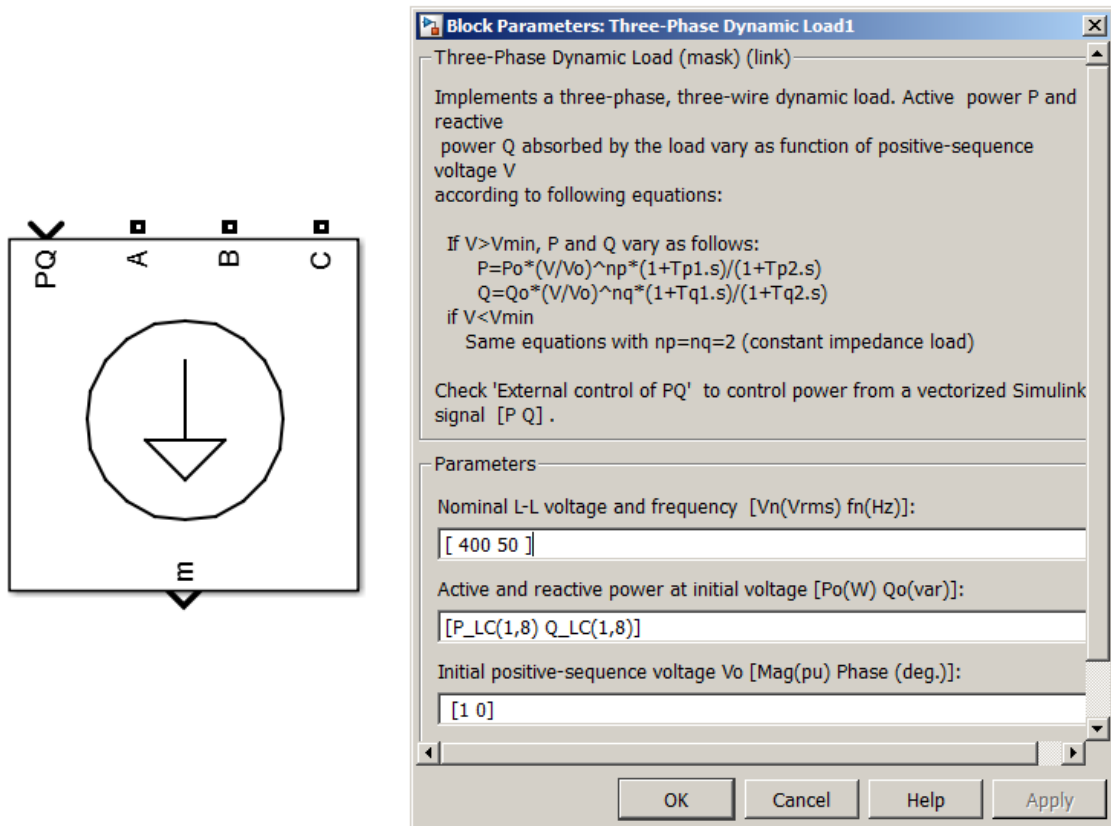


Figura 20. Bloque carga trifásica dinámica

La forma del bloque que introduce las señales se muestra a continuación:

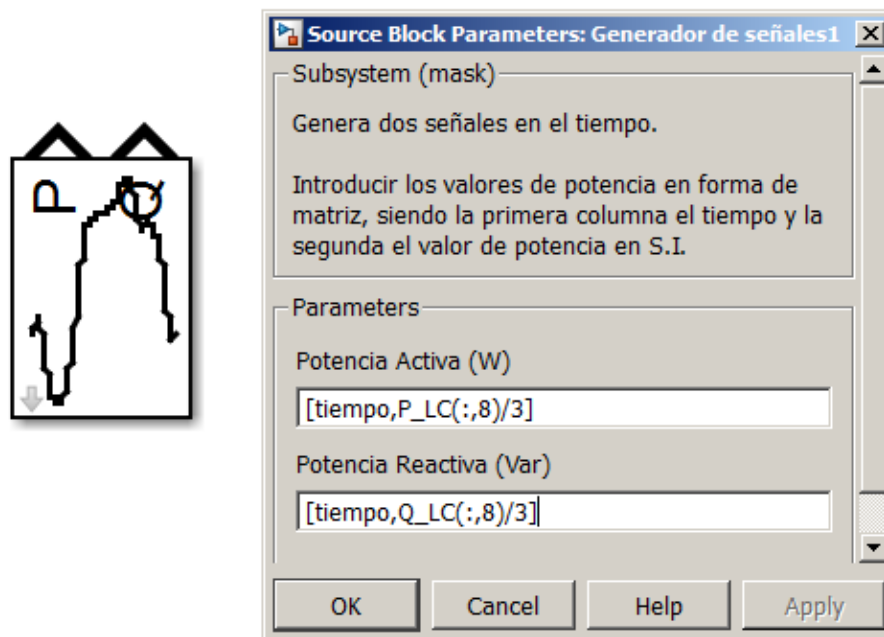


Figura 21. Bloque generador de señales

### 3.4.2. Centros de transformación

Los centros de transformación se han modelado utilizando el bloque perteneciente a la librería Simscape de Simulink “Three-Phase Transformer (Two Windings)”.

Este bloque simula el funcionamiento de un transformador de potencia trifásico estándar. Para ello utiliza la interconexión de tres transformadores monofásicos. En el mismo se pueden escoger tanto el grupo de conexión como los parámetros típicos de un transformador. Además permite la opción de introducir los valores en unidades reales o en unidades unitarias.

Debido a la importancia de este elemento en el análisis de los resultados se ha procedido a crear un nuevo bloque a partir del anterior. Este nuevo bloque consta del propio bloque del transformador de Simscape y se le añaden bloques de medida para poder obtener las variables de cálculo en el análisis. Las variables que se obtienen son las siguientes:

- $V_{abc\_ent\_CT}$ : Tensiones de fase de entrada al centro de transformación.
- $I_{ent\_CT}$ : Corrientes de fase de entrada al centro de transformación.
- $P_{ent\_CT}$ : Potencia activa a la entrada del centro de transformación obtenida a partir de las variables anteriores.
- $Q_{ent\_CT}$ : Potencia reactiva a la entrada del centro de transformación obtenida a partir de las variables anteriores.
- $V_{abc\_sal\_CT}$ : Tensiones de fase de salida al centro de transformación.
- $I_{sal\_CT}$ : Corrientes de fase de salida al centro de transformación.
- $P_{sal\_CT}$ : Potencia activa a la salida del centro de transformación obtenida a partir de las variables anteriores.
- $Q_{sal\_CT}$ : Potencia reactiva a la salida del centro de transformación obtenida a partir de las variables anteriores.
- $Perdidas\_CT$ : Pérdidas del centro de transformación obtenidas como el valor absoluto de la diferencia entre la potencia activa a la entrada y la salida.

La forma del bloque del centro de transformación junto con su cuadro de introducción de datos se muestran en las siguientes figuras:

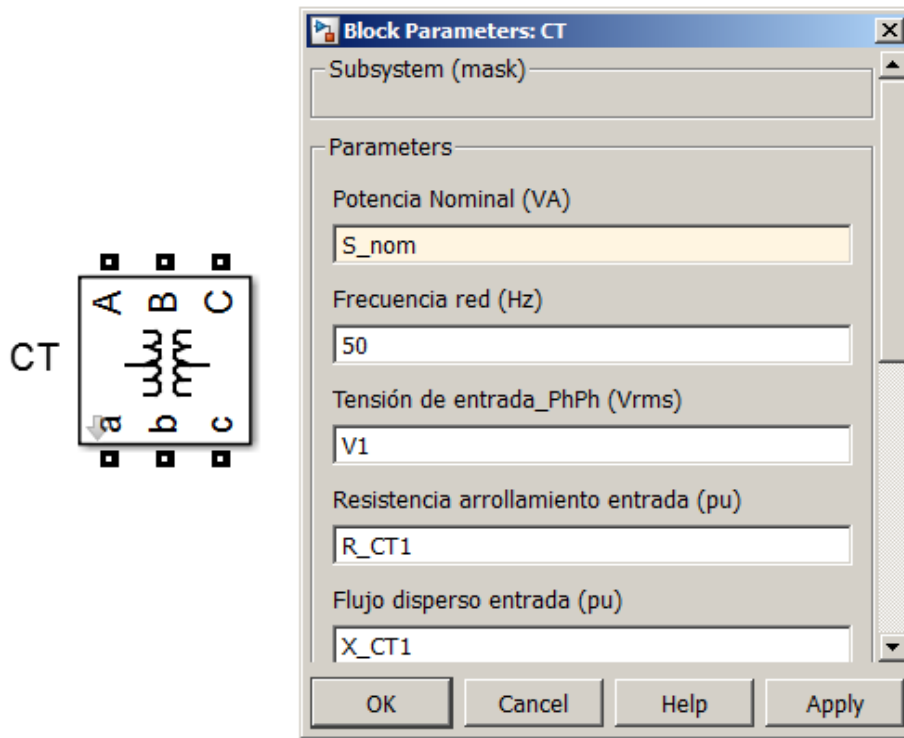


Figura 22. Bloque centro de transformación

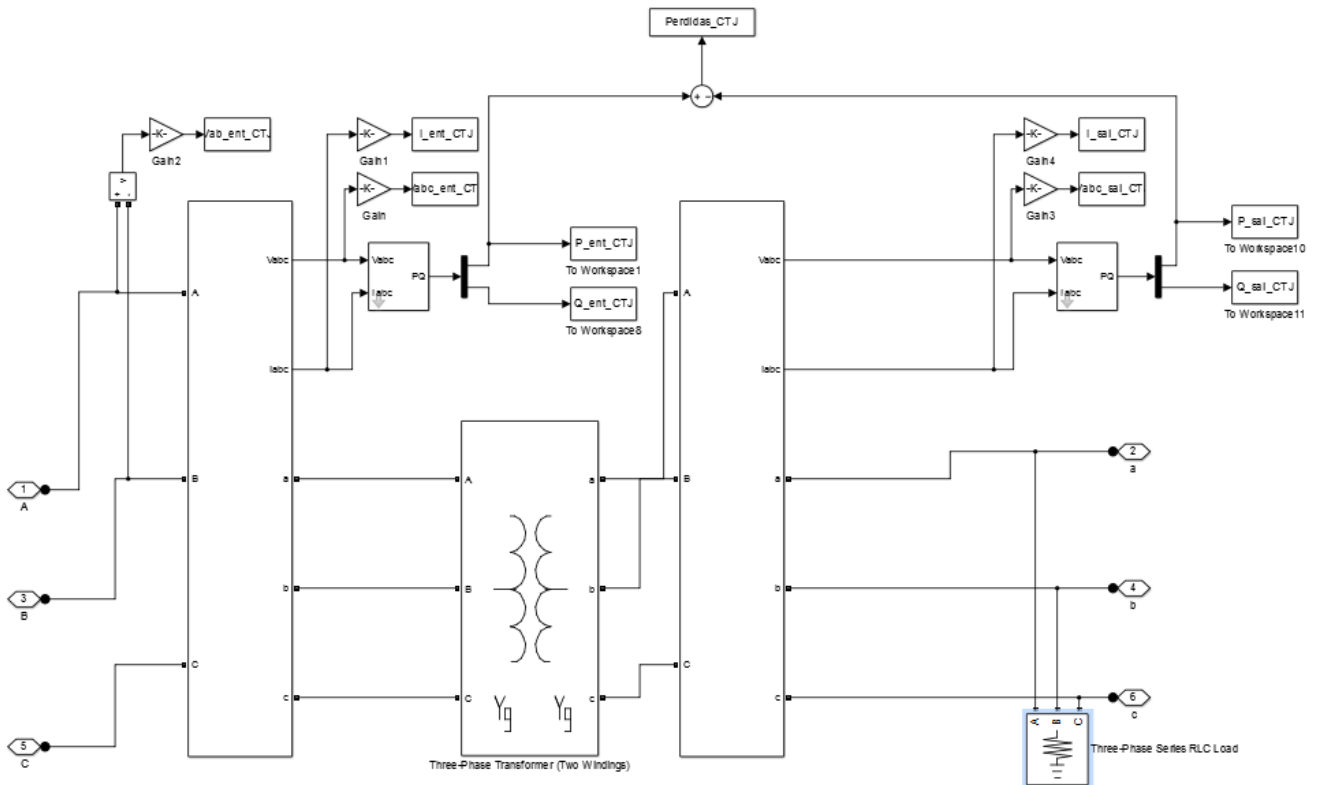


Figura 23. Interior del bloque CT

### 3.4.3. Líneas

A pesar de la existencia de un bloque específico en la librería Simscape de Matlab para el modelado de líneas trifásicas se ha optado por elaborar un modelo personalizado de una línea en PI empleando bloques que modelan resistencias, inductancias y condensadores.

Las líneas de un sistema de distribución no son de gran longitud, por lo que se utilizará en las simulaciones el modelo de línea de corta distancia. Este modelo será el modelo en Pi que es aplicable cuando no existen retardos en la línea.

El bloque simula el funcionamiento de una línea trifásica. En el bloque se pueden escoger los parámetros de la línea. La introducción de los mismos se lleva a cabo en unidades reales por unidad de longitud.

También han sido añadidos bloques de medida para obtener las variables necesarias en el análisis. Para identificar cada línea y poder diferenciar las variables se identifica cada una de ellas con el nombre de los nodos que une en la red. La denominación particular del conjunto de líneas se detallará en la descripción de los escenarios. Las variables que se obtienen son las siguientes:

- $V_{abc\_ent\_AB}$ : Tensiones de fase a la entrada de la línea que conecta los nodos A y B.
- $I_{ent\_AB}$ : Corrientes de fase a la entrada de la línea que conecta los nodos A y B.
- $P_{ent\_AB}$ : Potencia activa a la entrada de la línea que conecta los nodos A y B, obtenida a partir de las variables anteriores.
- $Q_{ent\_AB}$ : Potencia reactiva a la entrada de la línea que conecta los nodos A y B, obtenida a partir de las variables anteriores.
- $V_{abc\_sal\_AB}$ : Tensiones de fase a la salida de la línea que conecta los nodos A y B.
- $I_{sal\_AB}$ : Corrientes de fase a la salida de la línea que conecta los nodos A y B.
- $P_{sal\_AB}$ : Potencia activa a la salida de la línea que conecta los nodos A y B, obtenida a partir de las variables anteriores.
- $Q_{sal\_AB}$ : Potencia reactiva a la salida de la línea que conecta los nodos A y B, obtenida a partir de las variables anteriores.

- *Perdidas\_AB*: Pérdidas del centro de de la línea que conecta los nodos A y B, como el valor absoluto de la diferencia entre la potencia activa a la entrada y la salida.

La forma del bloque la línea junto con su cuadro de introducción de datos se muestran en las siguientes figuras:

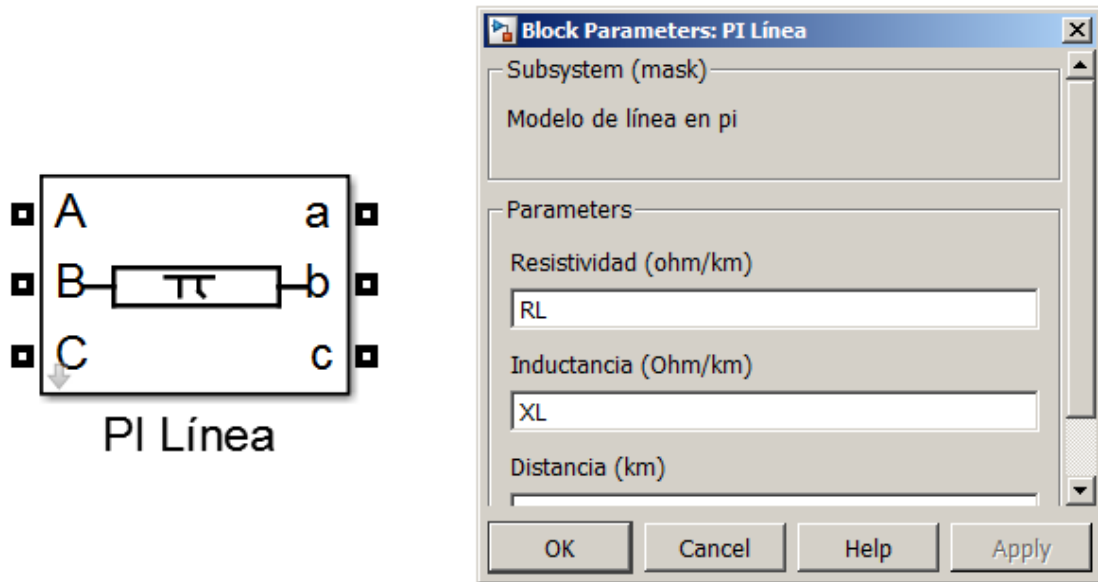


Figura 24. Bloque línea

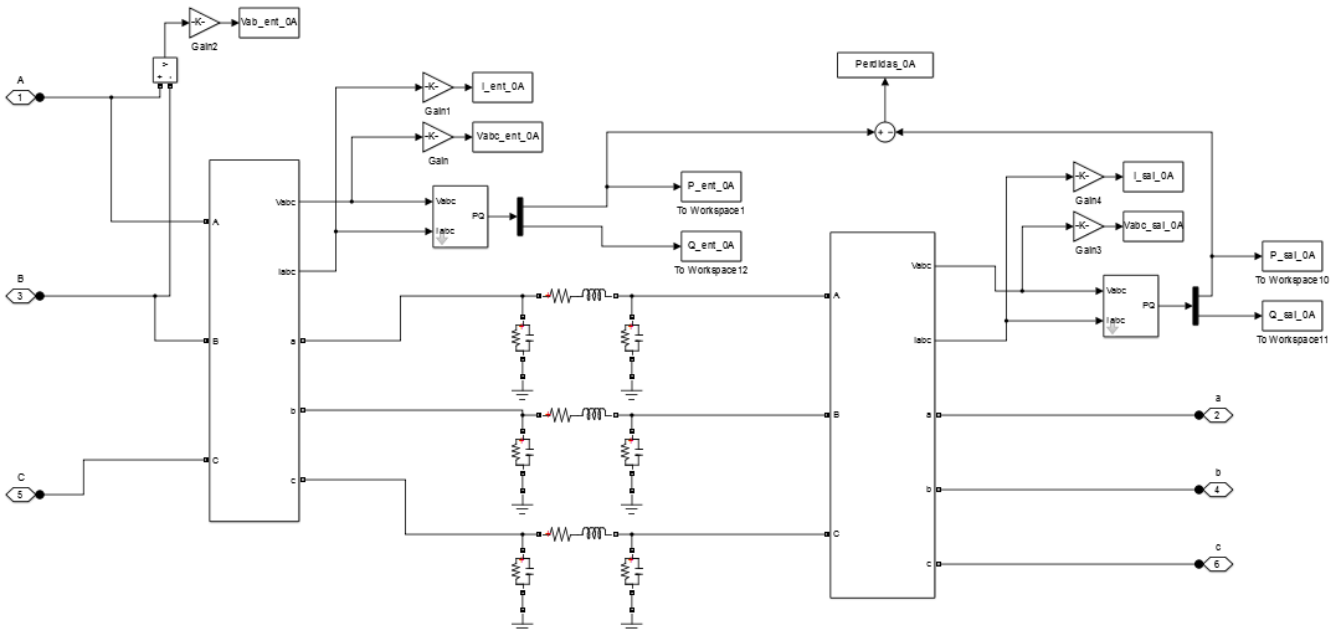


Figura 25. Interior del bloque línea

### 3.4.4. Generador (Subestación)

Para modelar las barras de la subestación que alimenta a la red de distribución de los escenarios se empleará el bloque de Simscape “Three phase source” de Simulink.

Este bloque simula el comportamiento de un generador que en el caso particular de las simulaciones representará una red infinita. El funcionamiento del bloque no es complejo.

En el mismo se puede indicar la tensión nominal del generador, la frecuencia de generación y el ángulo de la fase A. Por defecto el programa toma el valor del ángulo de dicha fase en  $0^\circ$ . El bloque permite escoger los valores de la resistencia e inductancia del generador en caso de que se desee simular una red de potencia finita. La elección de la configuración del neutro del generador también se encuentra implementada.

A diferencia de los casos anteriores solo se ha añadido un único bloque de medida. La variable obtenida es la siguiente:

- *Potencia\_total*: Potencia activa y reactiva producida por el generador calculada a partir de las tensiones y corrientes de fase.

La forma del bloque del generador junto con su cuadro de introducción de datos se muestran en la siguiente figura:

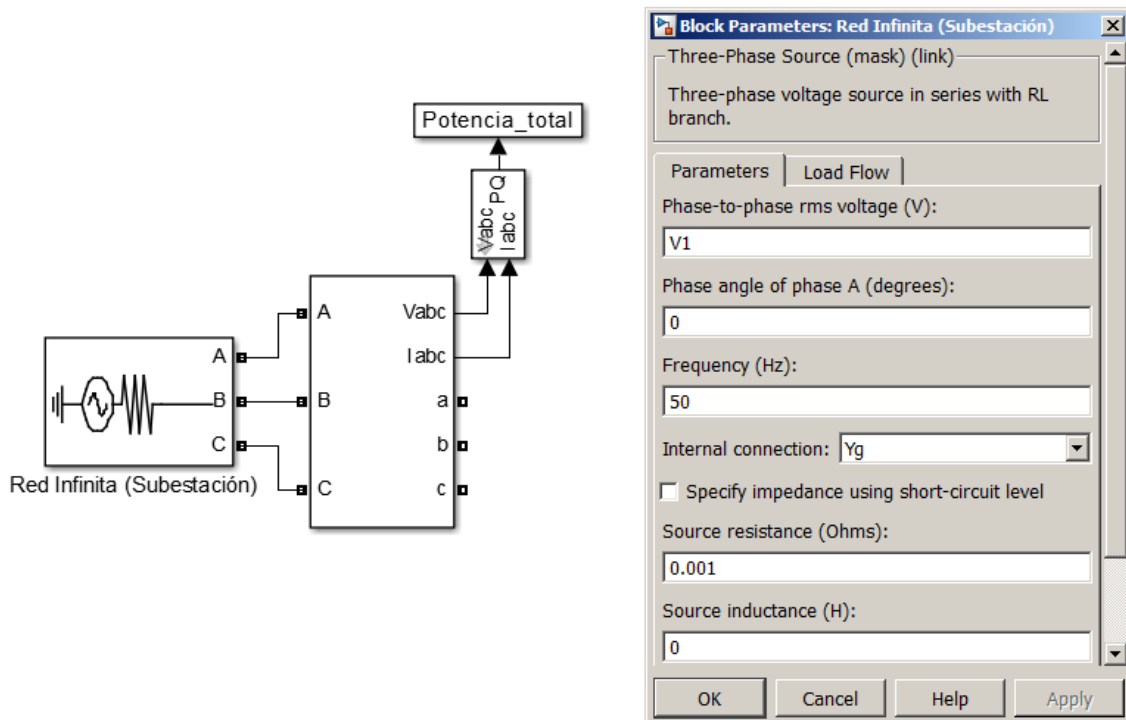


Figura 26. Bloque generador

### 3.4.5. Bloque de control

Para el correcto funcionamiento de las simulaciones, además de los bloques anteriores, es precisa la existencia de un bloque de control perteneciente a la librería Simscape que recibe el nombre de “powergui”.

Este bloque es complejo. En él se pueden escoger diversas opciones sobre el comportamiento de la simulación. Entre todas ellas destaca una que marca el desarrollo de la simulación. Este parámetro, que se encuentra dentro del menú “solver” determina el criterio de simulación entre dos opciones: la opción real y la opción fasor.

La primera opción realiza la simulación utilizando variables reales. Todas las corrientes y tensiones del modelo se modelan como señales senoidales y con este formato se exportan al programa principal.

La segunda opción realiza la simulación utilizando variables complejas. Las corrientes y tensiones se modelan como fasores y se exportan al programa principal como números complejos. Esta segunda opción es la que se utilizará en los escenarios.

La forma del bloque control junto con su cuadro de introducción de datos se muestran en la siguiente figura:

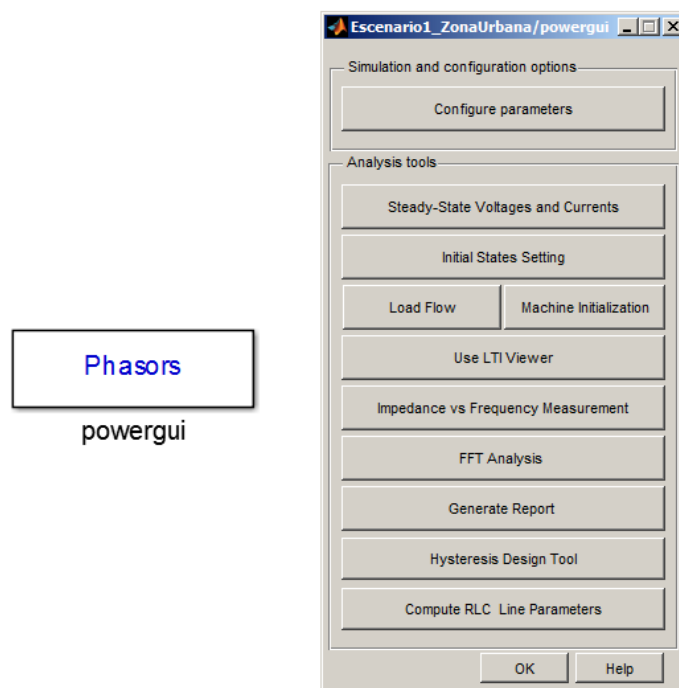


Figura 27. Bloque de control

### 3.5. Descripción de los escenarios de simulación

En este apartado se describen los escenarios de simulación en detalle. Se indicará el proceso de creación de cada uno de ellos y la justificación de las decisiones. En primer lugar se describirá el escenario urbano, seguido del escenario rural y concluyendo con el escenario industrial. La estructura a seguir será la siguiente:

En primer lugar se describirá las características generales del escenario.

En segundo lugar se indicarán el conjunto de consumos que conforman el escenario. Se indicaran las características técnicas de cada consumo para cada uno de los niveles de simulación.

En tercer lugar se describirá la estructura de la red: huso, radial y anillo. Dentro de la misma se indicarán las características técnicas de los centros de transformación y de las líneas.

Los resultados y el análisis de los mismos no serán tratados en este apartado sino en el siguiente capítulo.

#### 3.5.1. *Escenario zona urbana*

##### ***Descripción general***

Las características de este escenario corresponden con las típicas de una red de distribución urbana.

Por ser de ámbito urbano, la red del escenario está sometida a grandes requisitos técnicos y de calidad de servicio. El tendido de la red será subterráneo. La red estará explotada radialmente pero poseerá una configuración que permita alimentación alternativa en caso de indisponibilidad de servicio.

La tensión de la red será de 6,6 kV con frecuencia de 50 Hz. Todo el conjunto estará alimentado por una subestación modelada por un generador que representa una red de potencia infinita. La potencia prevista del escenario será de 1 MW.

La siguiente tabla resume las características de la red:

Características red escenario zona urbana	
Tensión nominal	6,6 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Potencia de cortocircuito	Red de potencia infinita
Potencia prevista	1 MW

Tabla 9. Características red escenario zona urbana

### **Descripción de los consumos**

El escenario contará con un total de 23 consumos. 15 de ellos estarán formados por consumos residenciales y los 8 restantes por consumos comerciales.

Los consumos residenciales están formados por bloques de pisos. Todos los bloques poseerán la misma estructura. Cada uno de ellos con 5 pisos y 4 viviendas por piso. La elección de esta configuración se justifica con los datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística (INE) sobre el número de edificios existentes en el municipio de Madrid en función del número de pisos y de inmuebles. A partir de estos datos se obtiene que la mayoría de edificios del municipio consten de 5 pisos. Dividiendo el número de inmuebles entre el número de pisos y el número de edificios se obtiene la cifra de 4 viviendas por piso.

El cálculo detallado se muestra a continuación<sup>8</sup>:

Edificios destinados principal o exclusivamente a viviendas y nº de inmuebles por municipios (Madrid), y nº de plantas sobre rasante.	
5 plantas sobre rasante	
Edificios	Inmuebles
23.499	374.461

Tabla 10. Datos de edificios, plantas e inmuebles

$$\text{Viviendas por piso} = \frac{374.461}{23.499} \div 5 = 3,2 \quad (14)$$

Se redondea a la cifra par más cercana al ser lo más común en bloques de viviendas un número par de viviendas por piso.

Cada bloque de pisos se tratará como un único conjunto. De esta forma cada bloque seguirá el perfil de la curva de demanda residencial como si fuera un único consumo salvo por el hecho de que consumirá la potencia equivalente al total de viviendas por el que está formado el bloque. La denominación creada para los bloques es numérica. De esta forma cada bloque recibirá un número del 1 al 15 en la simulación.

Determinada la configuración de los bloques se determina el consumo de potencia nominal de cada uno de ellos. Para la elección de la potencia nominal se ha seguido el procedimiento indicado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión en la ITC-10: Previsión de cargas para suministros en baja tensión.

En dicha ITC se describe un consumo típico de 5-7 kW/vivienda si se trata de electrificación básica y de 9-14 kW/vivienda si se trata de electrificación elevada. También se describe un consumo de 15kW para los servicios auxiliares del bloque.

<sup>8</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

En el escenario urbano se ha optado por escoger una potencia de 5kW por vivienda para el conjunto de los bloques de pisos salvo los bloques 6 y 12 que dispondrán de electrificación elevada de 9 kW por vivienda.

Teniendo en cuenta estas cifras, el número de viviendas por bloque y los servicios auxiliares; la potencia nominal del conjunto de consumos de los bloques de viviendas será de 115 kW/bloque y 250 kW/bloque para los bloques 6 y 12. Todas las potencias serán monofásicas.

Los consumos comerciales seguirán la misma denominación numérica que los bloques. Estarán formados por pequeños locales de 200 m<sup>2</sup> de superficie, a excepción del local número 8 que estará constituido por un local comercial de gran superficie de 6000 m<sup>2</sup>.

A excepción del octavo local el resto estarán distribuidos en los bajos de los bloques de los pisos. La distribución se ha llevado a cabo de forma aleatoria. Los bloques que dispondrán de local comercial serán: 1, 3, 7, 11, 12, 14, y 15.

Para la elección de la potencia nominal de los consumos comerciales se ha vuelto a seguir las instrucciones de la ITC-10 que indica que el consumo típico de un local comercial se puede estimar empleando 100 W/m<sup>2</sup>. Con esto se estima que el conjunto de locales poseerá una potencia nominal de 20 kW monofásicos a excepción del número 8 que poseerá una potencia de 600 kW monofásicos.

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo. La siguiente tabla resume la denominación, distribución y potencias nominales:

Bloques de pisos		
Denominación	Potencia nominal (kW)	Existencia de local comercial
B.P. 1	115	Sí (L.C. 1)
B.P. 2	115	No
B.P. 3	115	Sí (L.C. 2)
B.P. 4	115	No
B.P. 5	115	No
B.P. 6	250	No
B.P. 7	115	Sí (L.C. 3)
B.P. 8	115	No
B.P. 9	115	No
B.P. 10	115	No
B.P. 11	115	Sí (L.C. 6)
B.P. 12	250	Sí (L.C. 7)
B.P. 13	115	No
B.P. 14	115	Sí (L.C. 4)
B.P. 15	115	Sí (L.C. 5)

Locales comerciales	
Denominación	Potencia nominal (kW)
L.C. 1	20
L.C. 2	20
L.C. 3	20
L.C. 4	20
L.C. 5	20
L.C. 6	20
L.C. 7	20
L.C. 8	600

Tabla 11. Información consumos escenario urbano

### **Descripción de la red**

La estructura de la red del escenario urbano es de huso normal. Consta de cuatro redes de distribución junto con una quinta red de socorro, que en funcionamiento normal permanecerá desconectada.

Las cuatro redes están alimentan a tres centros de transformación cada una a excepción de la cuarta que alimenta a un único centro.

Los centros de transformación constituyen los nodos de la red. Cada centro representa un nodo y cada uno de ellos recibe una denominación alfabética de la “A” a la “J”. El nodo inicial y final de la red reciben la denominación de 0 y 1 respectivamente.

Los consumos se han repartido entre los centros de transformación siguiendo los siguientes criterios:

- El número de bloques de pisos asociados a cada centro de transformación no puede ser mayor que 2.
- Los bloques de pisos asociados a un centro de transformación pueden poseer un único local comercial en total.
- Los bloques de pisos 6 y 12 poseerán un único centro de transformación asociado cada uno.
- El local comercial de gran superficie posee un centro de transformación propio.

Siguiendo estos criterios el reparto de consumos entre los centros de transformación queda de la siguiente forma:

Centro de transformación	Consumos asociados
C.T. A	B.P.1 y L.C.1
C.T. B	B.P.2, B.P.3 y L.C.2
C.T. C	B.P.4 y B.P.5
C.T. D	B.P.6
C.T. E	B.P.7, B.P.13 y L.C.3
C.T. F	B.P.8, B.P.14 y L.C.4
C.T. G	B.P.9, B.P.15 y L.C.5
C.T. H	B.P.10, B.P.11 y L.C.6
C.T. I	B.P.12 y L.C.7
C.T. J	L.C.8

Tabla 12. Reparto de consumos CTs escenario urbano

A continuación se detalla el proceso de selección de los parámetros de los centros de transformación:

Para la elección de la potencia nominal de los centros de transformación se ha tomado el centro de transformación más cargado (CTI) con una potencia asociada de 270 kW monofásicos. Se divide entre el factor de potencia de 0,95 y entre 3 para obtener una cifra de 94,73 kVA trifásicos. La potencia nominal de los CTs A-I será de 100kVA. Para el CTJ el criterio es el mismo pero teniendo en cuenta que se alimenta con 600kW monofásicos que resulta en una potencia nominal de 250 kVA para el CTJ.

Para la elección del resto de parámetros se ha empleado la información del libro “Máquinas eléctricas y sistemas de potencia” del autor Theodore Wildi. En el capítulo 10 “Transformadores prácticos” detalla cómo se pueden estimar los parámetros de un transformador conociendo sus valores de tensión y potencia nominales a partir de los valores ya conocidos de distintos transformadores. Los valores obtenidos para los centros de transformación de la simulación se recogen en la siguiente tabla:

Valores de los CTs (pu)	
Potencia nominal (kVA)	100
Tensión nominal primario (V)	6600
Tensión nominal secundario (V)	400
Resistencia del arrollamiento primario (pu)	0,0075
Resistencia del arrollamiento secundario (pu)	0,0067
Autoinductancia del arrollamiento primario (pu)	0,0251
Autoinductancia del arrollamiento secundario (pu)	0,0250
Inductancia de magnetización (pu)	96,5
Resistencia de magnetización (pu)	141,5

Tabla 13. Valores de los CTs escenario urbano

Las líneas de la red también reciben una denominación alfabética. Cada línea recibe un identificador de dos letras que corresponden con el nodo inicial y final que interconecta. En el modelo existen un total de 15 líneas, incluyendo la línea de socorro.

Para la elección de los parámetros de la línea se ha empleado un catalogo de cables de la empresa “Prysmian”, que posee modelos de cables empleados por las principales empresas distribuidoras en España. El modelo escogido es el cable “Eprotenax H Compact”. Los valores de sus parámetros son los siguientes:

- Resistencia serie ( $\Omega/\text{km}$ )=0.168
- Reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ )=0.169
- Capacidad ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )=0.435

Finalmente, la elección de las distancias se ha tomado de forma arbitraria considerando una distancia total de 250 metros por línea de distribución.

A continuación se detalla la distribución de distancias de las líneas:

Denominación línea	Distancia (m)
Línea OA	60
Línea AB	70
Línea BC	65
Línea C1	55
Línea OD	60
Línea DE	75
Línea EF	70
Línea F1	55
Línea OG	65
Línea GH	60
Línea HI	70
Línea I1	60
Línea OJ	125
Línea J1	130
Línea de socorro	250

Tabla 14. Distribución distancias líneas escenario urbano

Finalmente se muestra el esquema de la red del escenario tal y como se va a simular en el programa:

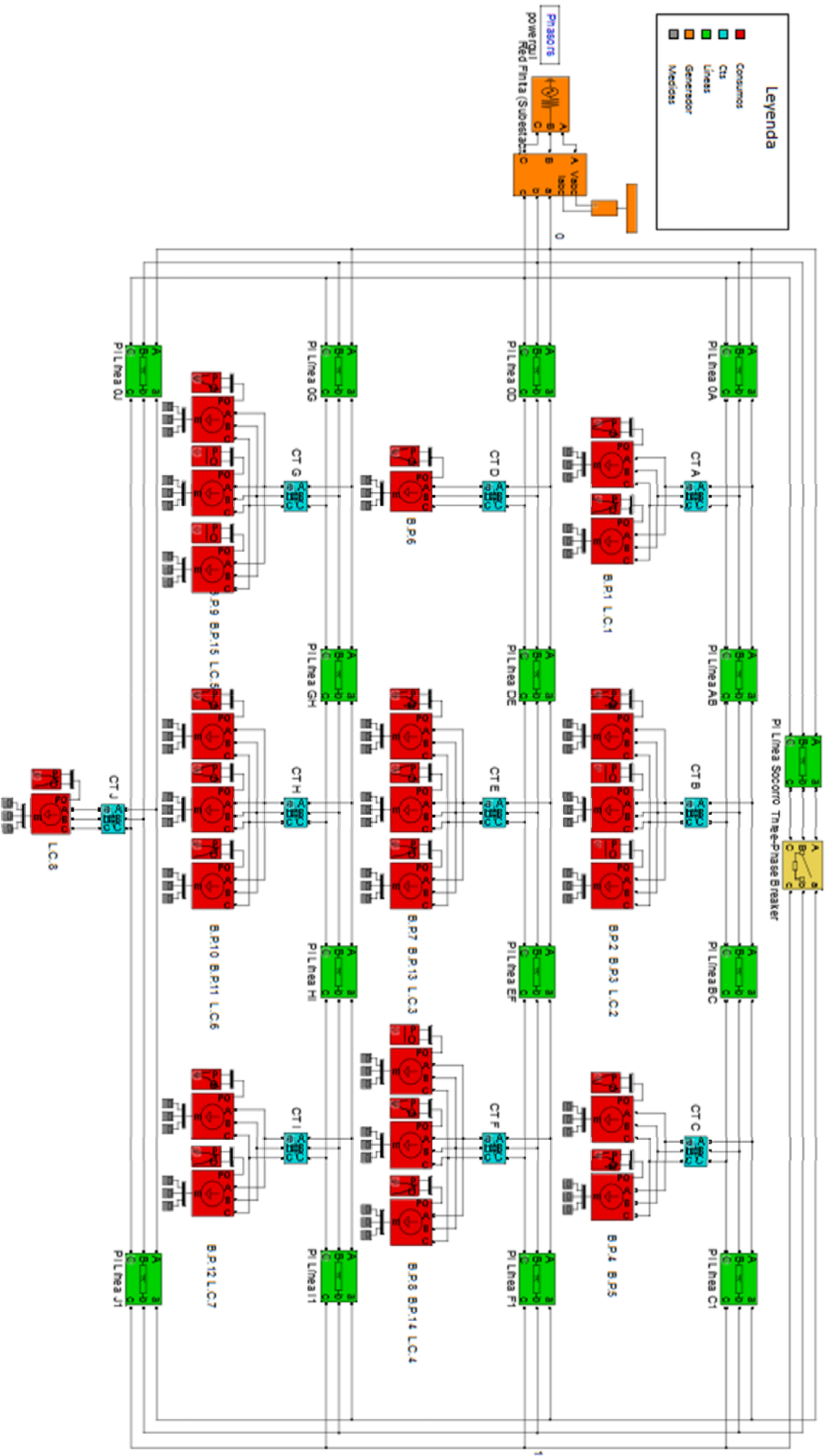


Figura 28. Esquema escenario zona urbana

### 3.5.2. Escenario zona rural

#### **Descripción general**

Las características de este escenario corresponden con las típicas de una red de distribución rural.

Por ser de ámbito rural, la red del escenario está sometida a menores requisitos técnicos y de calidad de servicio. El tendido de la red será aéreo. La red estará explotada radialmente con una configuración que no permite la alimentación alternativa en caso de indisponibilidad de servicio.

La tensión de la red será de 6,6 kV con frecuencia de 50 Hz. Todo el conjunto estará alimentado por una subestación modelada por un generador que representa una red de potencia infinita. La potencia prevista del escenario será de 300 kW.

La siguiente tabla resume las características de la red:

Características red escenario zona rural	
Tensión nominal	6,6 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Potencia de cortocircuito	Red de potencia infinita
Potencia prevista	300 kW

Tabla 15. Características red escenario zona rural

#### **Descripción de los consumos**

El escenario contará con un total de 20 consumos. Todos ellos están formados por consumos residenciales.

Para aumentar la carga del escenario cada consumo representará en sí mismo un total de 8 viviendas unifamiliares. De esta forma cada consumo seguirá el perfil de la curva de demanda residencial como si fuera un único consumo salvo por el hecho de que consumirá la potencia equivalente al total de ocho viviendas unifamiliares por el que está formado cada grupo. La denominación creada para los grupos de viviendas es numérica. De esta forma cada grupo recibe un número del 1 al 20 en la simulación.

Determinada la configuración de los grupos de viviendas se determina el consumo de potencia nominal de cada uno de ellos. Para la elección de la potencia nominal, se sigue el mismo método del anterior escenario usando el procedimiento indicado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión en la ITC-10: Previsión de cargas para suministros en baja tensión.

En dicha ITC se describe un consumo típico de 5-7 kW/vivienda si se trata de electrificación básica y de 9-14 kW/vivienda si se trata de electrificación elevada.

En el escenario rural se ha optado por escoger una potencia de 5kW por vivienda para el conjunto de grupos de viviendas del 1 al 16 y una potencia de 9kW por vivienda para los grupos de viviendas del 17 al 20. No se considera consumo por servicios auxiliares al tratarse de viviendas unifamiliares.

Teniendo en cuenta estas cifras, la potencia nominal del conjunto de consumos de los grupos de viviendas será de 40 kW/grupo para los bloques del 1 al 16 y de 72 kW/bloque para los bloques del 17 al 20. Todas las potencias serán monofásicas.

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo. La siguiente tabla resume la denominación, distribución y potencias nominales:

Grupos de viviendas	
Denominación	Potencia nominal (kW)
G.V.1	40
G.V.2	40
G.V.3	40
G.V.4	40
G.V.5	40
G.V.6	40
G.V.7	40
G.V.8	40
G.V.9	40
G.V.10	40
G.V.11	40
G.V.12	40
G.V.13	40
G.V.14	40
G.V.15	40
G.V.16	40
G.V.17	72
G.V.18	72
G.V.19	72
G.V.20	72

Tabla 16. Información consumos escenario rural

### ***Descripción de la red***

La estructura de la red del escenario rural será lineal radial simple. Consta de una única red de distribución con dos bifurcaciones.

El conjunto de la red alimenta a 12 centros de transformación.

Los centros de transformación constituyen los nodos de la red. Cada centro representa un nodo y cada uno de ellos recibe una denominación alfabética de la "A" a la "L". El nodo inicial y final de la red reciben la denominación de 0 y no existe un nodo final definido.

Los consumos se han repartido entre los centros de transformación siguiendo los siguientes criterios:

- El número de grupos de viviendas asociados a cada centro de transformación no puede ser mayor que 2.
- Los grupos de viviendas de potencia nominal 40kW (1-16) formarán parejas asociándose cada pareja a un centro de transformación.
- Los grupos de viviendas de potencia nominal 72kW (17-20) se asociarán de forma individual a un único centro de transformación.

Siguiendo estos criterios el reparto de consumos entre los centros de transformación queda de la siguiente forma:

Centro de transformación	Consumos asociados
C.T. A	G.P.1 y G.P.2
C.T. B	G.P.3 y G.P.4
C.T. C	G.P.5 y G.P.6
C.T. D	G.P.7 y G.P.8
C.T. E	G.P.9 y G.P.10
C.T. F	G.P.11 y G.P.12
C.T. G	G.P.13 y G.P.14
C.T. H	G.P.15 y G.P.16
C.T. I	G.P.17
C.T. J	G.P.18
C.T. K	G.P.19
C.T. L	G.P.20

Tabla 17. Reparto de consumos CTs escenario rural

A continuación se detalla el proceso de selección de los parámetros de los centros de transformación:

Para la elección de la potencia nominal de los centros de transformación se ha tomado el centro de transformación más cargado (CTA) con una potencia asociada de 80 kW monofásicos. Se divide entre el factor de potencia de 0,95 y entre 3 para obtener una cifra de 28.07 kVA trifásicos. La potencia nominal de los CTs será por tanto de 50kVA.

Para la elección del resto de parámetros se ha vuelto a seguir el método del escenario anterior empleando la información del libro “Máquinas eléctricas y sistemas de potencia” del autor Theodore Wildi. En el capítulo 10 “Transformadores prácticos” detalla cómo se pueden estimar los parámetros de un transformador conociendo sus valores de tensión y potencia nominales a partir de los valores ya conocidos de distintos transformadores. Los valores obtenidos para los centros de transformación de la simulación se recogen en la siguiente tabla:

Valores de los CTs (pu)	
Potencia nominal (kVA)	50
Tensión nominal primario (V)	6600
Tensión nominal secundario (V)	400
Resistencia del arrollamiento primario (pu)	0,00833
Resistencia del arrollamiento secundario (pu)	0,00736
Autoinductancia del arrollamiento primario (pu)	0,01532
Autoinductancia del arrollamiento secundario (pu)	0,01527
Inductancia de magnetización (pu)	70,83
Resistencia de magnetización (pu)	112,05

Tabla 18. Valores de los CTs escenario rural

Las líneas de la red también reciben una denominación alfabética. Cada línea recibe un identificador de dos letras que corresponden con el nodo inicial y final que interconecta. En el modelo existen un total de 12 líneas.

Para la elección de los parámetros de la línea se ha empleado el mismo tipo de cable que el escenario urbano. Se ha optado por despreciar la capacidad de las líneas al ser en este modelo prácticamente despreciables.

- Resistencia serie ( $\Omega/\text{km}$ ) = 0.168
- Reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ ) = 0.169

Finalmente, la elección de las distancias se ha tomado de forma arbitraria considerando una distancia total de 1,2 km de línea de distribución.

A continuación se detalla la distribución de distancias de las líneas:

Denominación línea	Distancia (m)
Línea OA	100
Línea AB	125
Línea BC	100
Línea CD	90
Línea DE	100
Línea EF	125
Línea FG	100
Línea GH	95
Línea HI	105
Línea HJ	125
Línea EK	100
Línea KL	95

Tabla 19. Distribución distancias líneas escenario rural

Finalmente se muestra el esquema de la red del escenario tal y como se va a simular en el programa:

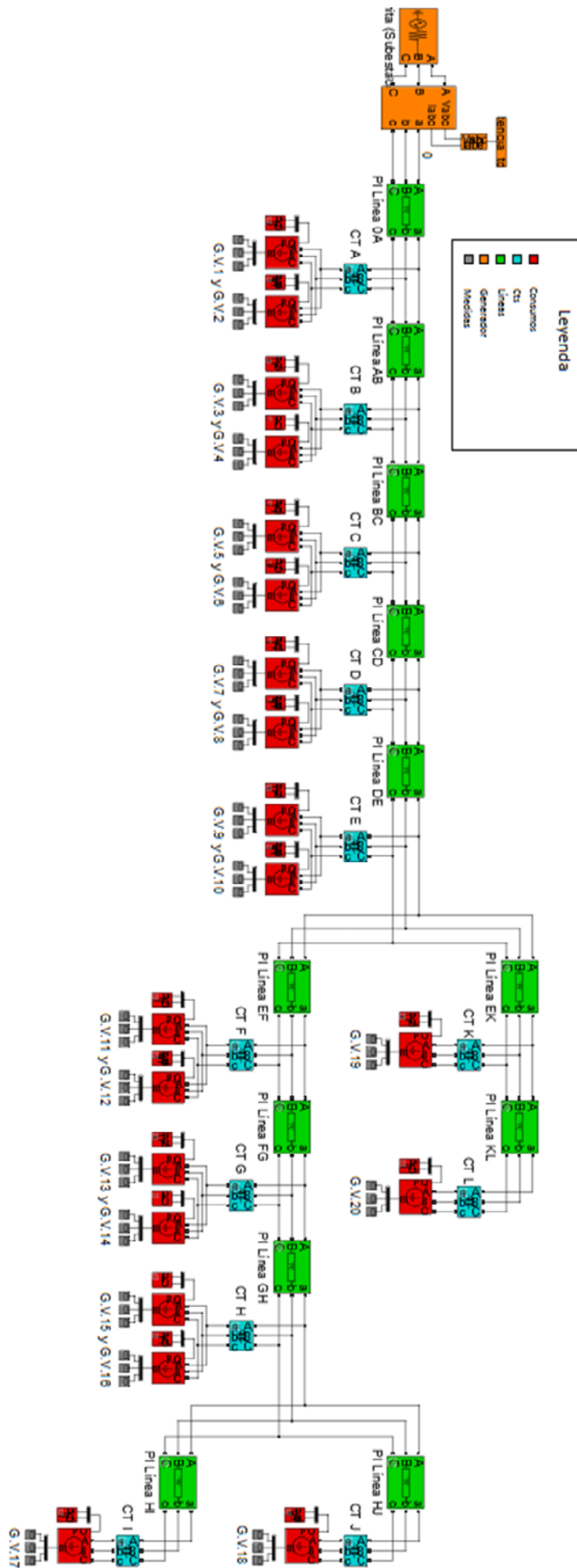


Figura 29. Esquema escenario zona rural

### 3.5.3. Escenario zona industrial

#### **Descripción general**

Las características de este escenario corresponden con las típicas de una red de distribución industrial.

Por ser de este ámbito, la red del escenario está sometida a menores requisitos técnicos y de calidad de servicio que los de una red urbana pero mayores que los de una red rural. El tendido de la red será subterráneo. La red estará explotada radialmente con una configuración que permite la alimentación alternativa en caso de indisponibilidad de servicio.

La tensión de la red será de 11 kV con frecuencia de 50 Hz. Todo el conjunto estará alimentado por una subestación modelada por un generador que representa una red de potencia infinita. La potencia prevista del escenario será de 1,5 MW.

La siguiente tabla resume las características de la red:

Características red escenario zona industrial	
Tensión nominal	11kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Potencia de cortocircuito	Red de potencia infinita
Potencia prevista	1,5 MW

Tabla 20. Características red escenario zona industrial

#### 3.5.3.1. Descripción de los consumos

El escenario contará con un total de 21 consumos. Todo el conjunto de ellos estará formado por consumos industriales.

Cada consumo estará formado por una única industria. La denominación creada para las industrias es numérica. De esta forma cada industria recibirá un número del 1 al 21 en la simulación.

Determinada la configuración de las industrias se determina el consumo de potencia nominal de cada uno de ellos. La elección de las potencias se ha llevado a cabo manteniendo unos valores coherentes y realistas. Por ello se ha optado por diferenciar tres tipos de industria: Pequeña, mediana y gran industria. Cada una de ellas se diferencia en tamaño y siendo su potencia consumida acorde al mismo.

Teniendo en cuenta esto, la potencia nominal del conjunto de pequeñas industrias será de 150 kW monofásicos por industria. La potencia del conjunto de medianas industrias será de 225 kW monofásicos por industria. Y la potencia del conjunto de grandes industrias será de 300 kW monofásicos por industria.

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo. La siguiente tabla resume la denominación, distribución y potencias nominales:

Locales industriales	
Denominación	Potencia nominal (kW)
L.I.1	150
L.I.2	150
L.I.3	150
L.I.4	150
L.I.5	150
L.I.6	150
L.I.7	150
L.I.8	150
L.I.9	150
L.I.10	225
L.I.11	225
L.I.12	225
L.I.13	225
L.I.14	225
L.I.15	225
L.I.16	300
L.I.17	300
L.I.18	300
L.I.19	300
L.I.20	300
L.I.21	300

Tabla 21. Información consumos escenario industrial

### ***Descripción de la red***

La estructura de la red del escenario industrial es de tipo anillo simple. Consta de una única red de distribución cerrada.

El conjunto de la red alimenta a un total de 8 centros de transformación.

Los centros de transformación constituyen los nodos de la red. Cada centro representa un nodo y cada uno de ellos recibe una denominación alfabética de la "A" a la "H". El nodo inicial recibe la denominación de A y no existe nodo final definido al ser la red del escenario de tipo anillo.

Los consumos se han repartido entre los centros de transformación siguiendo los siguientes criterios:

- Las pequeñas industrias formarán grupos de tres compartiendo cada grupo un único centro de transformación.

- Las medianas industrias también formarán grupos de tres compartiendo cada grupo un único centro de transformación.
- Las grandes industrias formaran grupos de dos compartiendo cada grupo un único centro de transformación.

Siguiendo estos criterios el reparto de consumos entre los centros de transformación queda de la siguiente forma:

Centro de transformación	Consumos asociados
C.T. A	L.I. 1, L.I.2 y L.I.3
C.T. B	L.I. 4, L.I.5 y L.I.3
C.T. C	L.I. 7, L.I.8 y L.I.9
C.T. D	L.I. 10, L.I.11 y L.I.12
C.T. E	L.I. 13, L.I.14 y L.I.15
C.T. F	L.I.16 y L.I.17
C.T. G	L.I.18 y L.I.19
C.T. H	L.I.20 y L.I.21

Tabla 22. Reparto de consumos CTs escenario industrial

A continuación se detalla el proceso de selección de los parámetros de los centros de transformación:

Para la elección de la potencia nominal de los centros de transformación se ha tomado el centro de transformación más cargado (CTD) con una potencia asociada de 675 kW monofásicos. Se divide entre el factor de potencia de 0,95 y entre 3 para obtener una cifra de 236,84 kVA trifásicos. La potencia nominal de los CTs será por tanto de 250kVA.

Como en anteriores escenarios, para la elección del resto de parámetros se ha empleado la información del libro “Máquinas eléctricas y sistemas de potencia” del autor Theodore Wildi. Los valores obtenidos para los centros de transformación de la simulación se recogen en la siguiente tabla:

Valores de los CTs (pu)	
Potencia nominal (kVA)	250
Tensión nominal primario (V)	11000
Tensión nominal secundario (V)	400
Resistencia del arrollamiento primario (pu)	0,0072
Resistencia del arrollamiento secundario (pu)	0,0065
Autoinductancia del arrollamiento primario (pu)	0,0262
Autoinductancia del arrollamiento secundario (pu)	0,0261
Inductancia de magnetización (pu)	98,08
Resistencia de magnetización (pu)	144,58

Tabla 23. Valores de los CTs escenario industrial

Las líneas de la red también reciben una denominación alfabética. Cada línea recibe un identificador de dos letras que corresponden con el nodo inicial y final que interconecta. En el modelo existen un total de 8 líneas.

Para la elección de los parámetros de la línea se ha empleado el mismo tipo de cable que los anteriores escenarios. Los parámetros utilizados son:

- Resistencia serie ( $\Omega/\text{km}$ ) =0.168
- Reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ )=0.169
- Capacidad ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )=0.435

Finalmente, la elección de las distancias se ha tomado de forma arbitraria considerando una distancia total de 1,6 km para la longitud del anillo.

A continuación se detalla la distribución de distancias de las líneas:

Denominación línea	Distancia (m)
Línea AB	250
Línea BC	225
Línea CD	250
Línea DE	275
Línea EF	250
Línea FG	240
Línea GH	260
Línea HA	250

Tabla 24. Distribución distancias líneas escenario industrial

Finalmente se muestra el esquema de la red del escenario tal y como se va a simular en el programa:

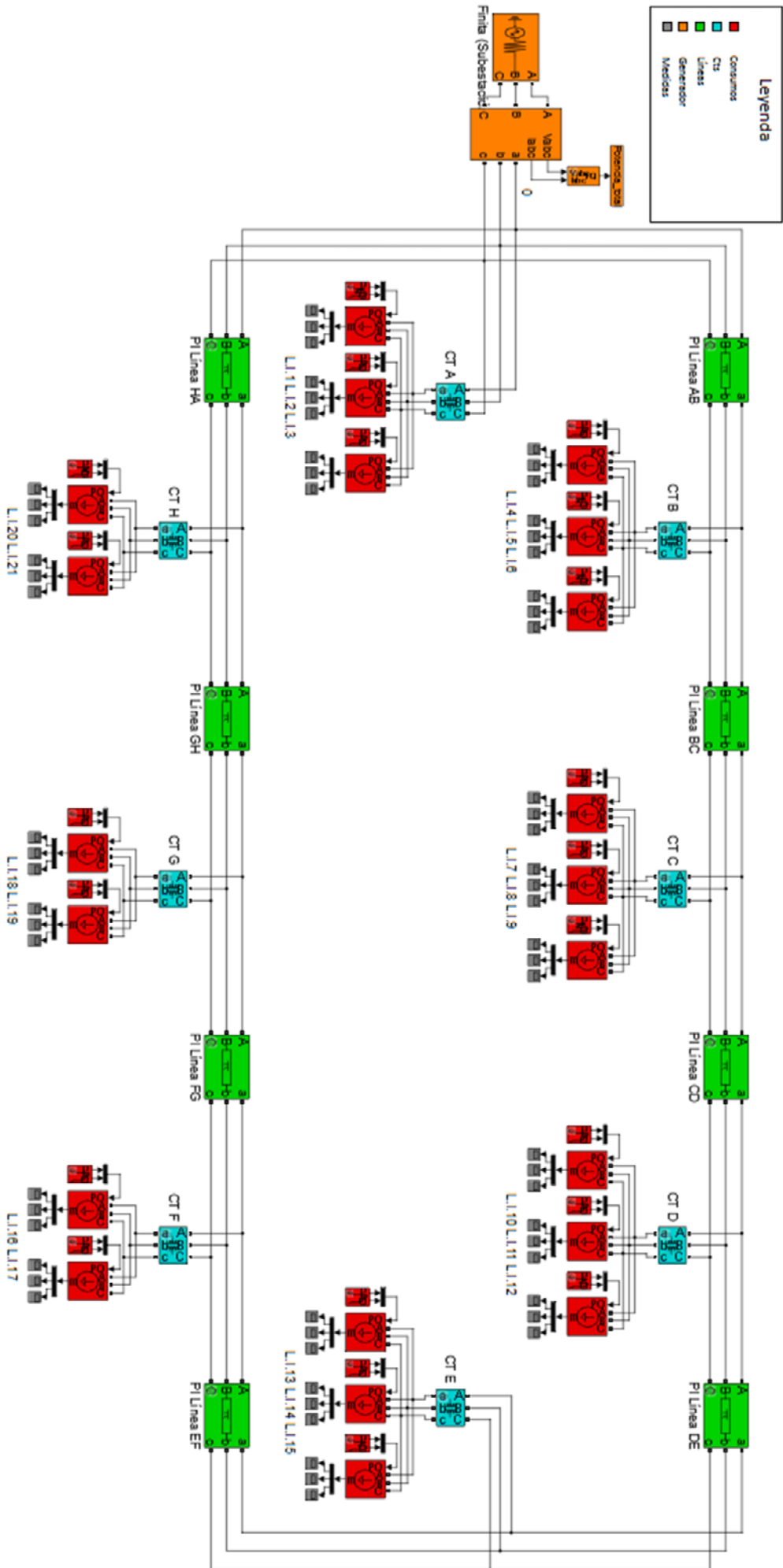


Figura 30. Esquema escenario zona industrial



# 4

## Simulación de los escenarios de la red de distribución y presentación de resultados

---

## 4. Simulación de los escenarios de la red de distribución y presentación de resultados.

### 4.1. Introducción del capítulo

Este capítulo constituye la conclusión del capítulo anterior en el que se procedió a describir el proceso de modelado de los elementos que constituyen los escenarios de simulación.

En este capítulo se describirá el proceso de simulación de cada uno de los escenarios, indicando los criterios de ejecución llevados a cabo en cada uno de ellos y los parámetros utilizados en los mismos.

Para cada escenario se diferenciarán cinco niveles de simulación:

- **Nivel 0:** Primer nivel sin existencia de tecnologías de autoconsumo. Únicamente los consumos.
- **Nivel 1:** Nivel en el que se introducen las tecnologías de autoconsumo en el escenario sin posibilidad de almacenamiento en baterías.
- **Nivel 2:** Nivel similar al anterior pero con introducción de almacenamiento en baterías.
- **Nivel 3:** Nivel formado únicamente por tecnología de autoconsumo solar fotovoltaica sin almacenamiento en baterías.
- **Nivel 4:** Nivel similar al anterior pero con almacenamiento en baterías.

Cada nivel poseerá cuatro simulaciones diferentes combinando los casos de un día festivo y laboral típico y las estaciones de verano e invierno.

A continuación se detalla la estructura que seguirá el capítulo:

El capítulo se dividirá en cuatro partes. En la primera se indicarán los parámetros de simulación tales como el tiempo de simulación, el paso de simulación o el tipo de algoritmo del programa entre otros. Estos parámetros son comunes a los tres escenarios.

Las tres siguientes partes corresponden con cada escenario. En ellos se describirán cada uno de los niveles detallando los elementos que definen cada uno de los mismos. Finalmente se mostrarán los resultados de cada simulación.

#### 4.2. Parámetros y algoritmos de simulación

En este apartado se detallarán los parámetros utilizados en el programa de simulación de Simulink.

El tiempo de simulación será de 86400 segundos. Este tiempo corresponde con el tiempo total de un día que es el tiempo empleado en los escenarios.

El paso escogido para la simulación será un paso fijo. A pesar de que un paso variable puede acelerar el tiempo de simulación, el paso fijo permite obtener una escala de tiempo fija en los resultados, por lo que se ha optado por esta opción en la simulación.

El tiempo del paso fijo será de 60 segundos. El motivo de esta elección reside en que todas las entradas del modelo (curvas de generación) poseen una resolución de 600 segundos. Un orden menor de magnitud es tiempo suficiente según el teorema de muestreo, o de Shannon, que obliga a que la frecuencia de muestreo sea al menos dos veces mayor que la frecuencia de las señales de la simulación para una correcta obtención de resultados.

El algoritmo de simulación empleado será el ode14x, basado en la extrapolación lineal usando el método de Euler. El motivo de elección de este algoritmo es la eficiencia que presenta dentro de los algoritmos de paso fijo demostrando ser el más rápido sin presentar error. Este algoritmo permite realizar las simulaciones en aproximadamente 1-2 minutos frente al resto que no bajan el tiempo de los 10 minutos.

La siguiente tabla resume los parámetros de la simulación anteriormente descritos:

Tiempo de simulación	86400 s
Tipo de paso	Fijo
Tiempo del paso	60 s
Algoritmo empleado	Ode14x (Euler)
Tiempo en realizar la simulación	1-2 min

Tabla 25. Parámetros de simulación

### 4.3. Escenario zona urbana

A continuación se detallan las características de los cinco niveles de simulación del escenario zona urbana.

#### 4.3.1. Nivel 0

El nivel 0 de simulación corresponde al caso en el que la red no posee instalado ningún elemento de autoconsumo.

Este nivel se empleará como pivote para comparar los resultados con el resto de niveles.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

#### Día laboral Invierno

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 837,2 kW a las nueve de la noche y un valor valle de 233,4 kW a las cinco de la mañana. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia de pico de 200 kW a las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación son similares en todos los centros salvo el CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mucho mayores que el resto de centros. Esta norma se invierte al observar estos valores de pérdidas con respecto a la potencia nominal de los centros. El centro con menor porcentaje de pérdidas pasa a ser el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas con respecto a la potencia nominal pasa a ser el CTI con un máximo de pérdidas del 1,91% a las nueve de la noche. Salvo el CTA el resto de centros de transformación siguen un perfil muy similar de pérdidas al CTI.

Las pérdidas de las líneas presentan perfiles similares y disminuyen según se alejan del nodo inicial 0. El valor máximo lo alcanza la línea 0J con un valor de pérdidas de 15kW a las 4 de la tarde. El porcentaje de pérdidas en las líneas se encuentra en valores normales no sobrepasando el 5% en ninguna de las líneas a ninguna hora del día.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 76,3 kW a las nueve de la noche. Al comparar esta cifra con la potencia total consumida se obtiene el valor porcentual máxima de pérdidas totales en la simulación. Esta cifra se sitúa en el 4,86%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Su menor valor se alcanza a las 9 de la noche con una caída del 10% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar. La caída es prácticamente la misma en todas las líneas. Destacan las líneas que se conectan al nudo 1 que presentan una caída negativa ya que el flujo de corriente se invierte en esas líneas. La línea que presenta mayor caída, en torno al 8,5% de 10 a 20 horas es la OJ. La línea J1 presenta un cambio en su flujo de potencia en torno a las 18 horas ya que a esa hora el CTJ pierde consumo.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	837,2 kW	21
Energía neta consumida	13,27 MWh	-
Pérdidas máximas	76,3 kW	21
Energía pérdidas	1,01 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,951 pu (Nodo I)	21

Tabla 26. Resultados simulación laboral invierno

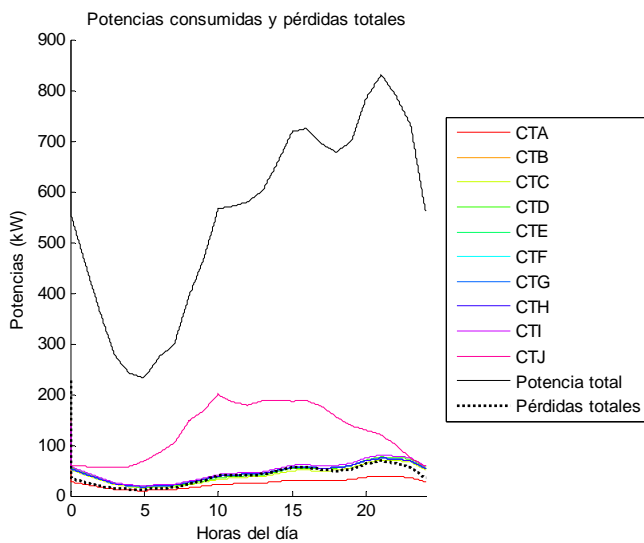


Figura 31. Potencia consumida y pérdidas

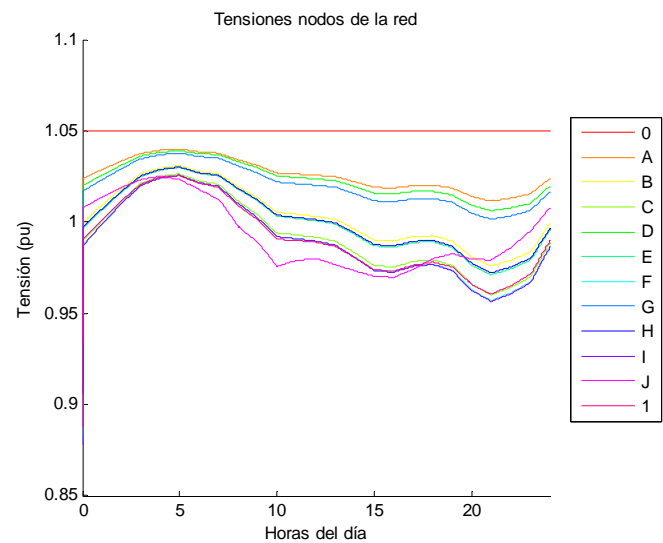


Figura 32. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 800,6 kW a las cuatro y un valor valle de 352,2 kW a las cinco de la mañana. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ manteniéndose con una potencia de pico de 200 kW a las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación son similares en todos los centros salvo el CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mucho mayores que el resto de centros. Esta norma se invierte al observar estos valores de pérdidas con respecto a la potencia nominal de los centros. El centro con menor porcentaje de pérdidas pasa a ser el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas con respecto a la potencia nominal pasa a ser el CTI con un máximo de pérdidas del 1,83% a las nueve de la noche. Salvo el CTA el resto de centros de transformación siguen un perfil muy similar de pérdidas al CTI.

Las pérdidas de las líneas presentan perfiles similares a los de la simulación anterior aumentando los valores especialmente a las horas del medio día. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 17,35kW a las 4 de la tarde. El porcentaje de pérdidas en las líneas se encuentra en valores normales sin superar el 5% en ninguna de las líneas.

Las pérdidas totales de la simulación disminuyen ligeramente con respecto a la simulación anterior situándose en un valor de 71,75 kW a las cuatro de la tarde. El valor porcentual de pérdidas se sitúa en el 3,63%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Su menor valor se alcanza a las 16 horas con una caída del 10% aproximadamente respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a la simulación anterior. La diferencia principal radica en que los valores máximos se concentran en torno a las 16 horas, aunque con valores muy similares a las 21 horas.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	800,6 kW	16
Energía neta consumida	14,49 MWh	-
Pérdidas máximas	71,75 kW	16
Energía pérdidas	1,11 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,959 pu (Nodo I)	16

Tabla 27. Resultados simulación laboral verano

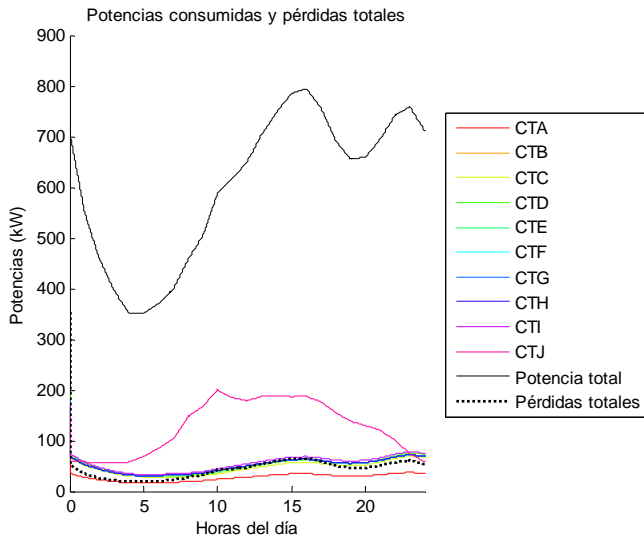


Figura 33. Potencia consumida y pérdidas

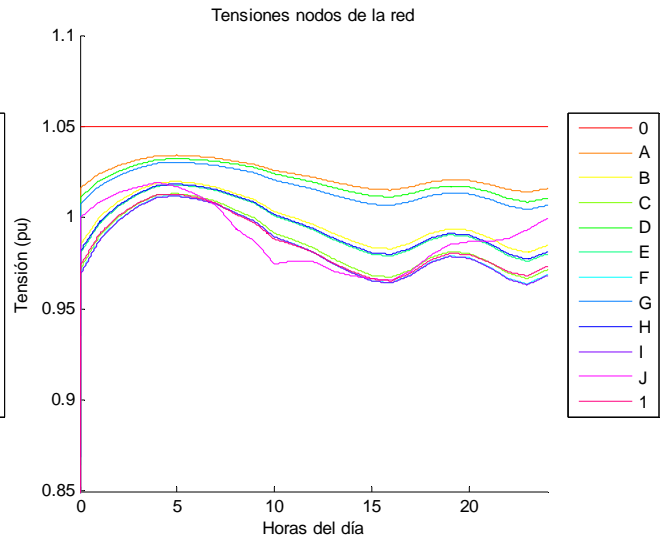


Figura 34. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 861,4 kW a las nueve y un valor valle de 218,8 kW a las cinco de la mañana. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ, aunque todos los centros poseen consumos similares, manteniéndose con una potencia de pico de 100 kW.

Las pérdidas de los centros de transformación son similares en todos los centros salvo el CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mayores que el resto de centros aunque constantes a lo largo del día. Respecto a la potencia nominal de los centros, el centro con menor porcentaje de pérdidas pasa a ser el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1%, seguido del CTA. El centro con mayor índice de pérdidas con respecto a la potencia nominal pasa a ser el CTI con un máximo de pérdidas del 2,13% a las nueve de la noche.

Las pérdidas de las líneas cambian con respecto a los perfiles de las simulaciones anteriores al desaparecer prácticamente los consumos comerciales. El valor máximo pasa a ser la línea OG con un valor de pérdidas de 12,29kW a las 21 horas. El porcentaje de pérdidas en las líneas se encuentra en valores normales sin superar el 5% en ninguna de las líneas salvo la línea OG que lo supera ligeramente.

Las pérdidas totales de la simulación aumentan considerablemente con respecto a las simulaciones anteriores situándose en un valor de 81,97 kW a las 21 horas. El valor porcentual de pérdidas se sitúa en el 4,62%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Su menor valor se alcanza a las 21 horas con una caída del 10,4% aproximadamente respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a las simulaciones anteriores. Los valores máximos se concentran en torno a las 21 horas. La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	861,4 kW	21
Energía neta consumida	12,76 MWh	-
Pérdidas máximas	81,97 kW	21
Energía pérdidas	0,94 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,953 pu (Nodo I)	21

Tabla 28. Resultados simulación festivo invierno

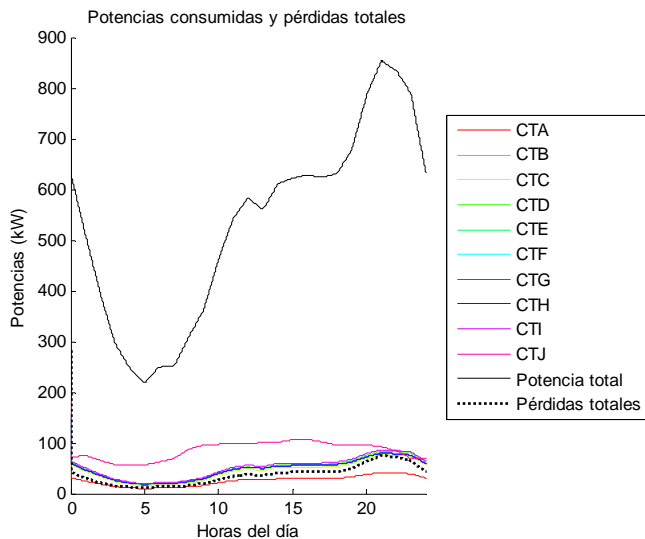


Figura 35. Potencia consumida y pérdidas

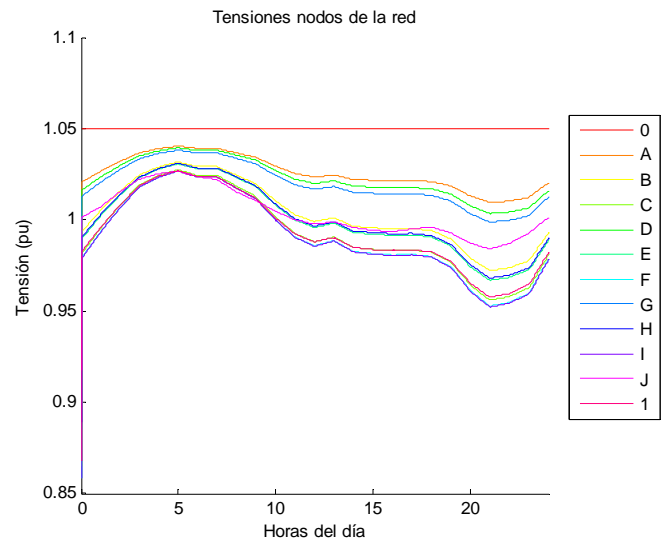


Figura 36. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 828,3 kW a las 23 horas y un valor valle de 349,4 kW a las 6 horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ, aunque todos los centros poseen consumos similares, manteniéndose con una potencia de pico de 100 kW.

Las pérdidas de los centros de transformación son similares en todos los centros salvo el CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mayores que el resto de centros aunque constantes a lo largo del día. Respecto a la potencia nominal de los centros, el centro con menor porcentaje de pérdidas pasa a ser el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1%, seguido del CTA. El centro con mayor índice de

pérdidas con respecto a la potencia nominal pasa a ser el CTI con un máximo de pérdidas del 2,09% a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas son similares a los de la simulación anterior. El valor máximo vuelve a ser la línea OG con un valor de pérdidas de 11,72kW a las 23 horas. El porcentaje de pérdidas en las líneas se encuentra en valores normales sin superar el 5%.

Las pérdidas totales de la simulación vuelven a un valor normal con respecto a la simulación anterior situándose en un valor de 77,20 kW a las 23 horas. El valor porcentual de pérdidas se sitúa en el 3,67%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 10,1 % aproximadamente respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a las simulaciones anteriores. Los valores máximos se concentran en torno a las 23 horas sin superarse nunca el 7% de caída. La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	828,3 kW	23
Energía neta consumida	14,15 MWh	-
Pérdidas máximas	77,20%	23
Energía pérdidas	1,06 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,949 pu (Nodo I)	23

Tabla 29. Resultados simulación festivo verano

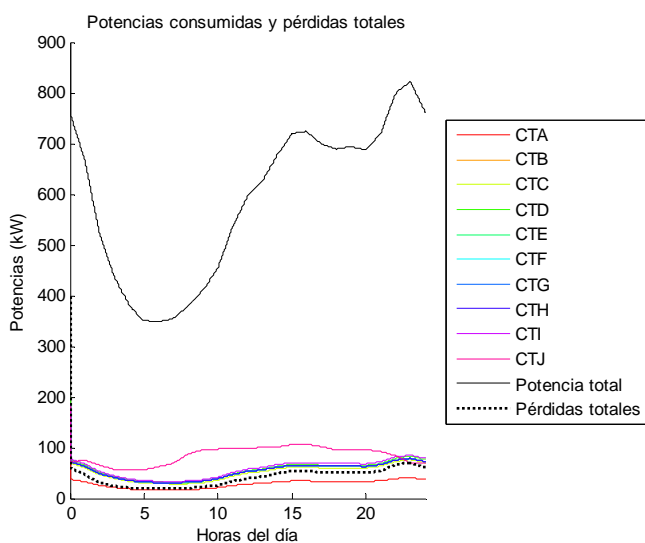


Figura 37. Potencia consumida y pérdidas

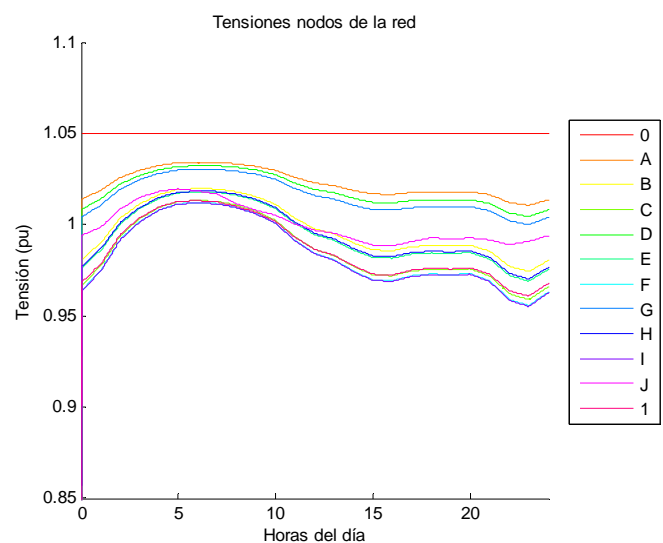


Figura 38. Tensiones nodos de la red

## 4.3.2. Nivel 1

El nivel 1 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores sin almacenamiento de potencia en baterías.

El reparto de las tecnologías entre los diferentes consumos queda recogido en la siguiente tabla:

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo. La siguiente tabla resume la denominación, distribución y potencias nominales:

Bloques de pisos		Locales comerciales	
Denominación	Tecnología existente	Denominación	Tecnología existente
B.P. 1	Solar Fotovoltaica	L.C. 1	Ninguna tecnología
B.P. 2	Cogeneración	L.C. 2	Ninguna tecnología
B.P. 3	Aislado de la red	L.C. 3	Ninguna tecnología
B.P. 4	Solar Fotovoltaica	L.C. 4	Ninguna tecnología
B.P. 5	Cogeneración	L.C. 5	Ninguna tecnología
B.P. 6	Solar Fotovoltaica	L.C. 6	Ninguna tecnología
B.P. 7	Cogeneración	L.C. 7	Ninguna tecnología
B.P. 8	Aislado de la red	L.C. 8	Solar Fotovoltaica
B.P. 9	Ninguna tecnología		
B.P. 10	Ninguna tecnología		
B.P. 11	Solar Fotovoltaica		
B.P. 12	Cogeneración		
B.P. 13	Solar Fotovoltaica		
B.P. 14	Ninguna tecnología		
B.P. 15	Aislado de la red		

Tabla 30. Información reparto tecnologías escenario urbano nivel 1

Dentro de este reparto de tecnologías se han considerado los siguientes criterios:

- En los bloques de pisos que posean tecnología solar ésta alimentará al conjunto del bloque sin posibilidad de existencia de ningún otro tipo de tecnología en dicho bloque. La superficie de cada bloque para esta tecnología se detalla en el siguiente párrafo.
- En los bloques de pisos con tecnología de cogeneración existirá una unidad en cada una de las viviendas de dicho bloque.
- En los bloques de pisos con aislados de la red se considerará que no consumen ni generan potencia.
- Los bloques de piso sin ninguna tecnología instalada consumirán potencia de forma normal.

Para estimar la superficie media de los bloques de edificios se ha seguido el método descrito en el artículo “Potencial de la energía fotovoltaica y termosolar integrada en edificios de viviendas de la Comunidad de Madrid” de Marta Victoria (Observatorio Crítico de la Energía).

Su método se basa en conociendo los datos del número de edificios, de inmuebles y de la superficie media de los inmuebles, calcular la superficie media del tejado disponible para placas fotovoltaicas. La fórmula es sencilla:

$$ST = \frac{I}{E * P} * S * F \quad (15)$$

Donde:

- ST: Superficie de tejado.
- E: Número de total edificios.
- I: Número total de inmuebles.
- P: Número de pisos medio.
- S: Superficie media de cada edificio.
- F: Factor de utilización del tejado.

Se observa que esta fórmula es en esencia la misma que se utilizó para obtener el número de viviendas por piso de este escenario. Al obtener un valor de 4 viviendas por piso y considerando una superficie media de 180 m<sup>2</sup> con factor de utilización de tejado del 80%, se obtiene una superficie de tejado de 600 m<sup>2</sup>. El local comercial de gran superficie al ser de 6000 m<sup>2</sup> se tomará una superficie de tejado de 2000 m<sup>2</sup>.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

#### Día laboral Invierno

La potencia total consumida disminuye considerablemente respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 618,0 kW a las 20,33 horas y un valor valle de 149,4 kW a las cinco horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia de pico de 181,6 kW a las 10 de la mañana. Se observa una disminución general del consumo llegando a valores cercanos a 0 e incluso negativos sobre las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación disminuyen en todos los centros, especialmente a las 21 horas en aquellos con tecnologías de cogeneración. El CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mucho mayores que el resto de centros. Al observar estos valores de pérdidas con respecto a la potencia nominal de los centros el centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas

que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,68% a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas son las que más disminuyen situándose en los periodos centrales del día en valores muy cercanos a 0. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 12kW a las 16 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se reducen prácticamente a la mitad con respecto al nivel 0. La cifra se sitúa en 44,99 kW a las 20,33 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 3,83%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión también se observa una clara mejoría. Su menor valor se alcanza a las 21,67 horas con una caída del 7,3.% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar pero con menores valores. Se puede observar el efecto de las tecnologías de cogeneración y solar en las horas centrales del día. La caída es prácticamente la misma en todas las líneas. Destacan las líneas que se conectan al nudo 1 que presentan una caída negativa ya que el flujo de corriente se invierte en esas líneas. La línea que presenta mayor caída, en torno al 7,5% de 10 a 20 horas es la OJ. La línea J1 vuelve a presentar un cambio en su flujo de potencia en torno a las 18 horas. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	618,0 kW	20,33
Energía neta consumida	9,56 MWh	-
Pérdidas máximas	44,99 kW	20,33
Energía pérdidas	0,66 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,977 pu (Nodo I)	21,67

Tabla 31. Resultados simulación laboral invierno

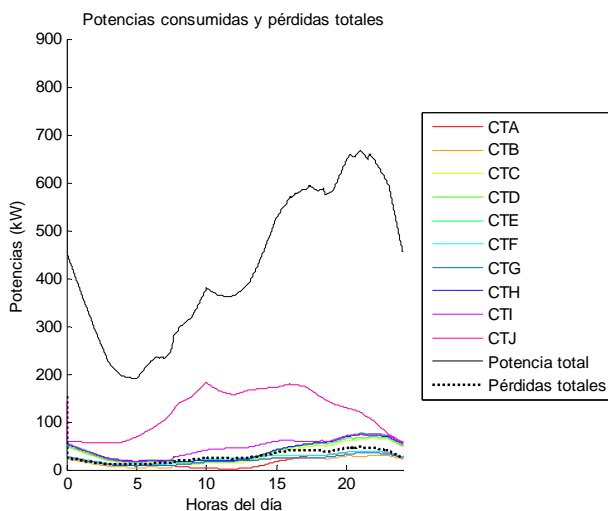


Figura 39. Potencia consumida y pérdidas

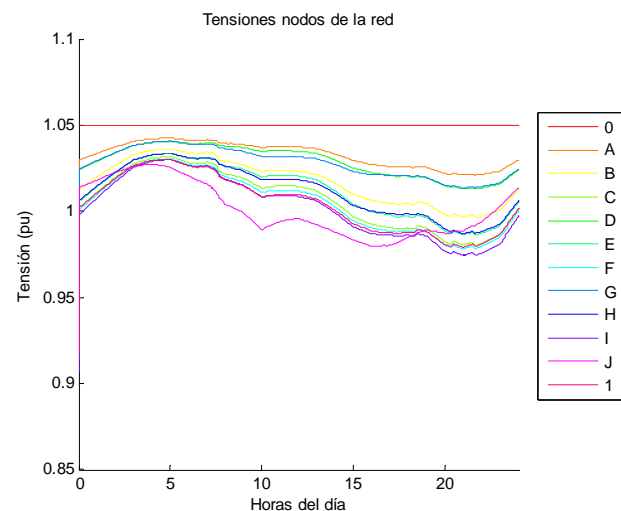


Figura 40. Tensiones nodos de la red

Día laboral Verano

La potencia total consumida aumenta ligeramente respecto a la anterior simulación situándose en un valor de pico de 636,6 kW a las 23 horas y un valor valle de 223,7 kW a las 6,5 horas. El centro de transformación más cargado vuelve a ser el CTJ con una potencia de pico de 175,4 kW a las 10 de la mañana. Vuelve a observarse una disminución general del consumo.

Las pérdidas de los centros de transformación vuelven a disminuir en todos los centros respecto al nivel anterior aunque manteniéndose similares a la simulación anterior. Al observar estos valores de pérdidas con respecto a la potencia nominal de los centros, el centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,80% a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas se mantienen similares a la simulación anterior. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 12,08kW a las 16 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se mantienen similares a la simulación anterior. La cifra se sitúa en 48,56 kW a las 23 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 2,92%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión se mantienen similares respecto a la simulación anterior. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 7,84% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar respecto a la simulación anterior. La línea que presenta mayor caída es la OJ.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	636,6 kW	23
Energía neta consumida	10,80 MWh	-
Pérdidas máximas	48,56 kW	23
Energía pérdidas	0,75 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,972 pu (Nodo I)	23

Tabla 32. Resultados simulación laboral verano

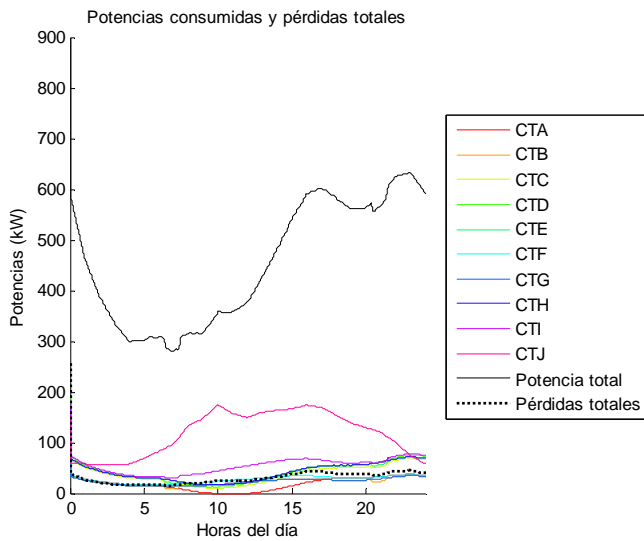


Figura 41. Potencia consumida y pérdidas

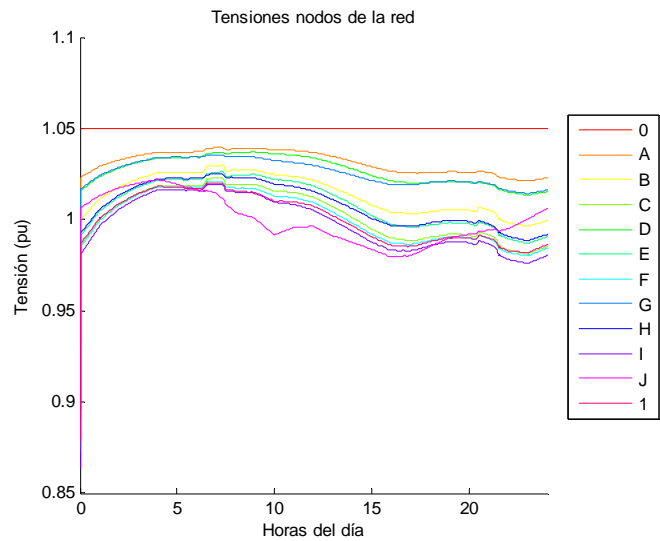


Figura 42. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

La potencia total consumida disminuye considerablemente respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 643,2 kW a las 21,67 horas y un valor valle de 135,5 kW a las 5 horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia casi constante de 100 kW, aunque el resto de centros de transformación poseen potencias similares. Se sigue observando una disminución general del consumo llegando a valores cercanos a 0 e incluso negativos sobre las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación disminuyen en todos los centros, especialmente a las 21 horas en aquellos con tecnologías de cogeneración. El CTJ que presenta en valores de potencia unas pérdidas mayores que el resto de centros. Al observar estos valores de pérdidas con respecto a la potencia nominal de los centros el centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ. El centro con mayor índice de pérdidas pasa a ser el CTD con un máximo de pérdidas del 1,60% a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas son las que más disminuyen situándose en los periodos centrales del día en valores muy cercanos a 0. Casi todas las líneas poseen pérdidas similares alcanzando el valor máximo la línea OD un valor de pérdidas de 6,93kW a las 21 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se reducen prácticamente a la mitad con respecto al nivel 0. La cifra se sitúa en 48,33 kW a las 21,67 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 3,61%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los valores se mantienen similares que los del resto de simulaciones del nivel. Su menor valor se alcanza a las 21,67 horas con una caída del 7,76.% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a los del resto de las simulaciones del nivel. La caída es prácticamente la misma en todas las líneas. Destacan las líneas que se conectan al nudo 1 que presentan una caída negativa ya que el flujo de corriente se invierte en esas líneas. La línea que presenta mayor caída, en torno al 5,5% de 10 a 20 horas es la 0J.

La siguiente tabla resume los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	643,2 kW	21,67
Energía neta consumida	8,76 MWh	-
Pérdidas máximas	48,33 kW	21,67
Energía pérdidas	0,57 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,973 pu (Nodo I)	21,67

Tabla 33. Resultados simulación festivo invierno

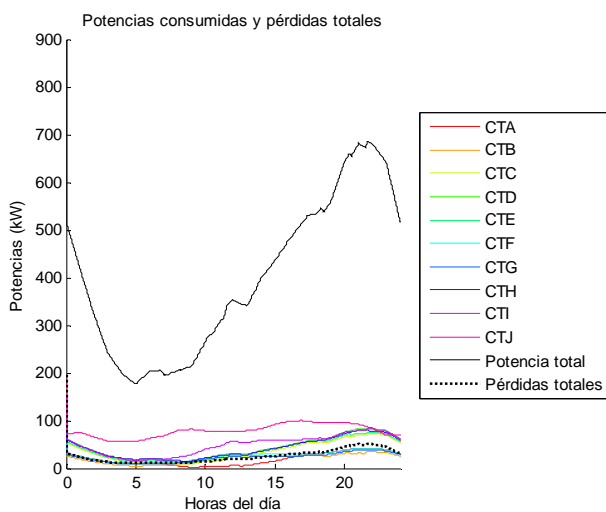


Figura 43. Potencia consumida y pérdidas

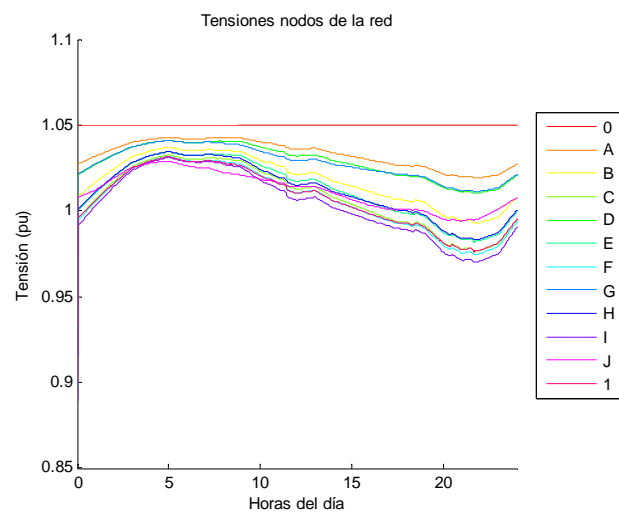


Figura 44. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

La potencia total consumida disminuye considerablemente respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 687,3 kW a las 23 horas y un valor valle de 174,1 kW a las 10,5 horas gracias al efecto de las tecnologías solar y cogeneración fundamentalmente. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia casi constante de 80 kW, aunque el resto de centros de transformación poseen potencias similares. Se sigue observando una disminución general del consumo llegando a valores cercanos a 0 e incluso negativos sobre las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación disminuyen en todos los centros, especialmente a las 21 horas en aquellos con tecnologías de cogeneración. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ. El centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 2,06% a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas disminuyen tanto en valor absoluto como en porcentaje, tal y como ha sucedido durante todo el nivel.

Las pérdidas totales de la simulación vuelven a reducirse aproximadamente a la mitad con respecto al nivel 0. El máximo se sitúa a las 23 horas con 55,61 kW. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 3,15%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los valores disminuyen con respecto al resto de simulaciones del nivel. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 8,54.% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a las del resto de las simulaciones del nivel.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	687,3 kW	23
Energía neta consumida	10,36 MWh	-
Pérdidas máximas	55,61 kW	23
Energía pérdidas	0,69 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,965 pu (Nodo I)	23

Tabla 34. Resultados simulación festivo verano

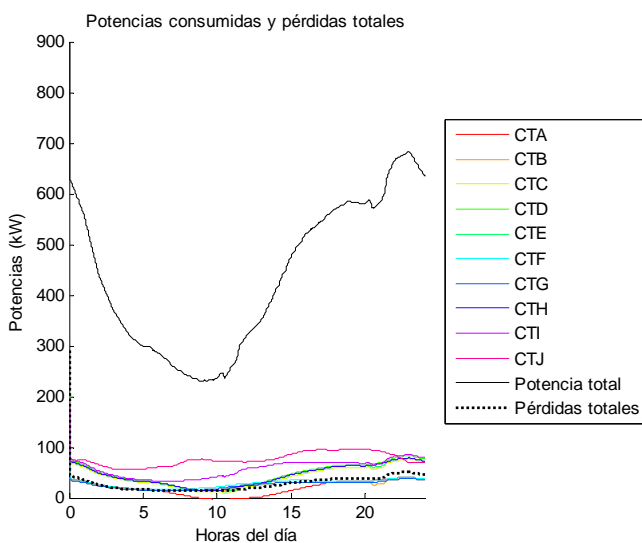


Figura 45. Potencia consumida y pérdidas

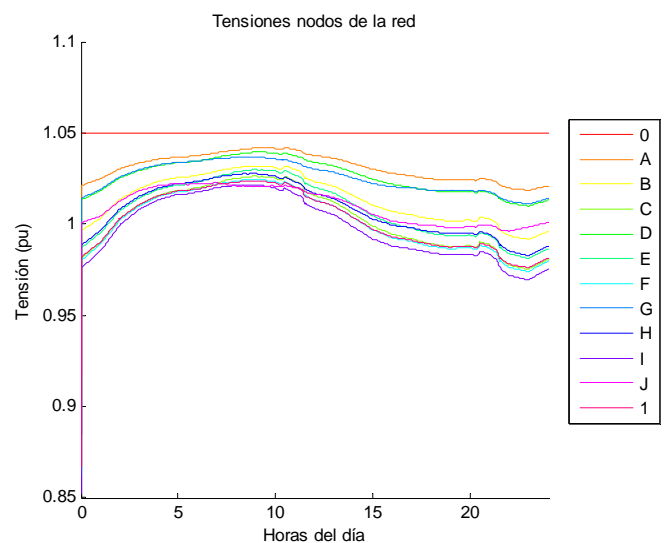


Figura 46. Tensiones nodos de la red

### 4.3.3. Nivel 2

El nivel 2 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores con almacenamiento de potencia en baterías.

El reparto de las tecnologías entre los diferentes consumos se mantiene con respecto al nivel 1 y puede comprobarse en la tabla 30. Los criterios también se mantienen idénticos.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

#### *Día laboral Invierno*

La potencia total consumida se mantiene prácticamente idéntica con respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 602,8 kW a las 20,33 horas y un valor valle de 166,4 kW a las cinco horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado sigue siendo el CTJ con una potencia de pico de 181,6 kW a las 10 de la mañana. Se observa una disminución general del consumo llegando a valores cercanos a 0 desde las 3 hasta las 10 horas.

Las pérdidas de los centros de transformación prácticamente el mismo perfil que en el nivel 1. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTD con un máximo de pérdidas del 1,69% a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas se mantienen similares al nivel 1 disminuyendo ligeramente desde las 3 a las 10 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se reducen prácticamente a la mitad con respecto al nivel 0 y se mantienen similares al nivel 1. La cifra se sitúa en 43,26 kW a las 20,33 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida, ese instante representa el 3,69% de las pérdidas.

Los valores de caída de tensión se mantienen casi idénticos con respecto al nivel 1. Su menor valor se alcanza a las 21 horas con una caída del 7,3.% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas también siguen un comportamiento similar con respecto al nivel 1. Destacan las líneas que se conectan al nudo 1 que presentan una caída negativa ya que el flujo de corriente se invierte en esas líneas. La línea que presenta mayor caída, en torno al 7,5% de 10 a 20 horas es la OJ. La línea J1 vuelve a presentar un cambio en su flujo de potencia en torno a las 18 horas.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	602,8 kW	20,33
Energía neta consumida	9,55 MWh	-
Pérdidas máximas	43,26 kW	20,33
Energía pérdidas	0,65 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,977 pu (Nodo I)	20,33

Tabla 35. Resultados simulación laboral invierno

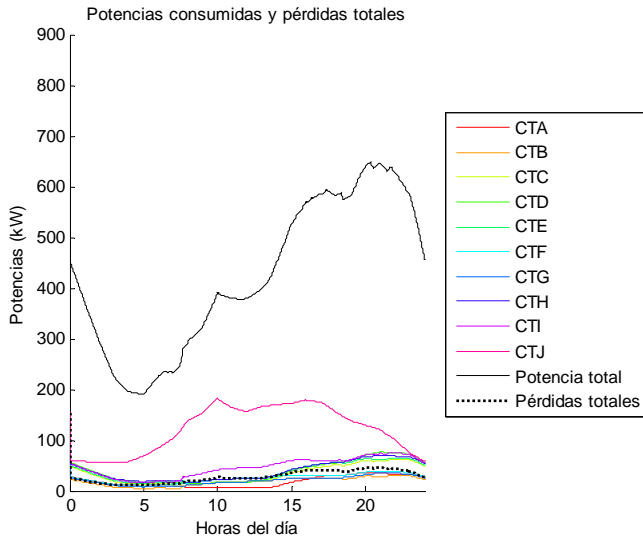


Figura 47. Potencia consumida y pérdidas

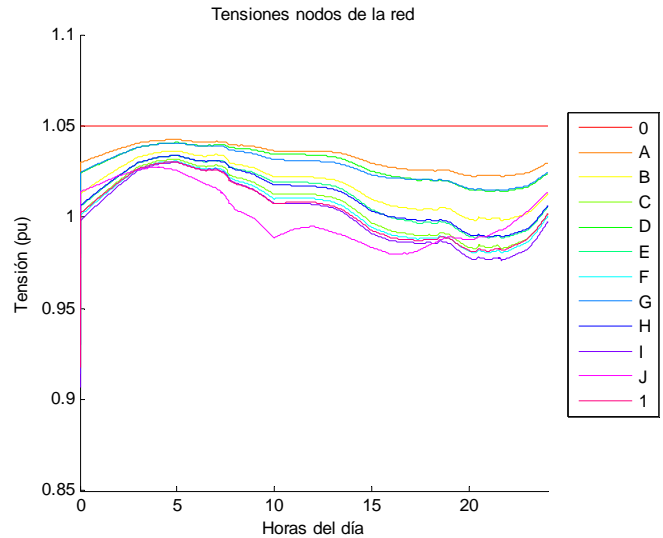


Figura 48. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

La potencia total consumida cambia respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 606,0 kW a las 16,83 horas y un valor valle de 236,2 kW a las 7 horas. El centro de transformación más cargado vuelve a ser el CTJ con una potencia de pico de 175,4 kW a las 10 de la mañana.

Las pérdidas de los centros de transformación se mantienen similares respecto al nivel anterior. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 2% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,80% a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas se mantienen similares a la simulación anterior. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 12,08kW a las 16 horas.

Las pérdidas totales cambian con respecto al nivel anterior. La cifra se sitúa en 46,38 kW a las 16,83 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 3,01%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión se mantienen similares respecto al nivel anterior. Su menor valor se alcanza a las 16 horas con una caída del 7,46% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen también un comportamiento similar respecto a la simulación anterior. La línea que presenta mayor caída es la OJ.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	606,0 kW	16,83
Energía neta consumida	10,79 MWh	-
Pérdidas máximas	46,38 kW	16,83
Energía pérdidas	0,73 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,975 pu (Nodo J)	16

Tabla 36. Resultados simulación laboral verano

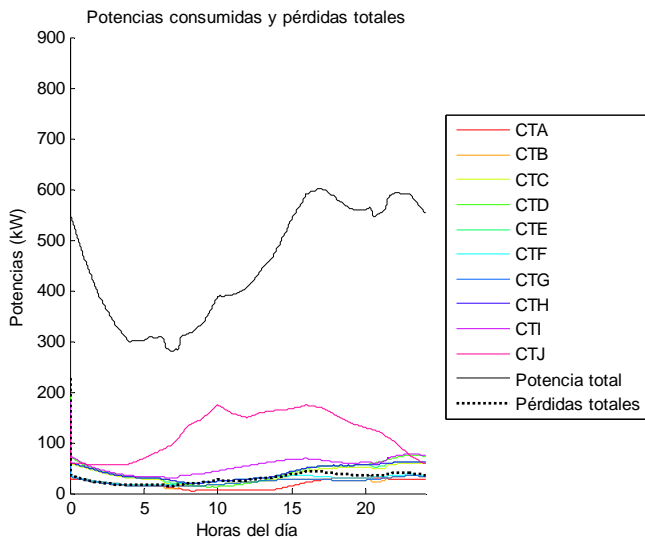


Figura 49. Potencia consumida y pérdidas

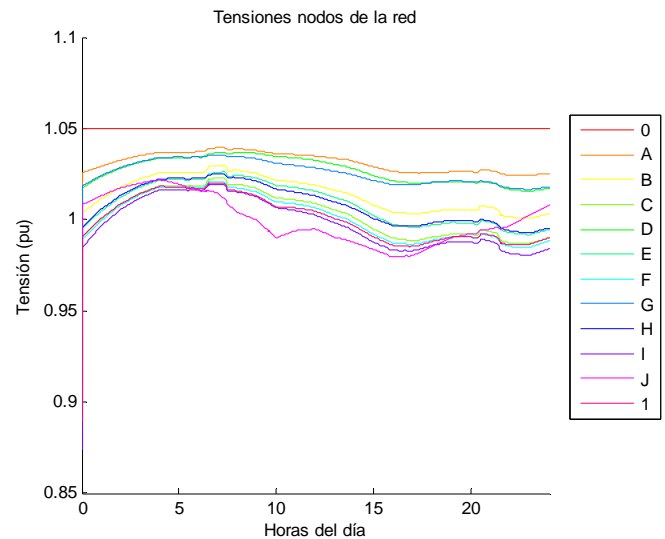


Figura 50. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

La potencia total consumida cambia respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 633,3 kW a las 21,67 horas y un valor valle de 152,1 kW a las 5 horas. El centro de transformación más cargado vuelve a ser el CTJ pero con valores ligeramente superiores al resto de centros de transformación.

Las pérdidas de los centros de transformación se mantienen similares respecto al nivel anterior. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTD con un máximo de pérdidas del 1,85% a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas se mantienen similares a la simulación anterior. El valor máximo lo alcanza la línea 0D con un valor de pérdidas de 6,79kW a las 21,7 horas.

Las pérdidas totales no cambian con respecto al nivel anterior. La cifra se sitúa en 47,03 kW a las 21,67 horas. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 3,51%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión se mantienen similares. Su menor valor se alcanza a las 21,67 horas con una caída del 7,65% respecto a su tensión nominal.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	633,3 kW	21,67
Energía neta consumida	8,75 MWh	-
Pérdidas máximas	47,03 kW	21,67
Energía pérdidas	0,57 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,973 pu (Nodo H)	21,67

Tabla 37. Resultados simulación festivo invierno

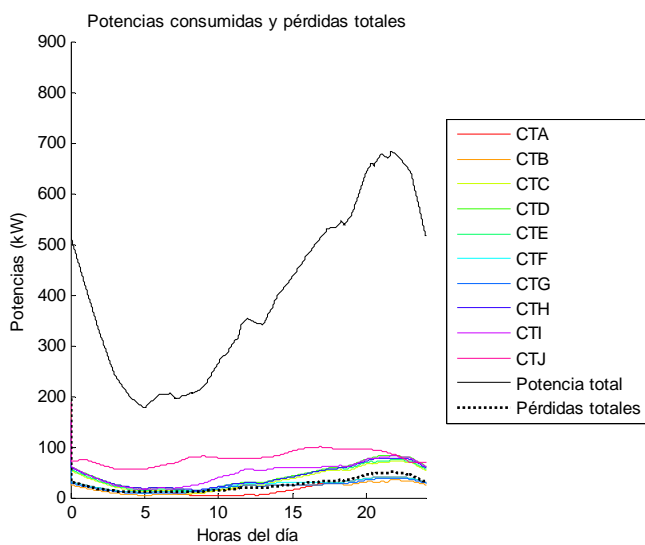


Figura 51. Potencia consumida y pérdidas

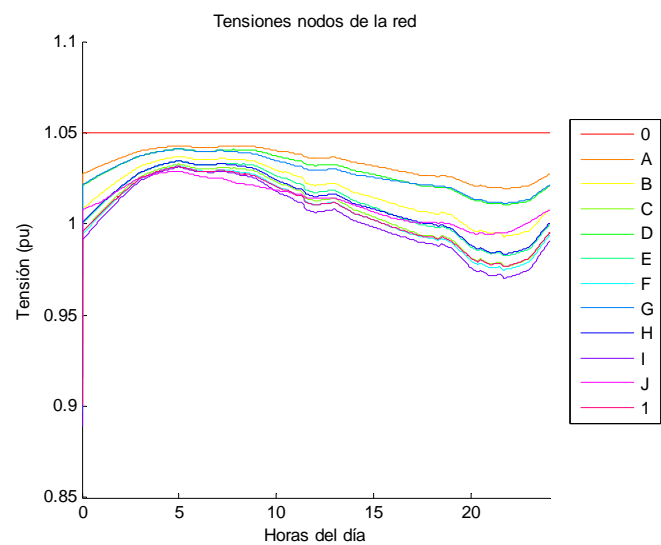


Figura 52. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

La potencia total consumida disminuye ligeramente respecto al anterior nivel situándose en un valor de pico de 648,7 kW a las 23 horas y un valor valle de 201,0 kW a las 10,5. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia casi constante de 80 kW, aunque el resto de centros de transformación poseen potencias similares.

Las pérdidas de los centros de transformación mantienen valores similares respecto al nivel 1. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ. El centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 4,11% a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas se mantienen también similares respecto al anterior nivel.

Las pérdidas totales de la simulación se reducen ligeramente respecto al nivel 1. El máximo se sitúa a las 23 horas con 50,66 kW. A nivel porcentual respecto a la potencia consumida ese instante representa el 2,96%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los valores tampoco varían considerablemente respecto a la misma simulación del nivel 1. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 8,13.% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento similar a las del resto de las simulaciones del nivel.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	648,7 kW	23
Energía neta consumida	10,35 MWh	-
Pérdidas máximas	50,66 kW	23
Energía pérdidas	0,68 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,969 pu (Nodo I)	23

Tabla 38. Resultados simulación festivo verano

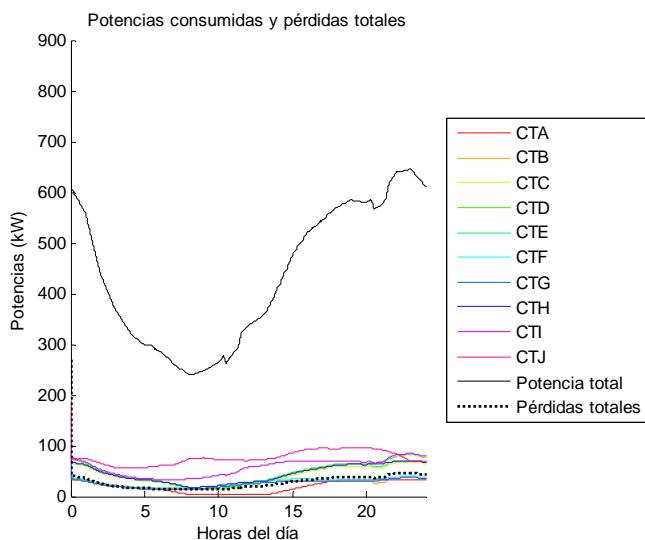


Figura 53. Potencia consumida y pérdidas

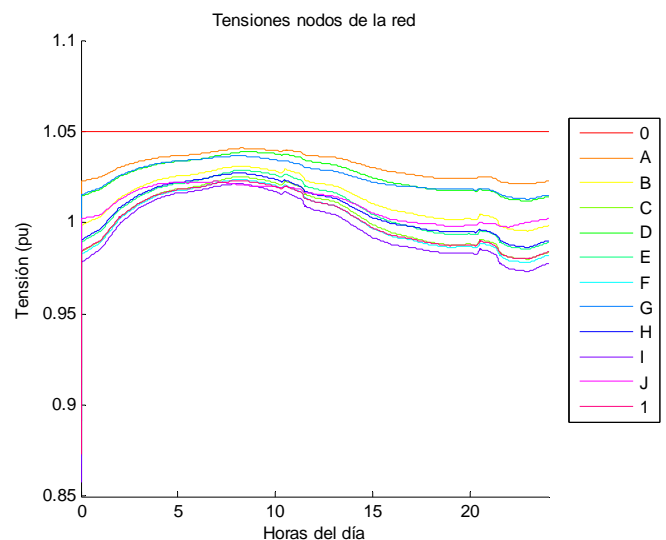


Figura 54. Tensiones nodos de la red

#### 4.3.4. Nivel 3

El nivel 3 de simulación corresponde al caso en el que la red únicamente posee instaladas tecnologías de autoconsumo del tipo solar fotovoltaica entre todos los bloques de pisos y el local comercial de gran superficie sin almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 837,2 kW a las 21 horas y un valor valle de 202,8 kW a las 11,83 horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia de pico de 181,6kW a las 10 horas. Se observa el efecto de la disminución del consumo en las horas centrales del día debido al efecto de las instalaciones fotovoltaicas.

Las pérdidas de los centros de transformación disminuyen respecto a los anteriores niveles en las horas centrales volviendo a sus valores normales a partir de las 18 horas. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 2% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,91% a las nueve de la noche. Salvo el CTA el resto de centros de transformación siguen un perfil muy similar de pérdidas al CTI.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. Esta norma no se cumple con las líneas OJ y J1 que sí poseen pérdidas considerables, aunque menores que en los anteriores niveles. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 13,36kW a las 17,33 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 76,76 kW a las 21 horas. El valor porcentual se sitúa en el 4,86%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Se observa en efecto de la tecnología solar en las horas centrales. Su menor valor se alcanza a las 9 de la noche con una caída del 10% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento esperado. La caída en las horas centrales disminuye situándose en valores cercanos a 0 y en el resto de horas toma valores similares a los del nivel 0.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	837,2 kW	21
Energía neta consumida	10,68 MWh	-
Pérdidas máximas	76,76 kW	21
Energía pérdidas	0,81 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,950 pu (Nodo I)	21

Tabla 39. Resultados simulación laboral invierno

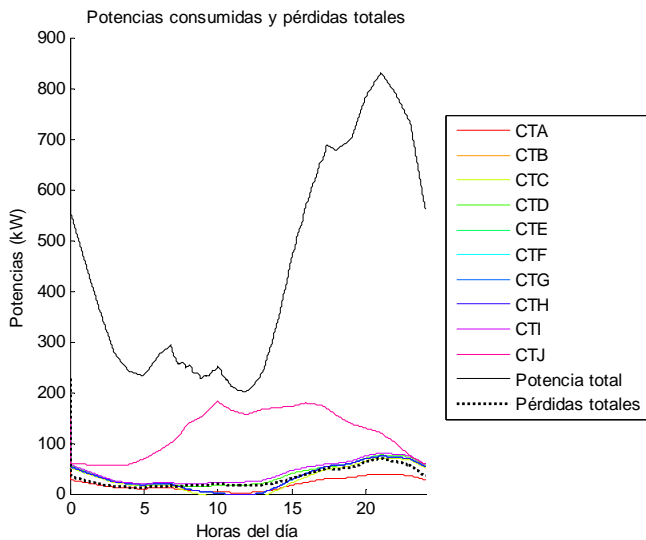


Figura 55. Potencia consumida y pérdidas

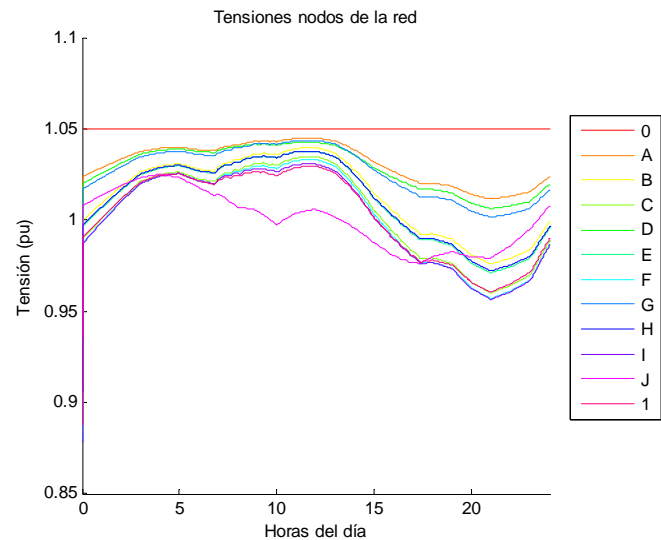


Figura 56. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 763,8 kW a las 23 horas y un valor valle de 146,3 kW a las 11,33 horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ con una potencia de pico de 171,9kW a las 10 horas. Se observa el efecto de la disminución del consumo en las horas centrales del día, presentando incluso valores negativos.

Las pérdidas de los centros de transformación disminuyen respecto a los anteriores niveles en las horas centrales volviendo a sus valores normales a partir de las 18 horas. El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,85% a las nueve de la noche. Salvo el CTA el resto de centros de transformación siguen un perfil muy similar de pérdidas al CTI.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. Esta norma no se cumple con las líneas OJ y J1 que sí poseen pérdidas considerables, aunque menores que en los anteriores niveles. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 12,14kW a las 17,33 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 66,01 kW a las 23 horas. El valor porcentual se sitúa en el 3,34%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Se observa en efecto de la tecnología solar en las horas centrales, donde las tensiones alcanzan su valor máximo. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 9,2% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento esperado. La caída en las horas centrales disminuye situándose en valores cercanos a 0 y en el resto de horas toma valores similares a los del nivel 0.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	763,8 kW	23
Energía neta consumida	10,71 MWh	-
Pérdidas máximas	66,01 kW	23
Energía pérdidas	0,80 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,958 pu (Nodo I)	23

Tabla 40. Resultados simulación laboral verano

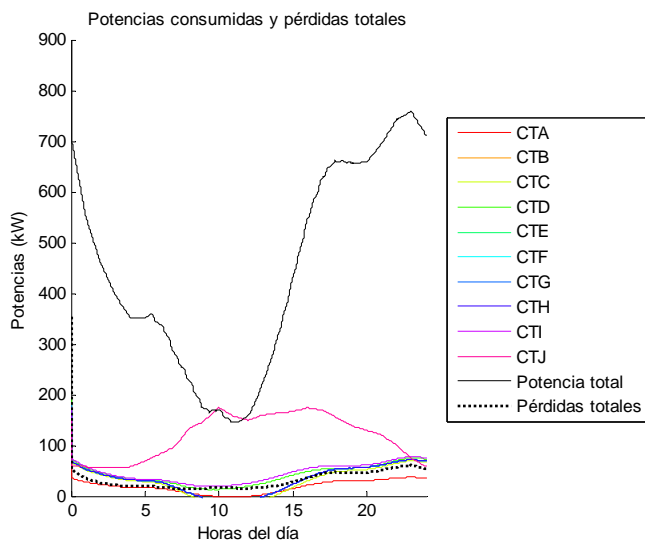


Figura 55. Potencia consumida y pérdidas

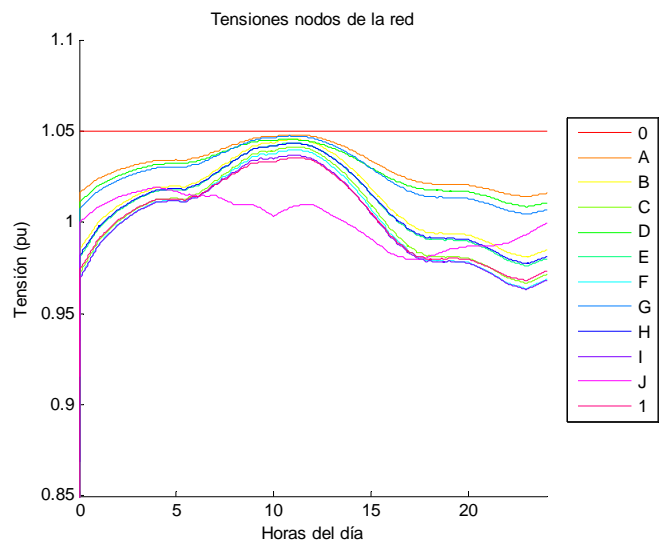


Figura 56. Tensiones nodos de la red

*Día festivo Invierno*

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 861,4 kW a las 21 horas y un valor valle de 131,6 kW a las 9 horas. Entre todos los centros de transformación el más cargado es el CTJ casi constante de 80 kW a lo largo del día. Se observa el efecto de la disminución del consumo en las horas centrales del día debido al efecto de las instalaciones fotovoltaicas.

Las pérdidas de los centros de transformación no presentan cambios significativos con respecto a los obtenidos en el resto de simulaciones del nivel.

Las líneas vuelven a presentar perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. El valor máximo lo alcanza la línea OG con un valor de pérdidas de 12,29kW a las 21 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 81,97 kW a las 21 horas. El valor porcentual se sitúa en el 4,62%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Se observa en efecto de la tecnología solar en las horas centrales. Su menor valor se alcanza a las 9 de la noche con una caída del 10,38% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento esperado. La caída en las horas centrales disminuye situándose en valores cercanos a 0 y en el resto de horas toma valores similares a los del nivel 0.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	861,4 kW	21
Energía neta consumida	10,19 MWh	-
Pérdidas máximas	81,97 kW	21
Energía pérdidas	0,75 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,946 pu (Nodo I)	21

Tabla 41. Resultados simulación festivo invierno

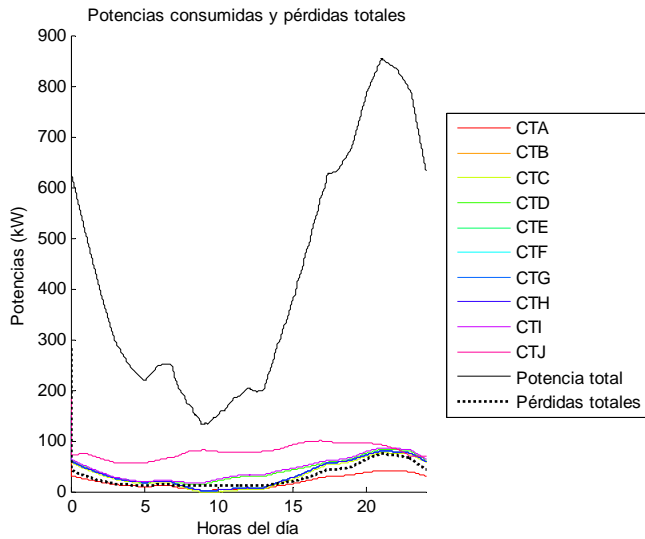


Figura 57. Potencia consumida y pérdidas

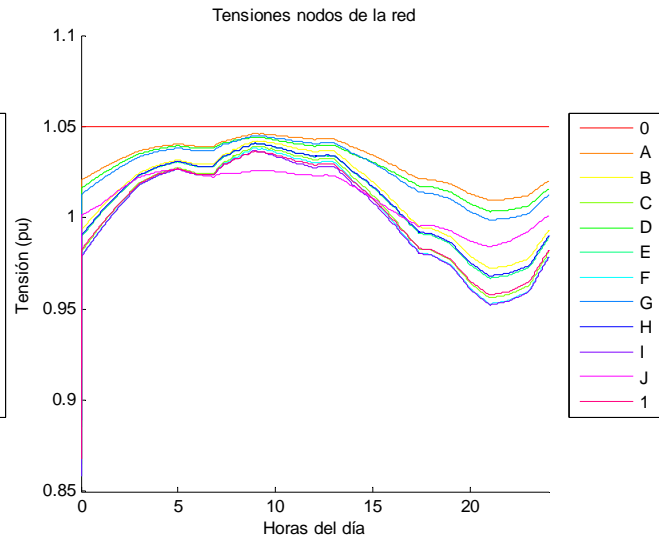


Figura 58. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 828,3 kW a las 23 horas y un valor valle de 46,65 kW a las 10 horas.

Las pérdidas de los centros de transformación y de las líneas no sufren cambios significativos.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 77,20 kW a las 23 horas. El valor porcentual se sitúa en el 3,66%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión los nodos que soportan las mayores caídas son el F y el I. Se observa en efecto de la tecnología solar en las horas centrales, donde las tensiones alcanzan su valor máximo alcanzándose valores superiores a los nominales. Su menor valor se alcanza a las 23 horas con una caída del 10,06% respecto a su tensión nominal.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas tampoco presentan cambios.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	828,3 kW	23
Energía neta consumida	10,40 MWh	-
Pérdidas máximas	77,20 kW	23
Energía pérdidas	0,79 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,949 pu (Nodo I)	23

Tabla 42. Resultados simulación festivo verano

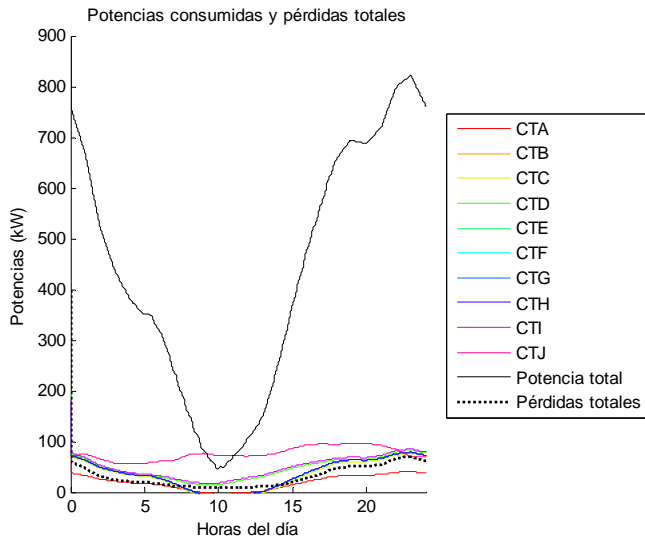


Figura 59. Potencia consumida y pérdidas

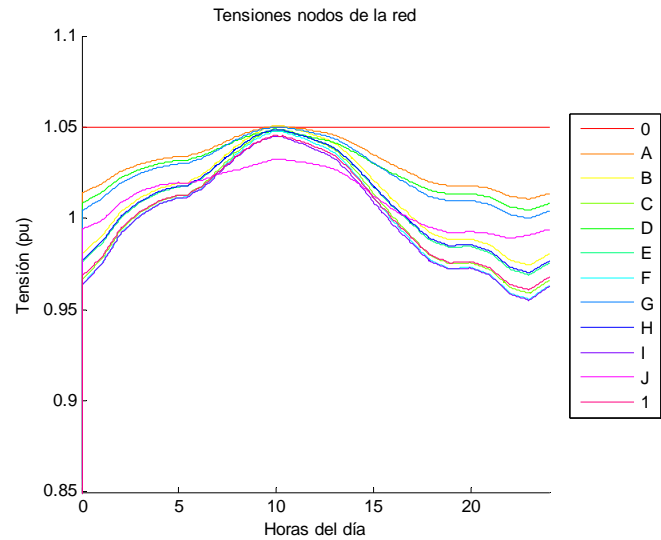


Figura 60. Tensiones nodos de la red

#### 4.3.5. Nivel 4

El nivel 4 de simulación corresponde al caso en el que la red únicamente posee instaladas tecnologías de autoconsumo del tipo solar fotovoltaica entre todos los bloques de pisos y el local comercial de gran superficie con almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 763,3 kW a las 21 horas y un valor valle de 233,4 kW a las 5 horas.

El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,90% a las 21 horas.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. Esta norma no se cumple con las líneas OJ y J1. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 13,36kW a las 17,33 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 64,63 kW a las 21 horas. El valor porcentual se sitúa en el 4,09%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el menor valor se alcanza a las 21 horas con una caída del 9,1%.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento esperado. La caída en las horas centrales disminuye situándose en valores cercanos a 0, salvo para las líneas OJ y J1. En el resto de horas toma valores similares a los del nivel 0.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	763,3 kW	21
Energía neta consumida	10,66 MWh	-
Pérdidas máximas	64,63 kW	21
Energía pérdidas	0,78 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,959 pu (Nodo I)	21

Tabla 43. Resultados simulación laboral invierno

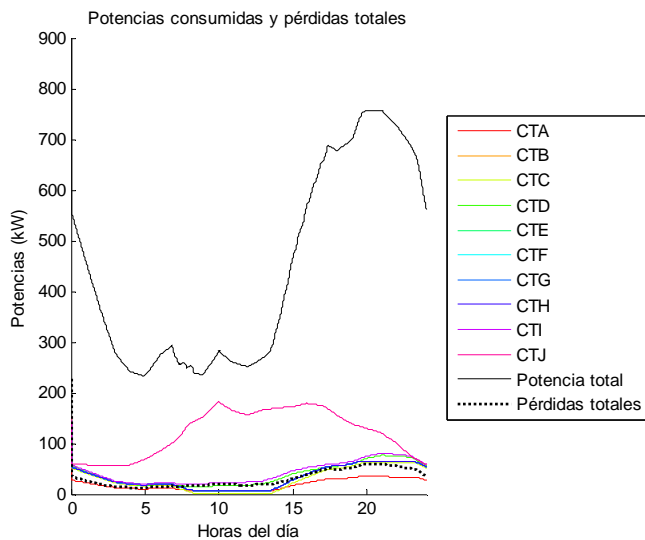


Figura 61. Potencia consumida y pérdidas

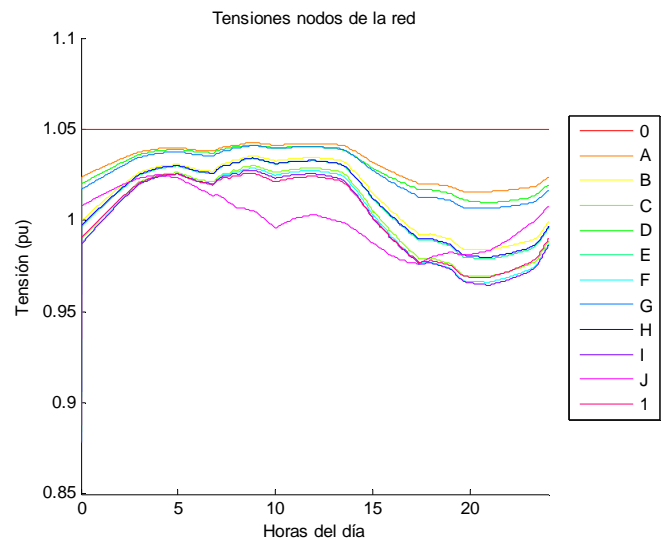


Figura 62. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 666,7 kW a las 17,83 horas y un valor valle de 221,6 kW a las 8,33 horas.

El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 1,80% a las 23 horas.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. Esta norma no se cumple con las líneas OJ y J1. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 12,14kW a las 17,33 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 51,63 kW a las 17,83 horas. El valor porcentual se sitúa en el 3,14%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el menor valor se alcanza a las 22 horas con una caída del 7,62%.

Finalmente, las caídas de tensión de las líneas siguen un comportamiento esperado.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	666,7 kW	17,83
Energía neta consumida	10,65 MWh	-
Pérdidas máximas	51,63 kW	17,83
Energía pérdidas	0,75 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,974 pu (Nodo I)	22

Tabla 44. Resultados simulación laboral verano

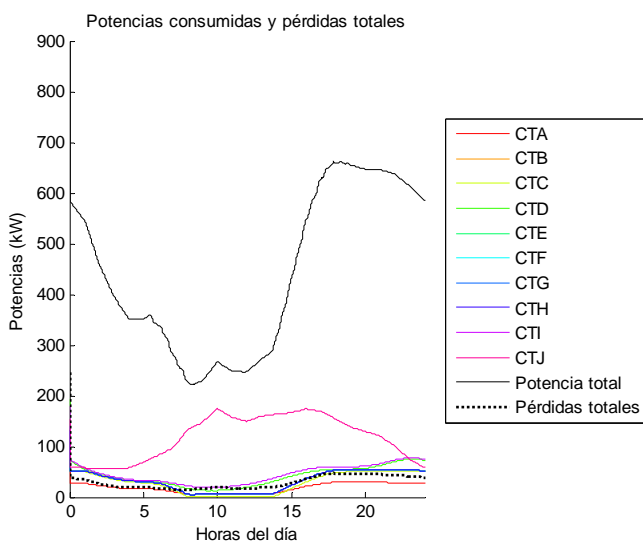


Figura 63. Potencia consumida y pérdidas

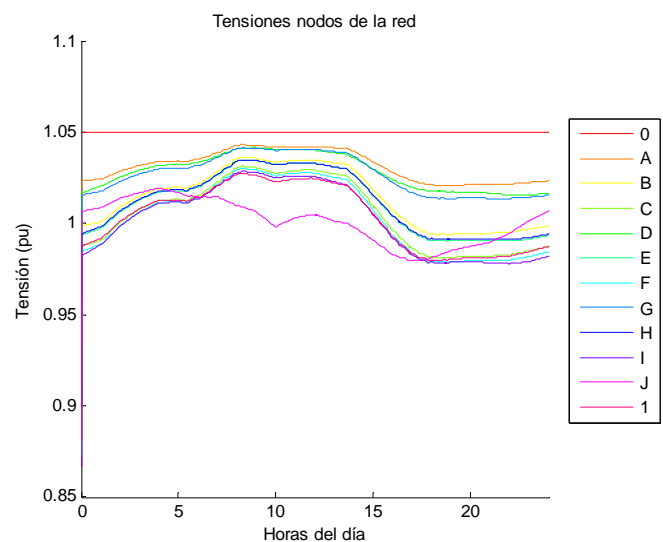


Figura 64. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 847,7 kW a las 21 horas y un valor valle de 142,7 kW a las 8,83 horas.

El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 2% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 2,13% a las 21 horas.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. Esta norma no se cumple con las líneas OJ y J1. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 11,84kW a las 21 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 79,46 kW a las 21 horas. El valor porcentual se sitúa en el 4,48%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el menor valor se alcanza a las 21 horas con una caída del 10,21%.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	847,7 kW	21
Energía neta consumida	10,19 MWh	-
Pérdidas máximas	79,46 kW	21
Energía pérdidas	0,75 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,948 pu (Nodo I)	21

Tabla 45. Resultados simulación festivo invierno

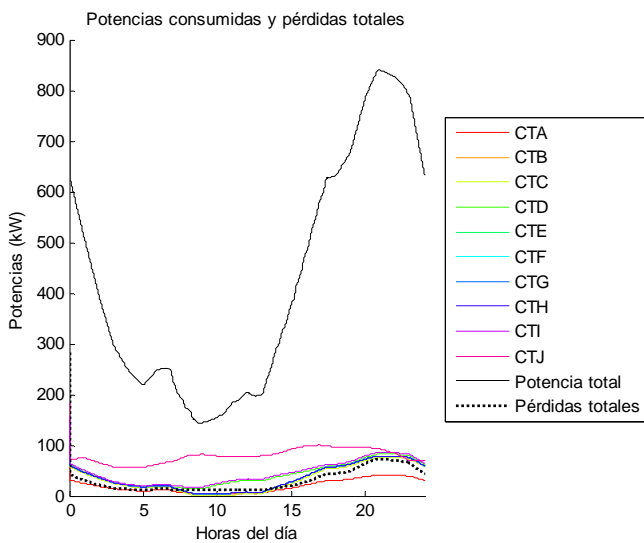


Figura 65. Potencia consumida y pérdidas

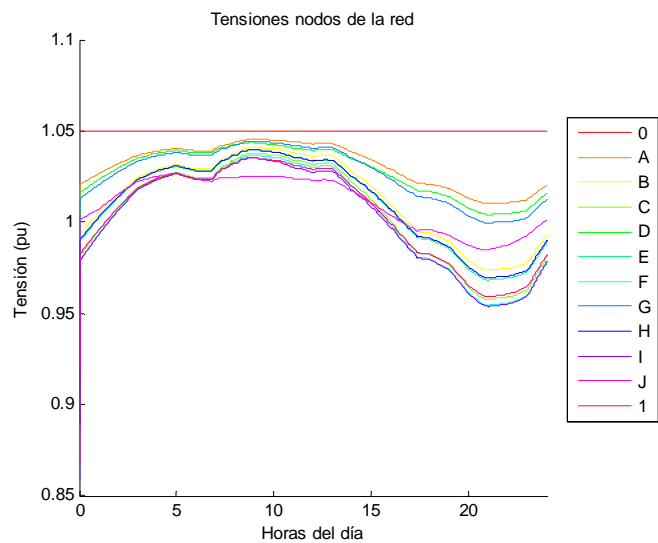


Figura 66. Tensiones nodos de la red

Día festivo Verano

La potencia total consumida por alcanza un valor pico de 710,3 kW a las 22 horas y un valor valle de 134,1 kW a las 9,83 horas.

El centro con menor porcentaje de pérdidas es el CTJ con unas pérdidas que no superan el 1% y el centro con mayor índice de pérdidas es el CTI con un máximo de pérdidas del 2,06% a las 23 horas.

Las líneas presentan perfiles con pérdidas casi nulas en torno a las horas centrales del día. El valor máximo lo alcanza la línea OJ con un valor de pérdidas de 8,56kW a las 19 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 57,37 kW a las 22 horas. El valor porcentual se sitúa en el 3,01%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el menor valor se alcanza a las 22 horas con una caída del 8,58%.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	710,3 kW	22
Energía neta consumida	10,35 MWh	-
Pérdidas máximas	57,37 kW	23
Energía pérdidas	0,74 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,914 pu (Nodo I)	22

Tabla 46. Resultados simulación festivo verano

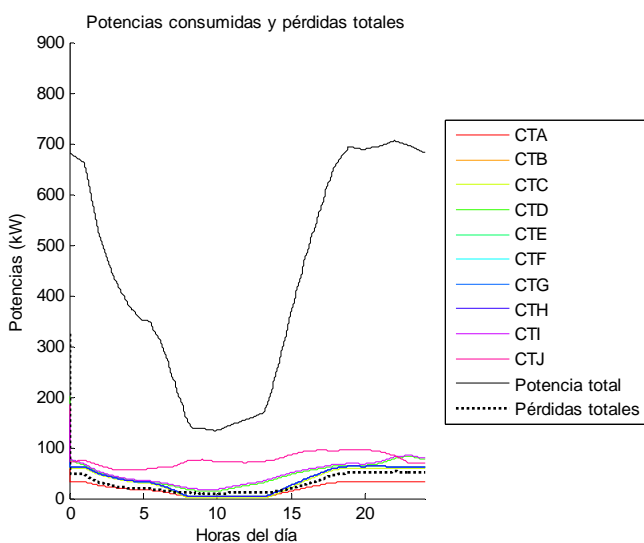


Figura 67. Potencia consumida y pérdidas

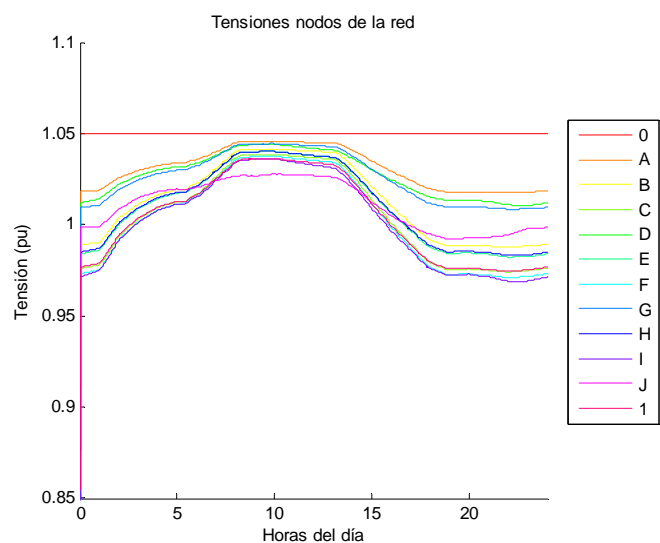


Figura 68. Tensiones nodos de la red

#### 4.4. Escenario zona rural

A continuación se detallan las características de los cinco niveles de simulación del escenario zona rural.

##### 4.4.1. Nivel 0

El nivel 0 de simulación corresponde al caso en el que la red no posee instalado ningún elemento de autoconsumo.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

Las potencias siguen un perfil claramente residencial. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 21 horas con un consumo de 313,16 kW. El mínimo se alcanza a las 5 horas con 69,39 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son prácticamente idénticas. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 1,31% de pérdidas a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 9,18% de pérdidas a las 21 horas. Aún sin ser la línea más cargada del sistema sus pérdidas son mayores por su longitud.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 29,06 kW a las 21 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 5,29%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. Este nodo corresponde con el nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 10% a las 21 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, al igual que las pérdidas, aumentan según se acercan al nodo 0. La línea con más caída es la AB con una caída del 2,11%.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	313,16 kW	21
Energía neta consumida	4,28 MWh	-
Pérdidas máximas	29,06 kW	21
Energía pérdidas	0,34 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,950 pu (Nodo J)	21

Tabla 47. Resultados simulación laboral invierno

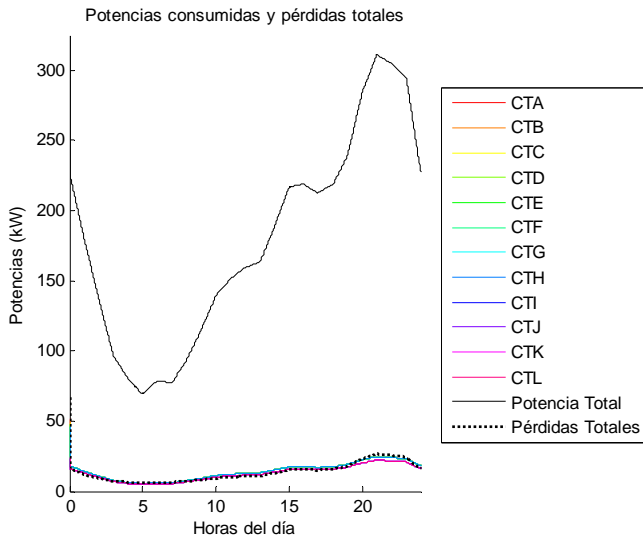


Figura 69. Potencia consumida y pérdidas

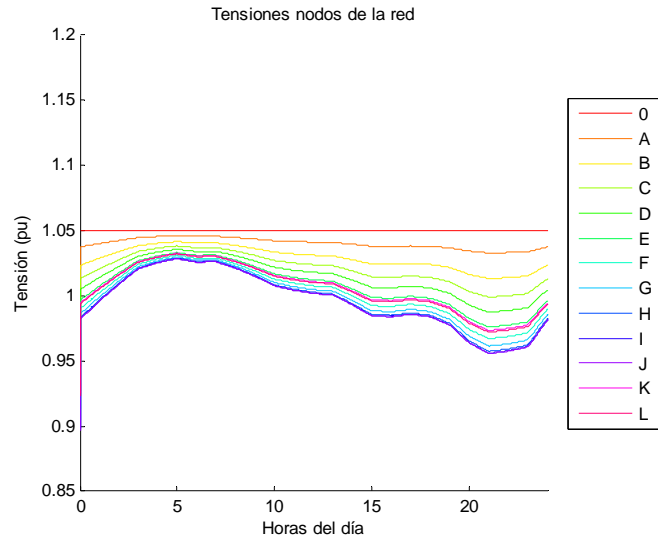


Figura 70. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23 horas con un consumo de 310,3 kW. El mínimo se alcanza a las 6 horas con 123,2 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son prácticamente idénticas. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 1,30% de pérdidas a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 8,99% de pérdidas a las 23 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 28,55 kW a las 23 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 4,04%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. Este nodo corresponde con el nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 9,9% a las 23 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas la línea con más caída es la AB con una caída del 2,09%. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	310,30 kW	23
Energía neta consumida	4,84 MWh	-
Pérdidas máximas	28,55 kW	23
Energía pérdidas	0,38 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,951 pu (Nodo J)	23

Tabla 48. Resultados simulación laboral verano

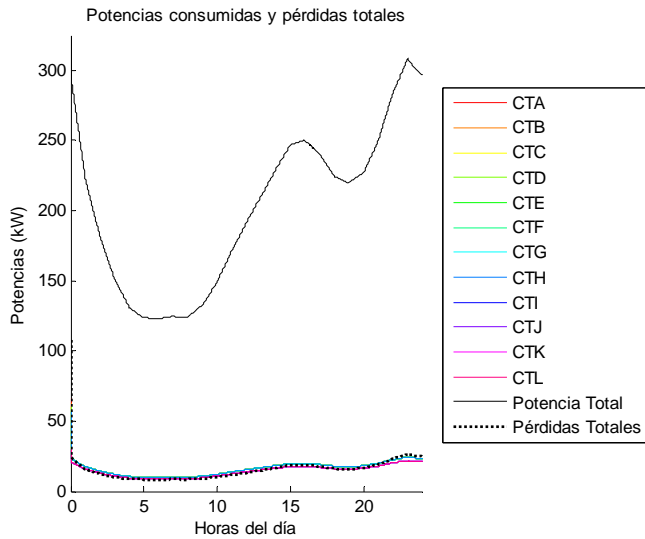


Figura 71. Potencia consumida y pérdidas

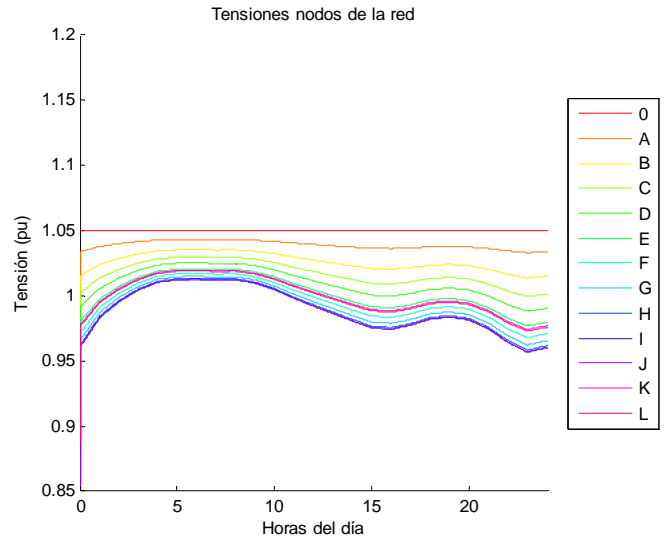


Figura 72. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

Las potencias experimentan en esta simulación una importante crecida. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 21 horas con un consumo de 343,3 kW. El mínimo se alcanza a las 5 horas con 70,28 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son prácticamente idénticas. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 1,39% de pérdidas a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 11,03% de pérdidas a las 21 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 33,94 kW a las 21 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 5,59%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. Este nodo corresponde con el nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 11% a las 21 horas.

La línea con más caída es la AB con una caída del 2,33%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	343,3 kW	21
Energía neta consumida	4,71 MWh	-
Pérdidas máximas	33,94 kW	21
Energía pérdidas	0,39 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,943 pu (Nodo J)	21

Tabla 49. Resultados simulación festivo invierno

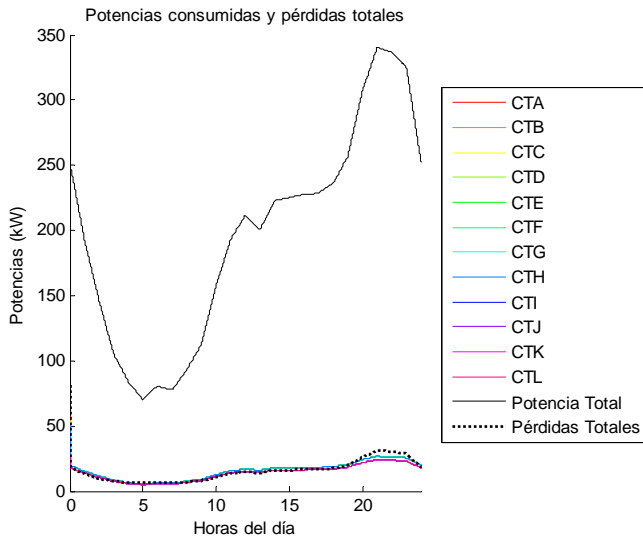


Figura 73. Potencia consumida y pérdidas

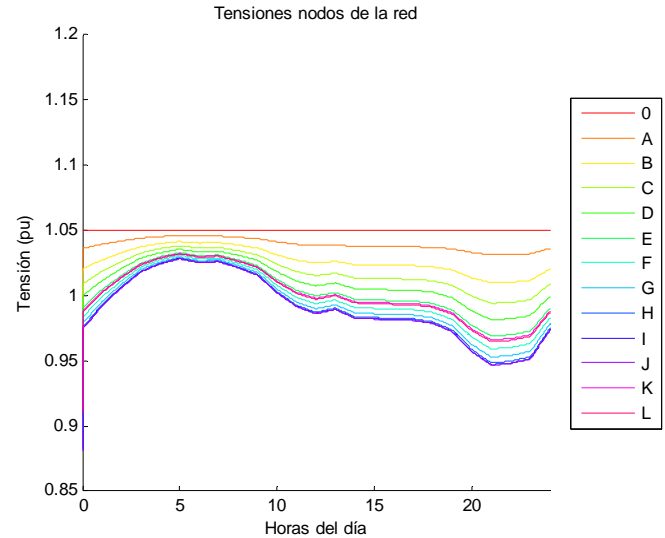


Figura 74. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23 horas con un consumo de 343,3 kW. El mínimo se alcanza a las 6 horas con 126,7 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son prácticamente idénticas. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 1,39% de pérdidas a las 23 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 11,03% de pérdidas a las 23 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 33,94kW a las 23 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 4,58%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. Este nodo corresponde con el nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 11% a las 23 horas.

La línea con más caída es la AB con una caída del 2,33%.

La siguiente tabla resume los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	343,3 kW	23
Energía neta consumida	5,35 MWh	-
Pérdidas máximas	33,94 kW	23
Energía pérdidas	0,44 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,940 pu (Nodo J)	23

Tabla 50. Resultados simulación festivo verano

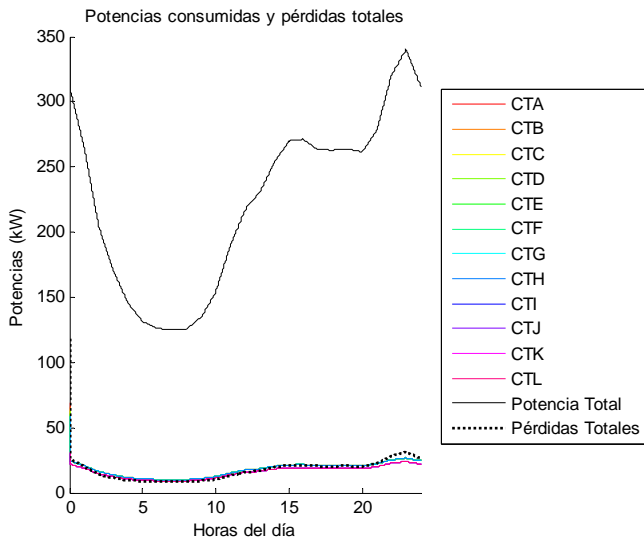


Figura 75. Potencia consumida y pérdidas

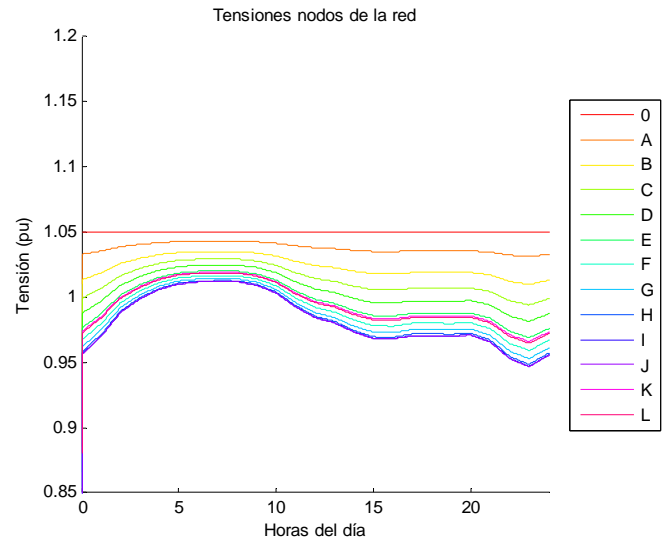


Figura 76. Tensiones nodos de la red

## 4.4.2. Nivel 1

El nivel 1 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada diferentes tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores sin posibilidad de instalación de baterías.

El reparto de las tecnologías entre los diferentes consumos queda recogido en la siguiente tabla:

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo. La siguiente tabla resume la denominación, distribución y potencias nominales:

Grupos de viviendas	
Denominación	Tecnología existente
G.V.1	Solar fotovoltaica
G.V.2	Eólico
G.V.3	Ninguna tecnología
G.V.4	Aislado de la red
G.V.5	Cogeneración
G.V.6	Solar fotovoltaica
G.V.7	Cogeneración
G.V.8	Eólico
G.V.9	Ninguna tecnología
G.V.10	Eólico
G.V.11	Solar fotovoltaica
G.V.12	Eólico
G.V.13	Ninguna tecnología
G.V.14	Aislado de la red
G.V.15	Aislado de la red
G.V.16	Cogeneración
G.V.17	Solar fotovoltaica
G.V.18	Eólico
G.V.19	Ninguna tecnología
G.V.20	Solar fotovoltaica

Tabla 51. Información reparto tecnologías escenario rural nivel 1

Dentro de este reparto de tecnologías se han considerado los siguientes criterios:

- En los grupos que posean alguna tecnología instalada se considerará que existen una unidad instalada en cada una de las viviendas.
- En los grupos de viviendas aislados de la red se considerará que no consumen ni generan potencia.
- Los bloques de piso sin ninguna tecnología instalada consumirán potencia de forma normal.

Para estimar la superficie media de los grupos de viviendas se ha seguido considerado una superficie media de tejado similar a la superficie total de una vivienda rural típica. La superficie considerada ha sido de 200m<sup>2</sup> que tras aplicar un coeficiente de utilización de tejado del 50% se queda en 100m<sup>2</sup> de superficie fotovoltaica disponible por vivienda. Para los grupos de viviendas 16-20 se tomará un 50% más.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

#### Día laboral Invierno

Las potencias siguen en este nivel un perfil acorde a las tecnologías de autoconsumo observándose especialmente el efecto de la tecnología solar en las horas centrales del día. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 20,17 horas con un consumo de 233,1 kW. El mínimo se alcanza a las 11 horas con -108,4 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son muy dispares. Se distingue la diferencia entre cada tipo de tecnología. El CTI es el que más pérdidas presenta con un 1,62% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 4,85% de pérdidas a las 20,17 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 18,27 kW a las 20,17 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 3,33%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. El nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 10% a las 21 horas. Se observa la subida de tensión de los nodos en las horas centrales por encima de la tensión nominal.

La línea con más caída es la AB con una caída del 1,53%. La línea OA presenta la mayor subida con un 0,58% a las 11 horas.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	233,1 kW	20,17
Energía neta consumida	1,69 MWh	-
Pérdidas máximas	18,27 kW	20,17
Energía pérdidas	0,21 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,977 pu (Nodo J)	20,17
Máxima tensión en nodo	1,080 pu (Nodo I)	11

Tabla 52. Resultados simulación laboral invierno

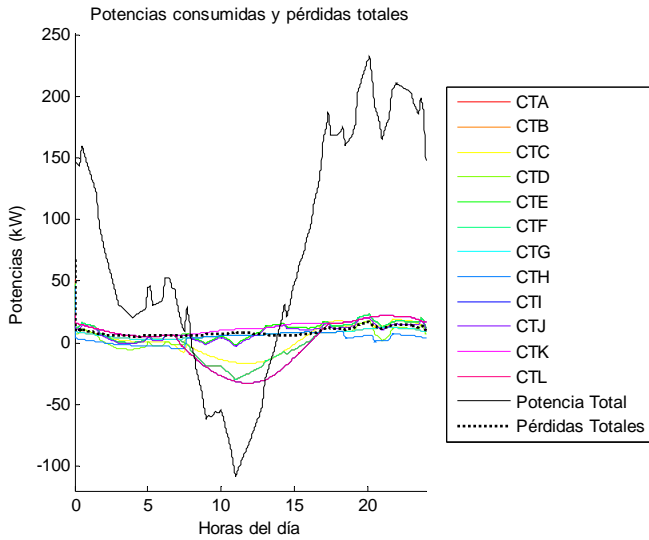


Figura 77. Potencia consumida y pérdidas

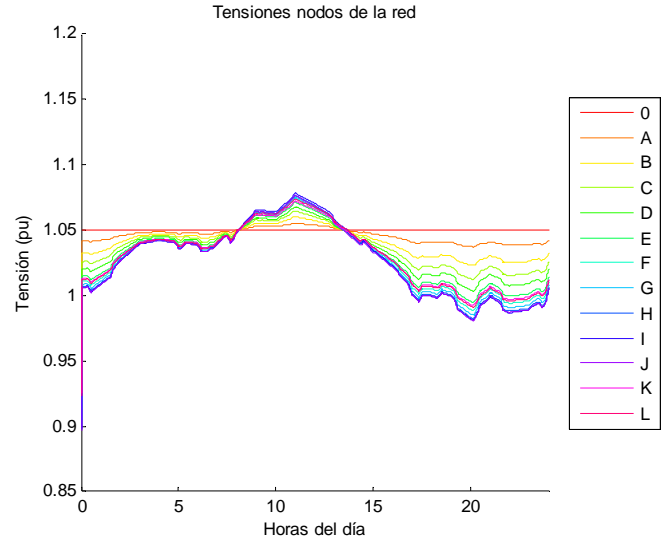


Figura 78. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

Las potencias siguen en este nivel un perfil acorde a las tecnologías de autoconsumo observándose especialmente el efecto de la tecnología solar en las horas centrales del día. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23,67 horas con un consumo de 261,1 kW. El mínimo se alcanza a las 11 horas con -141,5 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son muy dispares. Se distingue la diferencia entre cada tipo de tecnología. El CTI es el que más pérdidas presenta con un 2,15% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 6,18% de pérdidas a las 23,67 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 21,57 kW a las 23,67 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 3,05%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. El nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 8,20% a las 21 horas. Se observa la subida de tensión de los nodos en las horas centrales por encima de la tensión nominal.

La línea con más caída es la AB con una caída del 1,73%. La línea 0A presenta la mayor subida con un 0,76% a las 11 horas. La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	261,1 kW	23,67
Energía neta consumida	1,81 MWh	-
Pérdidas máximas	21,57 kW	23,67
Energía pérdidas	0,24 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,968 pu (Nodo J)	23,67
Máxima tensión en nodo	1,090 pu (Nodo I)	11

Tabla 53. Resultados simulación laboral verano

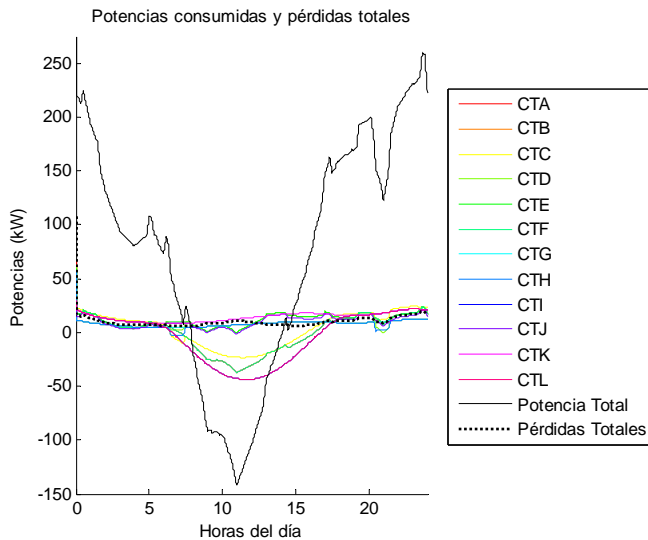


Figura 79. Potencia consumida y pérdidas

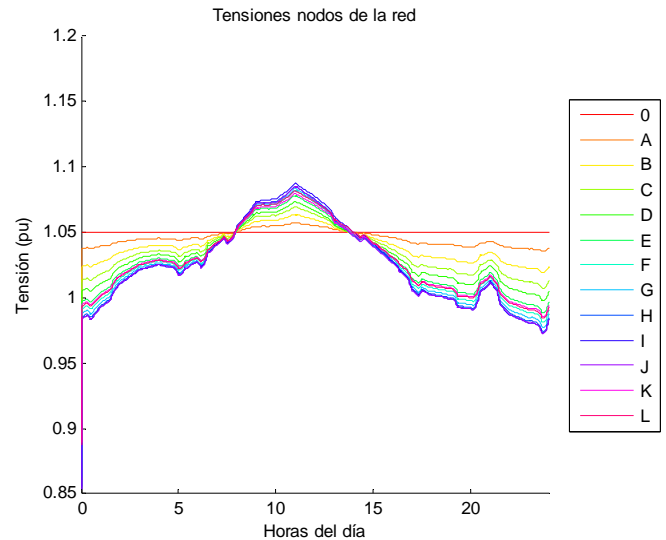


Figura 80. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

Las potencias siguen en este nivel un perfil acorde a las tecnologías de autoconsumo observándose especialmente el efecto de la tecnología solar en las horas centrales del día. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 20,17 horas con un consumo de 253,3 kW. El mínimo se alcanza a las 11 horas con -166,2 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son muy dispares. Se distingue la diferencia entre cada tipo de tecnología. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 2,01% de pérdidas a las 11 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 5,74% de pérdidas a las 20,17 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 20,68 kW a las 20,17 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 3,40%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. El nodo J que presenta una caída

de tensión máxima del 7,95% a las 21 horas. Se observa la subida de tensión de los nodos en las horas centrales por encima de la tensión nominal.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, al igual que las pérdidas, aumentan según se alejan del nodo 0. La línea con más caída es la AB con una caída del 1,67%. La línea 0A presenta la mayor subida con un 0,89% a las 11 horas.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	253,3 kW	20,17
Energía neta consumida	1,44 MWh	-
Pérdidas máximas	20,68 kW	20,17
Energía pérdidas	0,22 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,970 pu (Nodo J)	20,17
Máxima tensión en nodo	1,095 pu (Nodo I)	11

Tabla 53. Resultados simulación festivo invierno

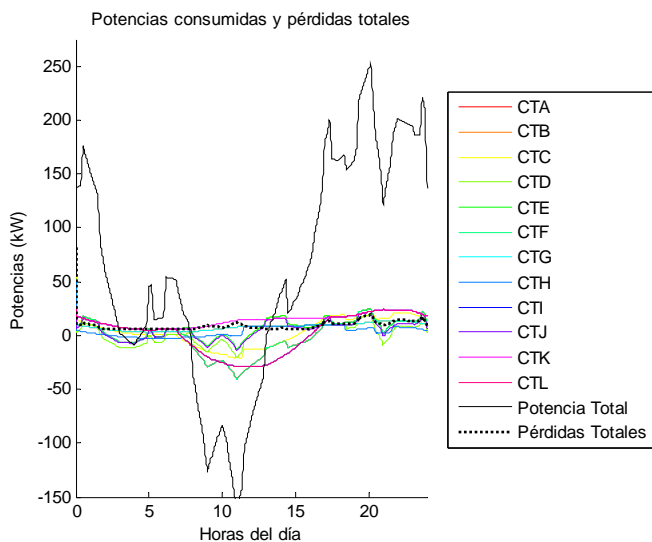


Figura 81. Potencia consumida y pérdidas

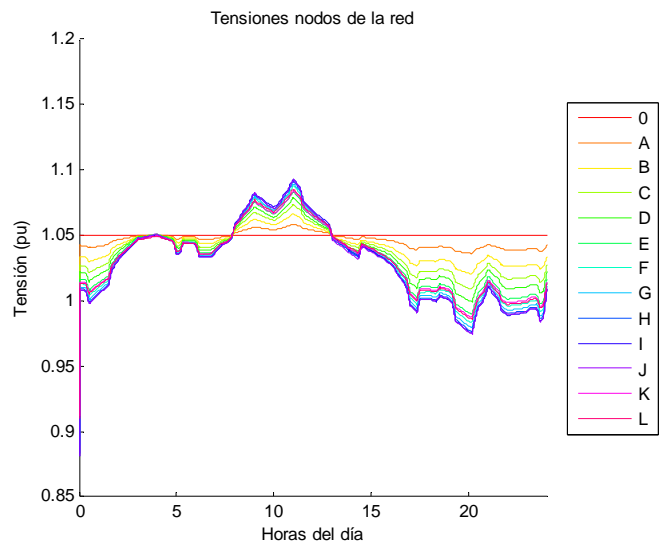


Figura 82. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23,67 horas con un consumo de 279,2 kW. El mínimo se alcanza a las 11 horas con -150,2 kW.

Las pérdidas de los todos los centros son muy dispares. Se distingue la diferencia entre cada tipo de tecnología. El CTA es el que más pérdidas presenta con un 2,07% de pérdidas a las 11,33 horas.

La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 7,07% de pérdidas a las 23,67 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 23,97 kW a las 23,67 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 3,23%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión corresponde con el más alejado del nodo 0. El nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 8,76% a las 23,67 horas. Se observa la subida de tensión de los nodos en las horas centrales por encima de la tensión nominal.

La línea con más caída es la AB con una caída del 1,86%. La línea OA presenta la mayor subida con un 0,81% a las 11 horas.

La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	279,2 kW	23,67
Energía neta consumida	2,23 MWh	-
Pérdidas máximas	23,97 kW	23,67
Energía pérdidas	0,27 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,962 pu (Nodo J)	23,67
Máxima tensión en nodo	1,092 pu (Nodo I)	11

Tabla 54. Resultados simulación festivo verano

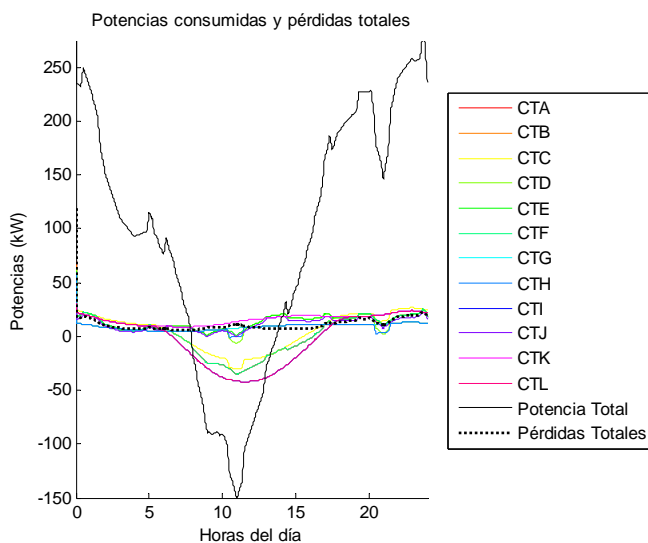


Figura 83. Potencia consumida y pérdidas

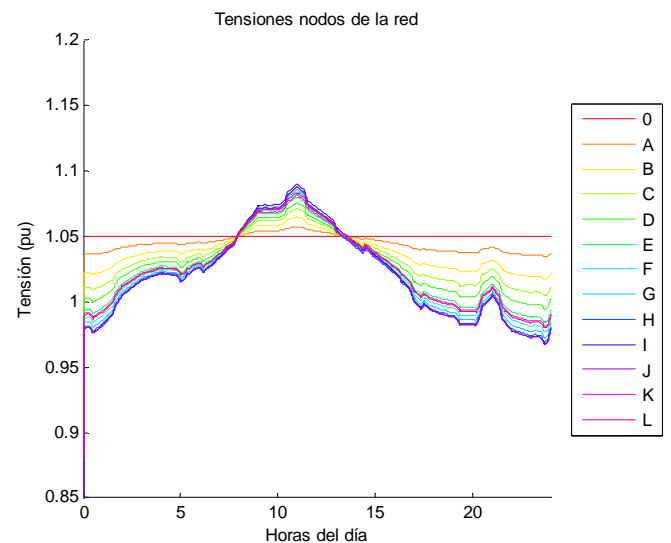


Figura 84. Tensiones nodos de la red

#### 4.4.3. Nivel 2

El nivel 2 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada diferentes tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores con posibilidad de instalación de baterías.

El reparto de las tecnologías entre los diferentes consumos se mantiene con respecto al nivel 1 y puede comprobarse en la tabla 51. Los criterios también se mantienen idénticos.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

En este nivel se puede observar claramente el efecto de las baterías reduciéndose enormemente el consumo de potencia con respecto al nivel anterior. Algunos de los centros de transformación no presentan carga en muchas horas del día. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 22 horas con un consumo de 119,00 kW. El mínimo se alcanza a las 4,33 horas con 19,94 kW.

Las pérdidas de los todos los centros siguen siendo dispares. Se observa una clara disminución respecto al nivel anterior. El CTK es el que más pérdidas presenta con un 1,21% de pérdidas a las 21 horas.

Las pérdidas de las líneas aumentan conformen se alejan del nodo inicial 0. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 1,44% de pérdidas a las 22 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 8,85 kW a las 22 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 1,61%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión el nodo que presenta menor valor de tensión sigue correspondiendo con el más alejado del nodo 0. El nodo J que presenta una caída de tensión máxima del 3,90% a las 20,17 horas. La línea con más caída es la AB con una caída del 0,83%. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	119,00 kW	22
Energía neta consumida	1,71 MWh	-
Pérdidas máximas	8,85 kW	22
Energía pérdidas	0,16 MWh	-
Mínima tensión en nodo	1,011 pu (Nodo J)	20,17
Máxima tensión en nodo	1,050 pu (Nodo 0)	-

Tabla 55. Resultados simulación laboral invierno

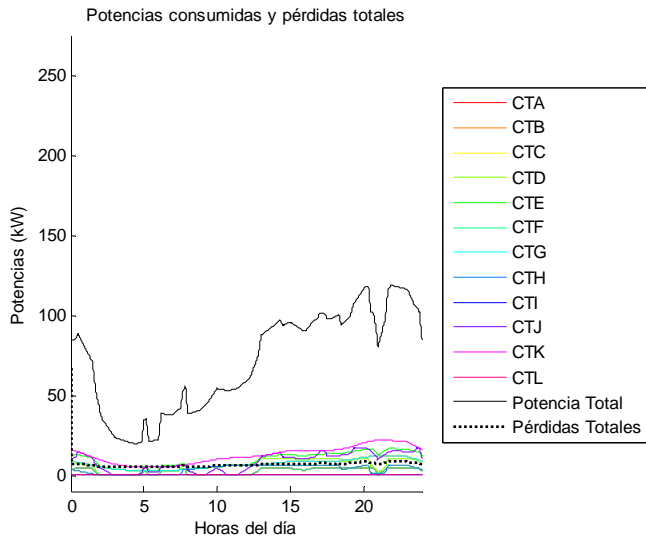


Figura 85. Potencia consumida y pérdidas

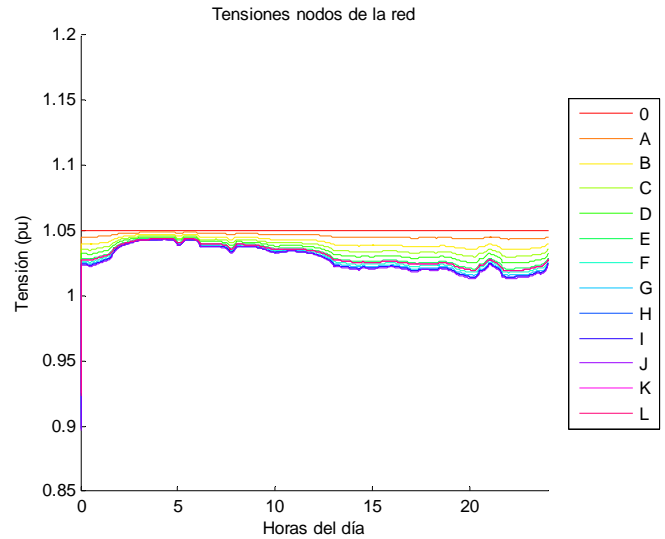


Figura 86. Tensiones nodos de la red

### Día laboral Verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23,67 horas con un consumo de 146,6 kW. El mínimo se alcanza a las 9 horas con 47,38 kW.

El CTK es el centro de transformación que más pérdidas presenta con un 1,19% de pérdidas a las 23 horas.

La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 2,14% de pérdidas a las 23,67 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 10,62 kW a las 23,67 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 1,50%.

El nodo J presenta una caída de tensión máxima del 4,75% a las 23,67 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, la línea con más caída es la AB con una caída del 1,01%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	146,60 kW	23,67
Energía neta consumida	2,22 MWh	-
Pérdidas máximas	10,62 kW	23,67
Energía pérdidas	0,18 MWh	-
Mínima tensión en nodo	1,002 pu (Nodo J)	23,67
Máxima tensión en nodo	1,050 pu (Nodo 0)	-

Tabla 56. Resultados simulación laboral verano

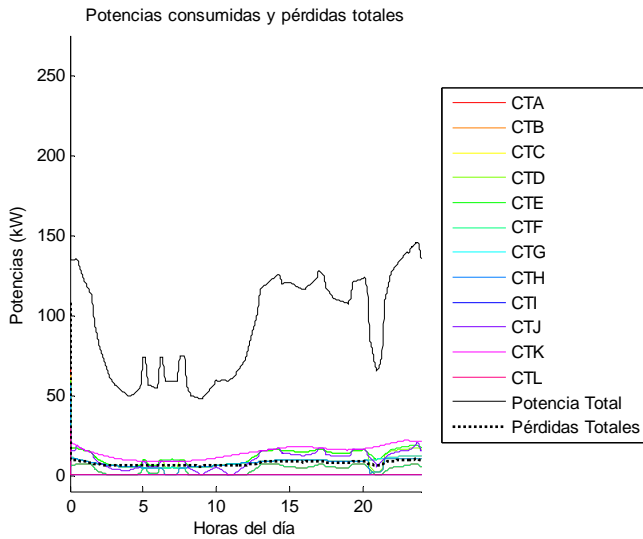


Figura 87. Potencia consumida y pérdidas

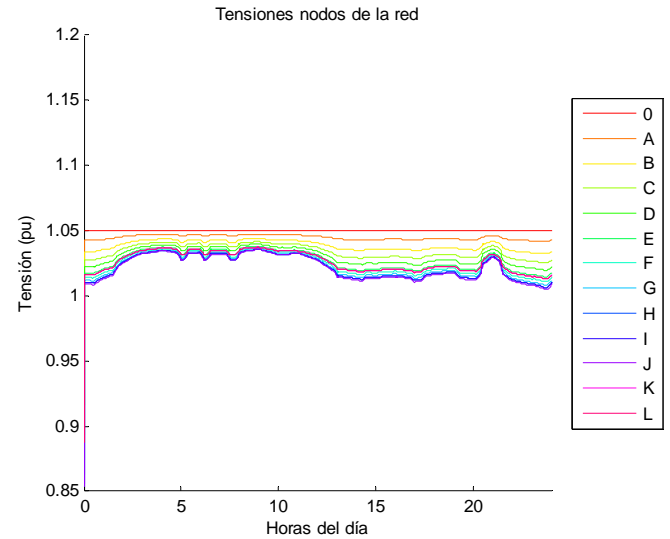


Figura 88. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Invierno

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 22 horas con un consumo de 137 kW. El mínimo se alcanza a las 4,83 horas con 20,48 kW.

El CTK es el centro de transformación que más pérdidas presenta con un 1,28% de pérdidas a las 21 horas.

La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 1,89% de pérdidas a las 22 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 9,99 kW a las 22 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 1,64%.

El nodo J presenta una caída de tensión máxima del 4,44% a las 20,17 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, la línea con más caída es la AB con una caída del 0,95%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	137,0 kW	22
Energía neta consumida	1,88 MWh	-
Pérdidas máximas	9,99 kW	22
Energía pérdidas	0,17 MWh	-
Mínima tensión en nodo	1,006 pu (Nodo J)	20,17
Máxima tensión en nodo	1,050 pu (Nodo 0)	-

Tabla 57. Resultados simulación festivo invierno

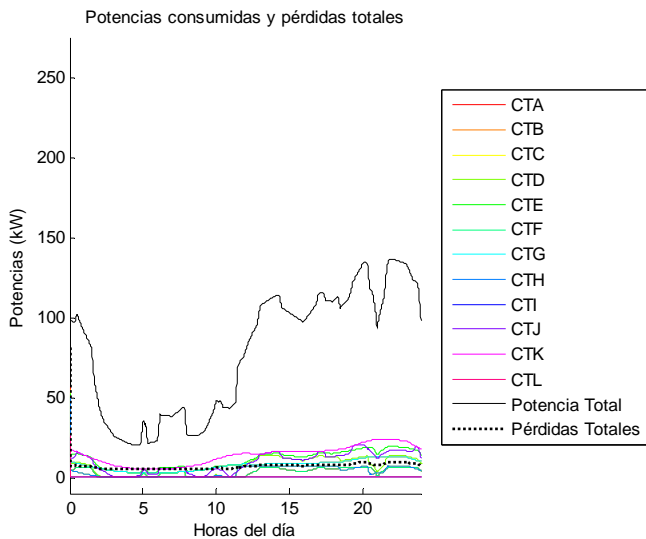


Figura 89. Potencia consumida y pérdidas

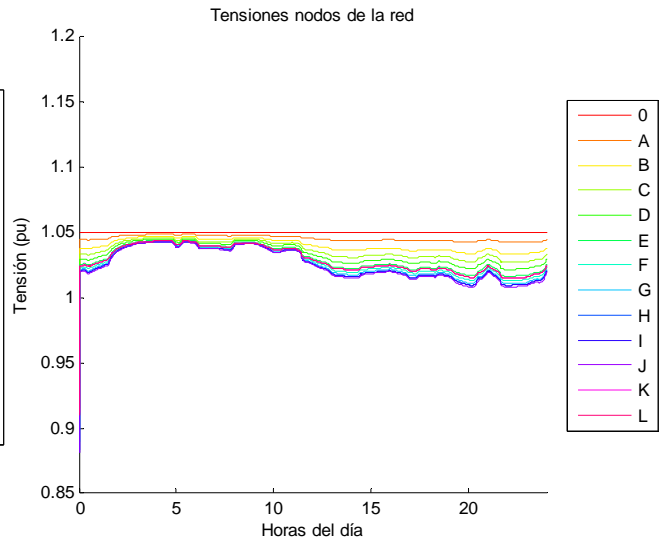


Figura 90. Tensiones nodos de la red

### Día festivo Verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23,67 horas con un consumo de 166,6 kW. El mínimo se alcanza a las 11 horas con 42,43 kW.

El CTK es el centro de transformación que más pérdidas presenta con un 1,27% de pérdidas a las 23 horas.

La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 2,76% de pérdidas a las 23,67 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 12,20 kW a las 23,67 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 1,66%.

El nodo J presenta una caída de tensión máxima del 5,38% a las 23,67 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, la línea con más caída es la AB con una caída del 1,15%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	166,6 kW	23.67
Energía neta consumida	2,51 MWh	-
Pérdidas máximas	23,67 kW	23,67
Energía pérdidas	0,20 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,996 pu (Nodo J)	23,67
Máxima tensión en nodo	1,050pu (Nodo 0)	-

Tabla 58. Resultados simulación festivo verano

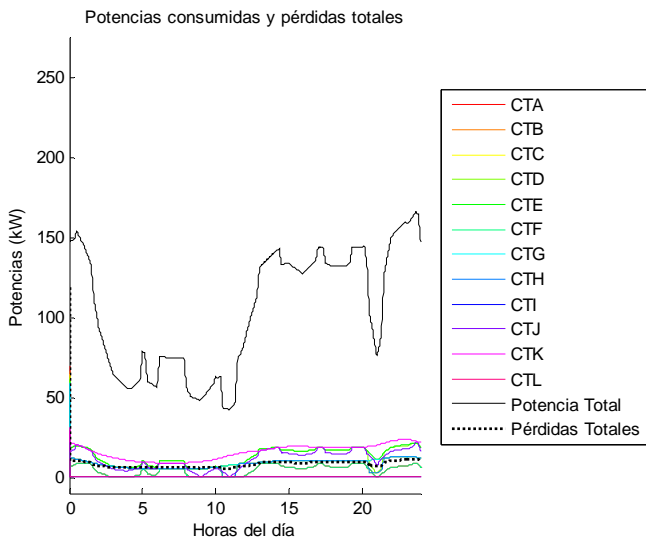


Figura 91. Potencia consumida y pérdidas

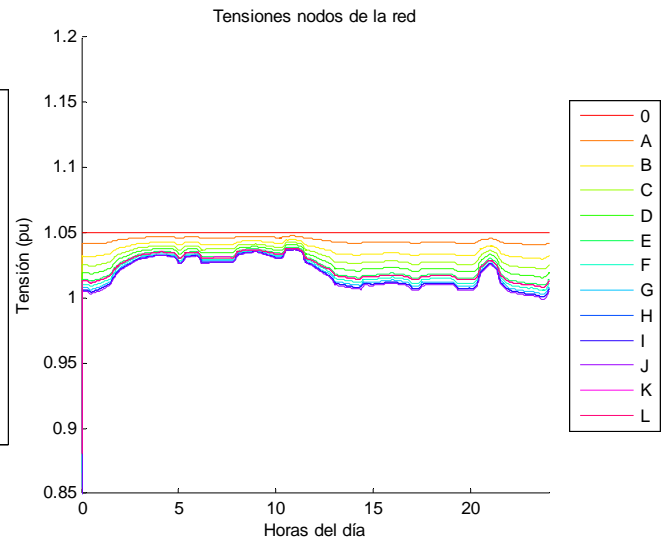


Figura 92. Tensiones nodos de la red

#### 4.4.4. Nivel 3

El nivel 3 de simulación corresponde al caso en el que la red únicamente posee instaladas tecnologías de autoconsumo del tipo solar fotovoltaica entre todos los grupos de viviendas sin almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

En este nivel se puede observar claramente el efecto de la tecnología fotovoltaica. La potencia devuelta al sistema en las horas centrales del día es enorme. El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 21 horas con un consumo de 313,6 kW. El mínimo se alcanza a las 11,83 horas con -312,1 kW.

Las pérdidas de todos los centros reflejan el efecto de las placas solares. El CTA es el centro que presenta más pérdidas con un 1,61% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas de las líneas presentan dos picos provocados por el pico de demanda a las 21 horas y por el pico de generación a las 11,83 horas. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 7,45% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas totales de la simulación aumentan enormemente debido a la gran implantación de esta tecnología. Se sitúan en un valor de 26,02 kW a las 11,83 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 9,29%.

Las tensiones de los nodos también se ven afectadas. En las horas centrales del día sufren considerables subidas situándose con subidas de hasta el 13,6% en el nodo J.

Sobre las 21 horas debido a la reducción de irradiación solar y el pico de consumo se presenta una caída de tensión que alcanza un máximo del 10,0% a las 21 horas en el nodo J.

Las caídas de tensión de las líneas siguen el mismo comportamiento. La línea AB es la que presenta mayores variaciones con una subida de tensión del 2,68% a las 11,83 horas y una caída del 2,11% a las 21 horas.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	313,6 kW	21
Energía neta consumida	1,02 MWh	-
Pérdidas máximas	26,02 kW	11,83
Energía pérdidas	0,35 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,956 pu (Nodo J)	21
Máxima tensión en nodo	1,136 pu (Nodo J)	11,83

Tabla 59. Resultados simulación laboral invierno

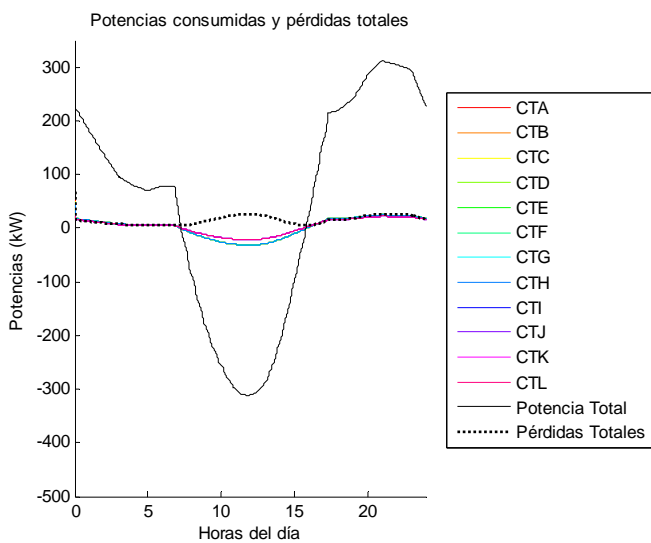


Figura 93. Potencia consumida y pérdidas

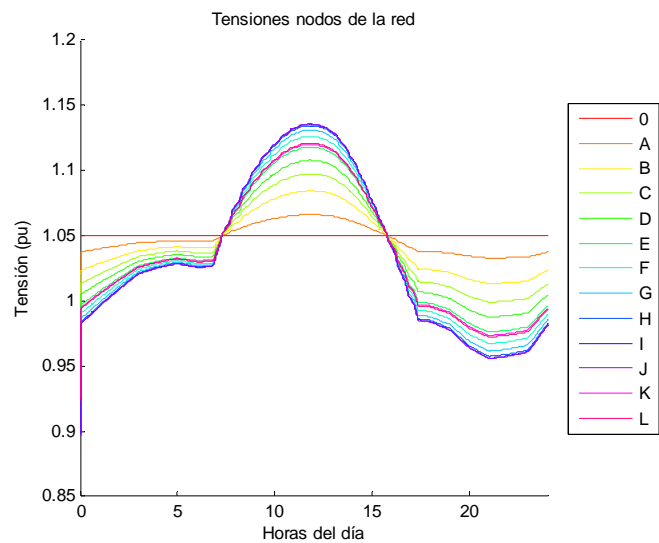


Figura 94. Tensiones nodos de la red

### Día laboral verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23 horas con un consumo de 310,3 kW. El mínimo se alcanza a las 11,83 horas con -414,6 kW.

El CTA es el centro que presenta más pérdidas con un 2,07% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas de las líneas presentan dos picos provocados por el pico de demanda a las 23 horas y por el pico de generación a las 11,83 horas. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 13,10% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 41,35 kW a las 11,83 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 11,54%.

Las tensiones de los nodos experimentan subidas situándose hasta el 16,7% en el nodo J. Se presenta una caída de tensión que alcanza un máximo del 9,9% a las 23 horas en el nodo J.

La línea AB es la que presenta mayores variaciones con una subida de tensión del 3,44% a las 11,83 horas y una caída del 2,09% a las 23 horas.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	310,3 kW	23
Energía neta consumida	0,127 MWh	-
Pérdidas máximas	41,35 kW	11,83
Energía pérdidas	0,441 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,956 pu (Nodo J)	23
Máxima tensión en nodo	1,164 pu (Nodo J)	11,83

Tabla 60. Resultados simulación laboral verano

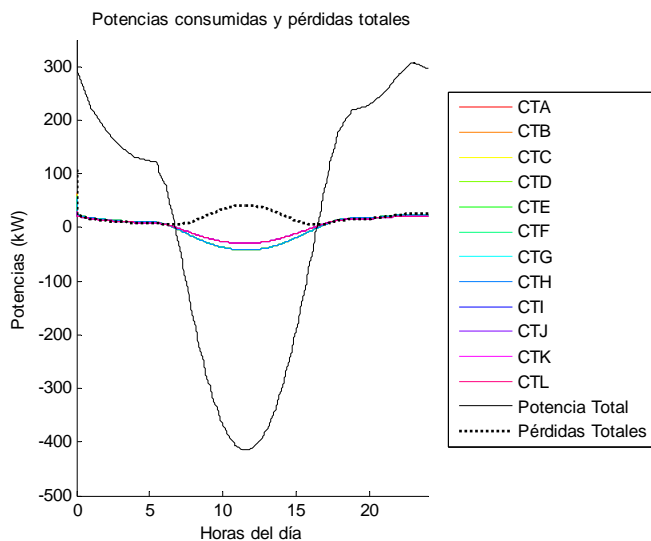


Figura 95. Potencia consumida y pérdidas

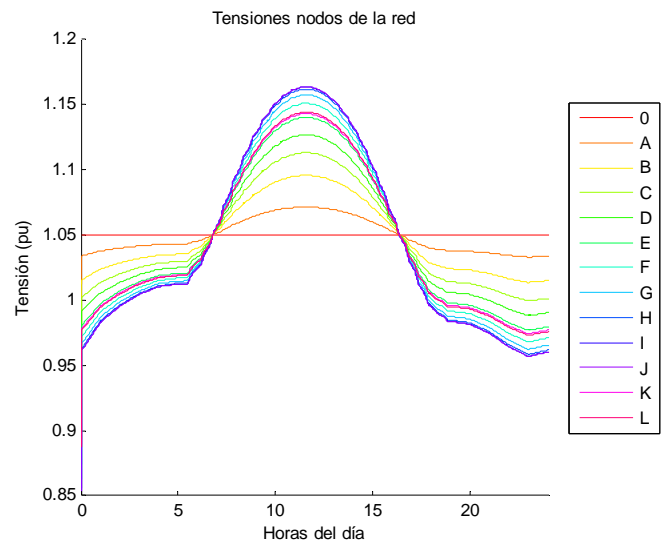


Figura 96. Tensiones nodos de la red

Día festivo invierno

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 21 horas con un consumo de 343,3 kW. El mínimo se alcanza a las 11,83 horas con -270,4 kW.

El CTH es el centro que presenta más pérdidas con un 1,46% de pérdidas a las 11,83 horas. Las pérdidas de las líneas presentan dos picos provocados por el pico de demanda a las 21 horas y por el pico de generación a las 11,83 horas. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 9,78% de pérdidas a las 21 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 31,06 kW a las 21 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 5,06%.

Las tensiones de los nodos experimentan subidas situándose hasta el 12,4% en el nodo J. Se presenta una caída de tensión que alcanza un máximo del 5,6% a las 21 horas en el nodo J.

Las caídas de tensión de las líneas siguen el mismo comportamiento. La línea AB es la que presenta mayores variaciones con una subida de tensión del 2,45% a las 11,83 horas y una caída del 2,32% a las 21 horas. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	343,3 kW	21
Energía neta consumida	1,412 MWh	-
Pérdidas máximas	43,47 kW	21
Energía pérdidas	0,365 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,946 pu (Nodo J)	21
Máxima tensión en nodo	1,124 pu (Nodo J)	11,83

Tabla 61. Resultados simulación festivo invierno

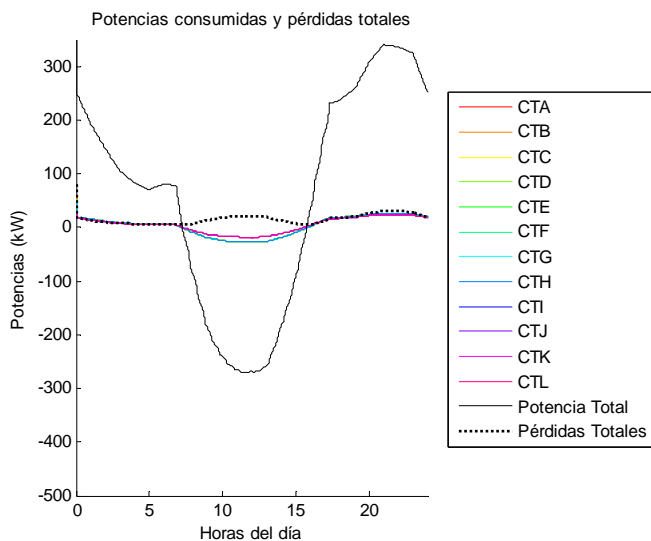


Figura 97. Potencia consumida y pérdidas

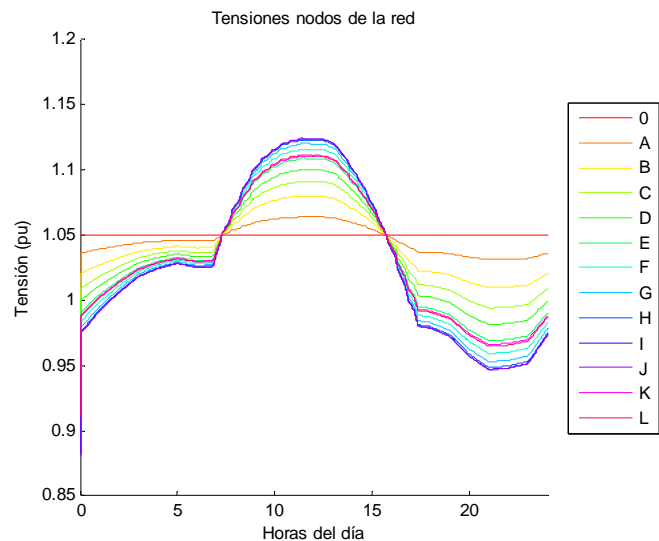


Figura 98. Tensiones nodos de la red

Día festivo verano

El máximo de consumo de potencia se alcanza a las 23 horas con un consumo de 343,3 kW. El mínimo se alcanza a las 11,83 horas con -398,4 kW.

El CTA es el centro que presenta más pérdidas con un 1,99% de pérdidas a las 11,83 horas. Las pérdidas de las líneas presentan dos picos provocados por el pico de demanda a las 23 horas y por el pico de generación a las 11,83 horas. La línea que más pérdidas presenta es la AB con un 12,10% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 38,58 kW a las 11,83 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 5,20%.

Las tensiones de los nodos experimentan subidas situándose hasta el 15,90% en el nodo J. Se presenta una caída de tensión que alcanza un máximo del 5,40% a las 23 horas en el nodo J.

La línea AB es la que presenta mayores variaciones con una subida de tensión del 3,35% a las 11,83 horas y una caída del 2,33% a las 23 horas. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	343,3 kW	23
Energía neta consumida	0,603 MWh	-
Pérdidas máximas	77,22 kW	11,83
Energía pérdidas	0,465 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,946 pu (Nodo J)	23
Máxima tensión en nodo	1,159 pu (Nodo J)	11,83

Tabla 62. Resultados simulación festivo verano

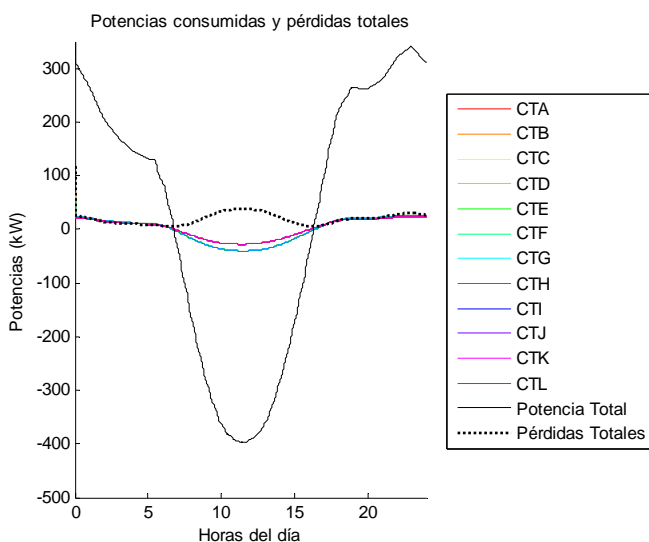


Figura 99. Potencia consumida y pérdidas

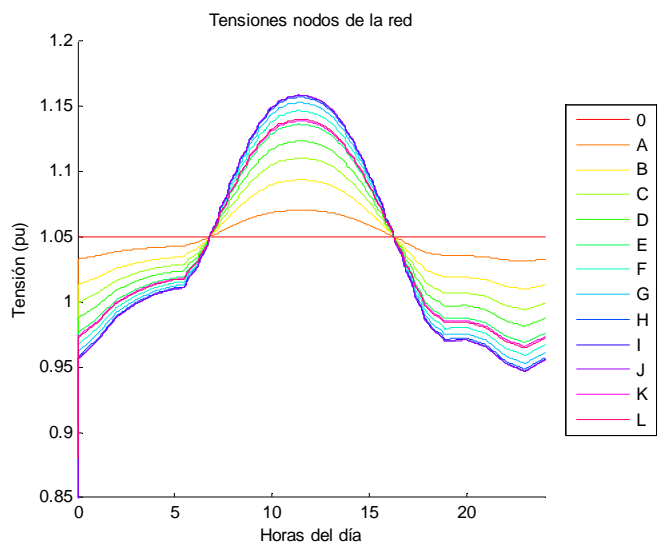


Figura 100. Tensiones nodos de la red

#### 4.4.5. Nivel 4

El nivel 4 de simulación corresponde al caso en el que la red únicamente posee instaladas tecnologías de autoconsumo del tipo solar fotovoltaica entre todos los grupos de viviendas con almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las cuatro simulaciones de este nivel:

##### Día laboral Invierno

La presencia de baterías permite a la totalidad del sistema aislarse completamente de la red. El consumo de potencia es nulo y la red únicamente aporta la potencia suficiente para abastecer las pérdidas de vacío de los transformadores. Este valor es constante y vale 5,36 kW.

Como se ha indicado las pérdidas de los centros son constantes y están constituidas por sus pérdidas en vacío al no circular por ellos ninguna carga.

Las pérdidas de las líneas son nulas al no circular por ellos ninguna corriente.

Como ya se ha indicado, las pérdidas totales de la simulación coinciden con la potencia total consumida situada en un valor constante de 5,36 kW.

Las tensiones de los nodos apenas se ven afectadas. La escasa carga de las pérdidas no provoca caídas de tensión en los nodos.

Las caídas de tensión de las líneas siguen el mismo comportamiento.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	5,36 kW	-
Energía neta consumida	128,39 kWh	-
Pérdidas máximas	5,36 kW	-
Energía pérdidas	128,39 kWh	-
Mínima tensión en nodo	0,997 pu (Nodo J)	-
Máxima tensión en nodo	1,000pu (Nodo 0)	-

Tabla 63. Resultados simulación laboral invierno

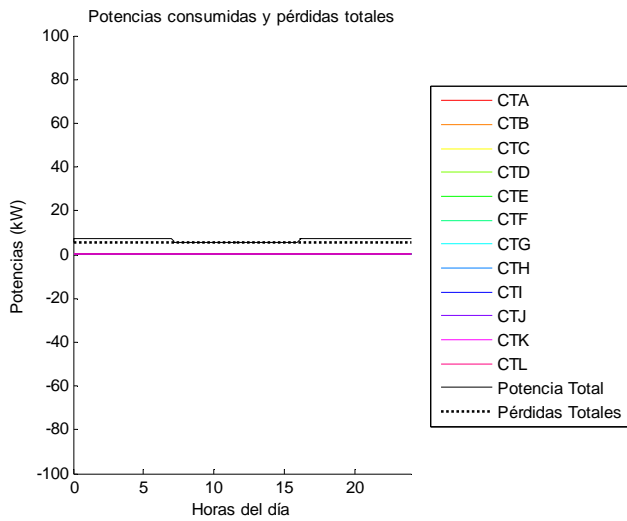


Figura 101. Potencia consumida y pérdidas

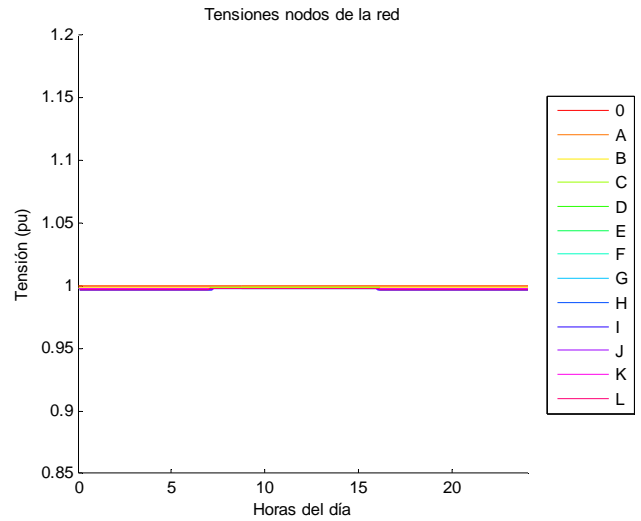


Figura 102. Tensiones nodos de la red

Día laboral Verano

La presencia de baterías permite a la totalidad del sistema aislarse completamente de la red haciendo que este escenario sea idéntico al anterior. Todos los resultados se mantienen iguales. La siguiente tabla resume los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	5,36 kW	-
Energía neta consumida	128,39 kWh	-
Pérdidas máximas	5,36 kW	-
Energía pérdidas	128,39 kWh	-
Mínima tensión en nodo	0,997 pu (Nodo J)	-
Máxima tensión en nodo	1,000pu (Nodo 0)	-

Tabla 64. Resultados simulación laboral verano

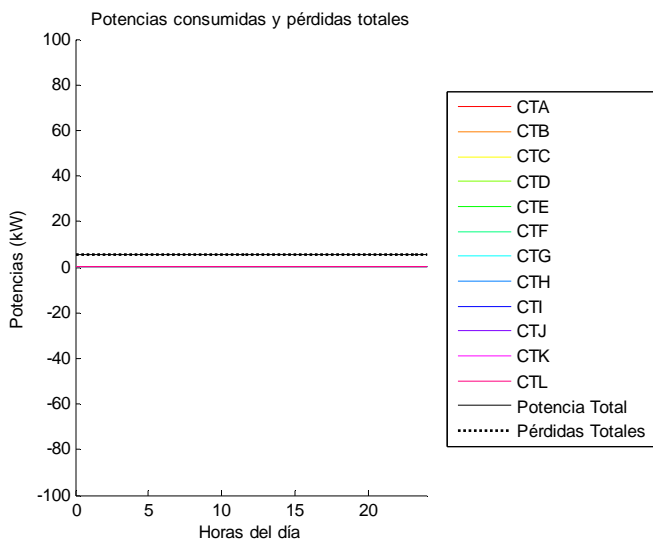


Figura 103. Potencia consumida y pérdidas

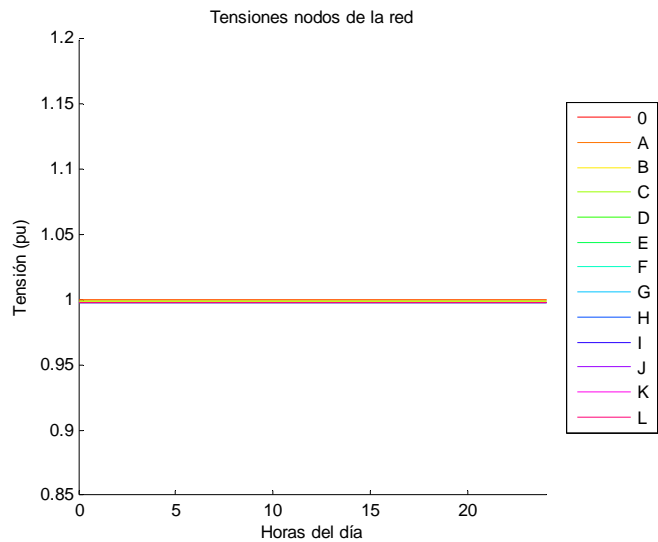


Figura 104. Tensiones nodos de la red

Día festivo Invierno

En este escenario las baterías no son capaces de aislar al sistema en su totalidad. No obstante el grado de carga del sistema es prácticamente nulo y la potencia consumida por las cargas es del mismo orden que las pérdidas.

A efectos prácticos el sistema se encuentra de nuevo aislado y los resultados son muy similares a los obtenidos en las anteriores dos simulaciones del nivel. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	15,40 kW	-
Energía neta consumida	278,38 kWh	-
Pérdidas máximas	5,37 kW	-
Energía pérdidas	129,13 kWh	-
Mínima tensión en nodo	0,993 pu (Nodo J)	-
Máxima tensión en nodo	1,000pu (Nodo 0)	-

Tabla 65. Resultados simulación festivo invierno

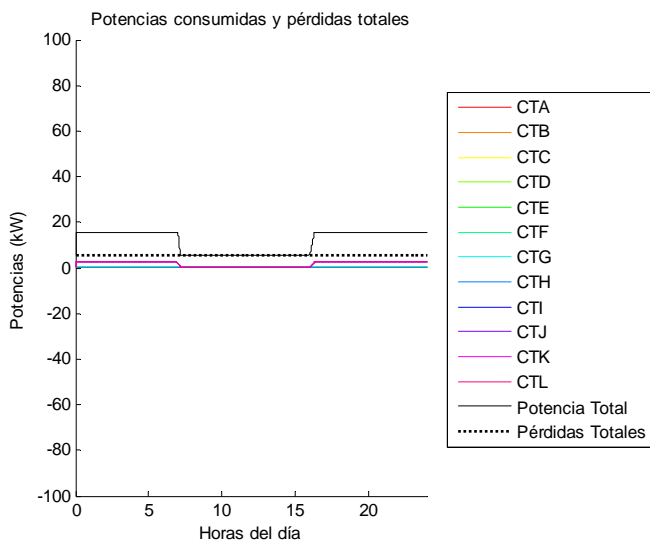


Figura 105. Potencia consumida y pérdidas

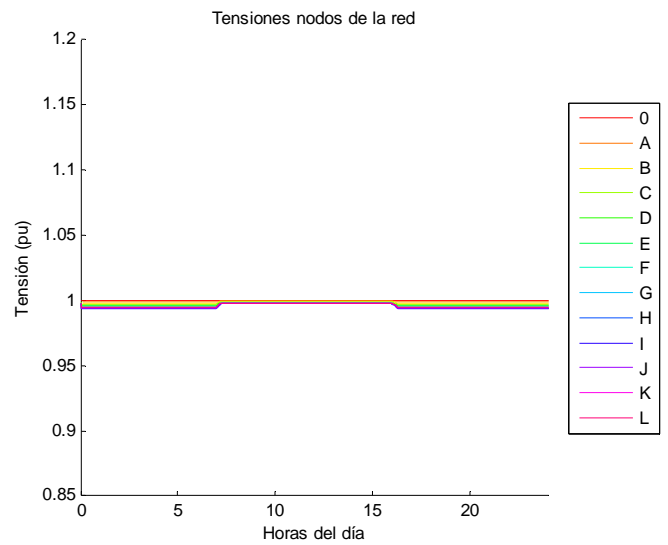


Figura 106. Tensiones nodos de la red

Día festivo Verano

En este escenario se vuelve al caso en el que el sistema se comporta como una carga aislada. Los resultados se mantienen iguales a las simulaciones anteriores.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	5,36 kW	-
Energía neta consumida	128,39 kWh	-
Pérdidas máximas	5,36 kW	-
Energía pérdidas	128,39 kWh	-
Mínima tensión en nodo	0,997 pu (Nodo J)	-
Máxima tensión en nodo	1,000pu (Nodo 0)	-

Tabla 66. Resultados simulación festivo verano

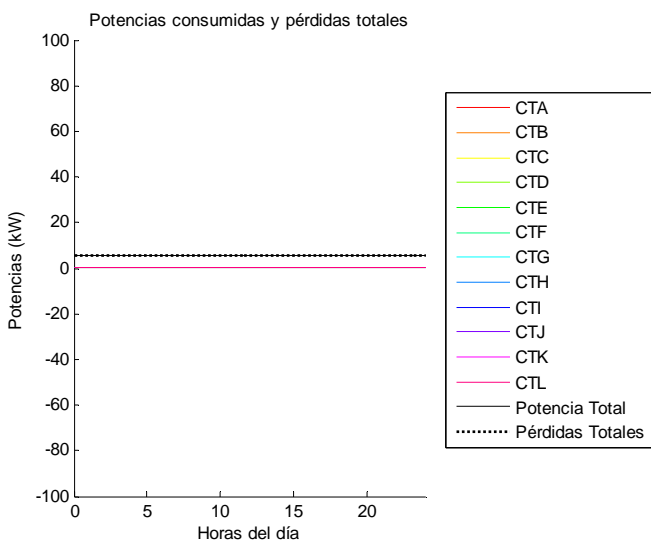


Figura 107. Potencia consumida y pérdidas

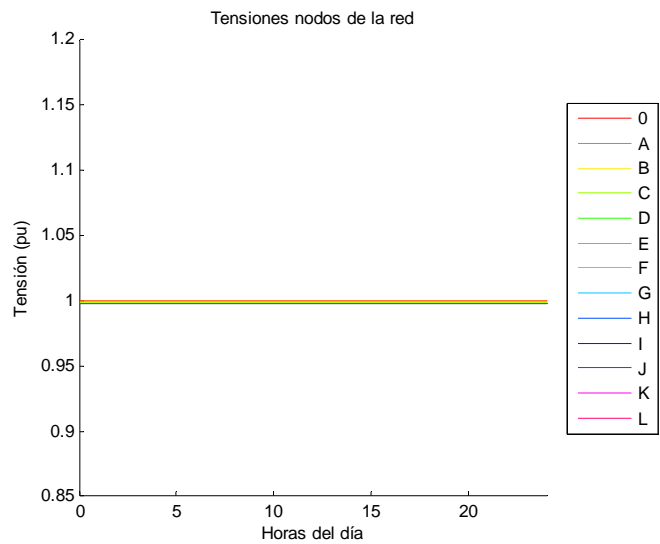


Figura 108. Tensiones nodos de la red

#### 4.5. Escenario zona industrial

A continuación se detallan las características de los cinco niveles de simulación del escenario zona rural. En este escenario únicamente se hará distinción entre día laboral y día festivo en las simulaciones. No se diferenciará periodo estacional.

##### 4.5.1. Nivel 0

El nivel 0 de simulación corresponde al caso en el que la red no posee instalado ningún elemento de autoconsumo.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las dos simulaciones de este nivel:

##### Día laboral

Las potencias siguen un perfil claramente industrial. El máximo de consumo de potencia se alcanza al inicio de la jornada laboral a las 9 horas con un consumo de 1635 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 2 horas con un consumo de 427,1 kW.

Las pérdidas de todos los centros siguen un perfil similar aunque aumentan en aquellos nodos con mayor caída de tensión. El CTE es el que más pérdidas presenta con un 2,18% de pérdidas a las 9 horas.

Las pérdidas de las líneas son mayores conforme se acercan al nudo inicial. La línea más cargada es la línea HA con un índice de pérdidas del 1,85 % a las 9 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 134,60 kW a las 9 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 8,23%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión, el nodo que presenta mayor caída de tensión es el nodo más alejado del nodo inicial. Este nodo corresponde con el nodo E que presenta una caída de tensión máxima del 9,71% a las 9 horas.

En cuanto a las caídas de tensión de las líneas, al igual que las pérdidas, aumentan según se acercan al nodo inicial. La línea con más caída es la HA con una caída del 4,19%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	1635 kW	9
Energía neta consumida	26,11 MWh	-
Pérdidas máximas	134,60 kW	9
Energía pérdidas	1,82 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,953 pu (Nodo E)	9

Tabla 67. Resultados simulación día laboral

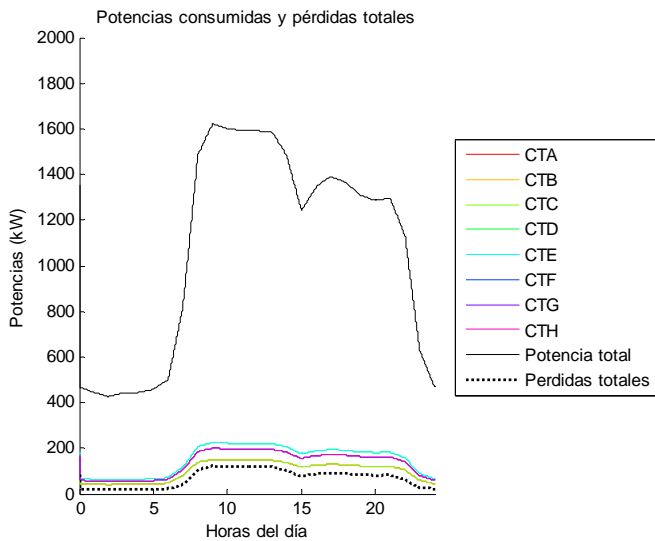


Figura 109. Potencia consumida y pérdidas

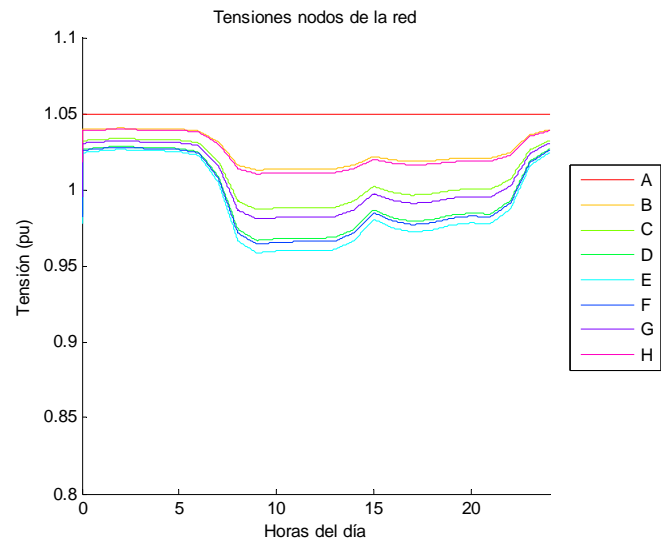


Figura 110. Tensiones nodos de la red

### Día festivo

El consumo de potencia se reduce drásticamente en esta simulación. El máximo de consumo de potencia 8 horas con un consumo de 534,9 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 17 horas con un consumo de 236,4 kW.

Las pérdidas de todos los centros también disminuyen. El CTD es el que más pérdidas presenta con un 0,80% de pérdidas a las 8 horas.

Las pérdidas de las líneas también se reducen pero siguiendo un comportamiento similar. La línea con más pérdidas es la línea HA con un índice de pérdidas del 0,19 % a las 8 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 25,74 kW a las 8 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 4,81%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión, el comportamiento se mantiene con respecto al día laboral pero con menos caída. El nodo E es el que presenta mayor caída de tensión con un 3,09% a las 8 horas.

La línea con más caída es la HA con una caída del 1,34%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	534,9 kW	8
Energía neta consumida	8,91 MWh	-
Pérdidas máximas	25,74 kW	8
Energía pérdidas	0,47 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,969 pu (Nodo E)	8

Tabla 68. Resultados simulación día festivo

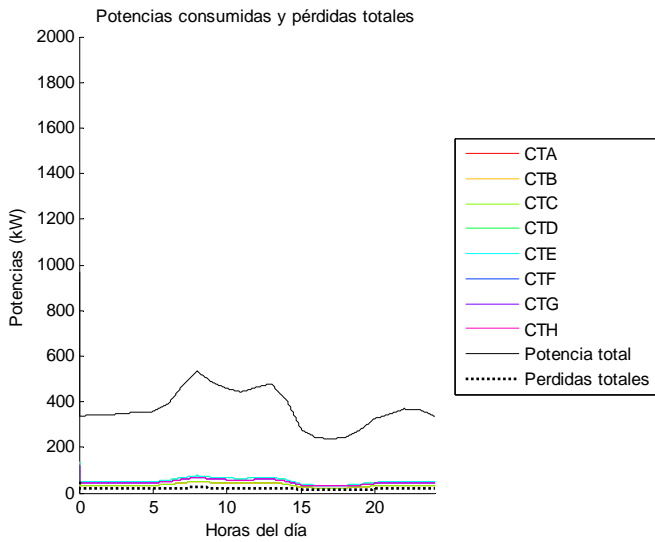


Figura 111. Potencia consumida y pérdidas

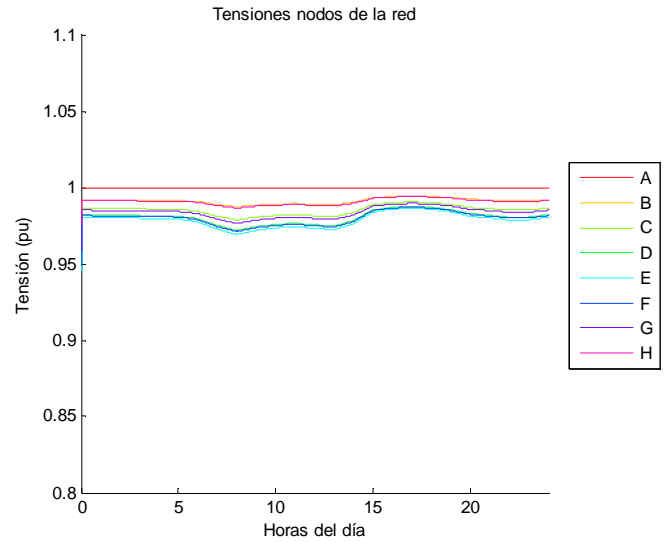


Figura 112. Tensiones nodos de la red

## 4.5.2. Nivel 1

El nivel 1 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada diferentes tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores sin posibilidad de instalación de baterías.

El reparto de las tecnologías queda recogido en la siguiente tabla:

Todos los consumos poseerán un factor de potencia de 0.95 inductivo.

Locales industriales	
Denominación	Tecnología instalada
L.I.1	Solar fotovoltaica
L.I.2	Ninguna tecnología
L.I.3	Eólico
L.I.4	Ninguna tecnología
L.I.5	Solar fotovoltaica
L.I.6	Solar fotovoltaica
L.I.7	Cogeneración
L.I.8	Eólico
L.I.9	Solar fotovoltaica
L.I.10	Cogeneración
L.I.11	Ninguna tecnología
L.I.12	Solar fotovoltaica
L.I.13	Cogeneración
L.I.14	Ninguna tecnología
L.I.15	Solar fotovoltaica
L.I.16	Ninguna tecnología
L.I.17	Cogeneración
L.I.18	Cogeneración
L.I.19	Ninguna tecnología
L.I.20	Solar fotovoltaica
L.I.21	Ninguna tecnología

Tabla 69. Información reparto tecnologías escenario industrial

Dentro de este reparto de tecnologías se han considerado los siguientes criterios:

- Los locales industriales sin ninguna tecnología instalada consumirán potencia de forma normal.
- La irradiación solar considerada en las simulaciones será la de un día de invierno al ser ésta la más desfavorable.

La superficie de tejado disponible considerada para los locales industriales será aquella que minimice la transferencia de potencia a la red. Los valores a emplear serán de 1500 m<sup>2</sup> para las pequeñas industrias, 2250 m<sup>2</sup> para las medianas y 3000 m<sup>2</sup> para las grandes.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las dos simulaciones de este nivel:

### Día laboral

En este nivel se observa una clara disminución de la potencia consumida. El máximo de consumo de potencia se alcanza al inicio de la jornada laboral a las 21,17 horas con un consumo de 1193 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 5,33 horas con un consumo de 241,3 kW.

Las pérdidas de todos los también disminuyen. El CTE es el que más pérdidas presenta con un 1,54% de pérdidas a las 21,17 horas. La línea con más pérdidas vuelve a ser la línea HA con un índice de pérdidas del 1,07% a las 21,17 horas. Las pérdidas totales disminuyen respecto al nivel anterior. Se sitúan en un valor de 80,67 kW a las 21,17 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 6,76%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión, se aprecia el efecto de las tecnologías de autoconsumo en las horas centrales del día. El nodo E es el que presenta una mayor caída de tensión con una del 7,26% a las 21,17 horas. La línea con más caída es la HA con una caída del 3,18%. La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	1193 kW	21,17
Energía neta consumida	16,60 MWh	-
Pérdidas máximas	80,67 kW	21,17
Energía pérdidas	0,87 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,981 pu (Nodo E)	21,17

Tabla 70. Resultados simulación día laboral

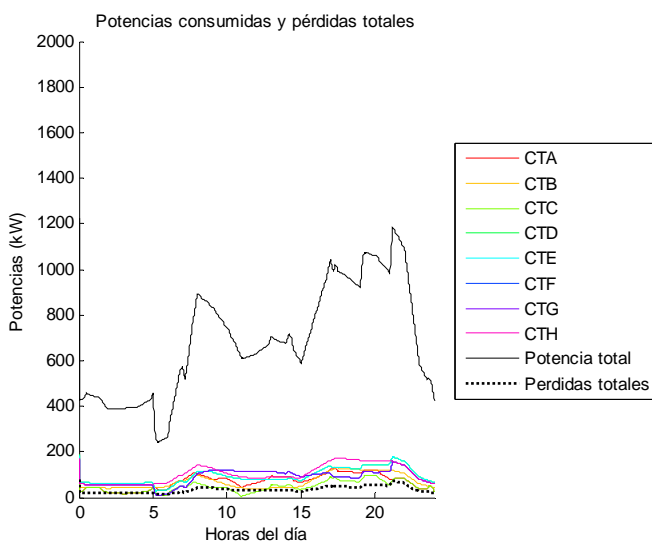


Figura 113. Potencia consumida y pérdidas

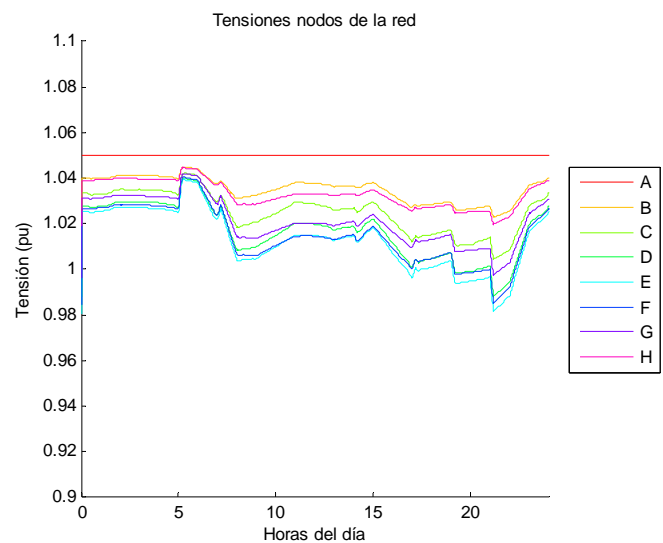


Figura 114. Tensiones nodos de la red

Día festivo

El consumo de potencia vuelve a reducirse en esta simulación. El máximo de consumo de potencia 6,83 horas con un consumo de 457,5 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 11 horas con un consumo de -137,6 kW.

Las pérdidas de los centros siguen siendo mínimas. El CTB es el que más pérdidas presenta con un 0,80% de pérdidas a las 11,83 horas.

La línea con más pérdidas es la línea HA con un índice de pérdidas del 0,14 % a las 6,83 horas. Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 22,45 kW a las 6,83 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 4,91%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión, destaca la subida de tensión en las horas centrales del día debido al efecto de las tecnologías de autoconsumo. El nodo E es el que presenta mayor caída de tensión con un 2,64% a las 6,83 horas. La línea con más caída es la HA con una caída del 1,34%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	457,5 kW	6,83
Energía neta consumida	4,75 MWh	-
Pérdidas máximas	22,45 kW	6,83
Energía pérdidas	0,41 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,974 pu (Nodo E)	6,83
Máxima tensión en nodo	1,005 (Nodo C)	11

Tabla 71. Resultados simulación día festivo

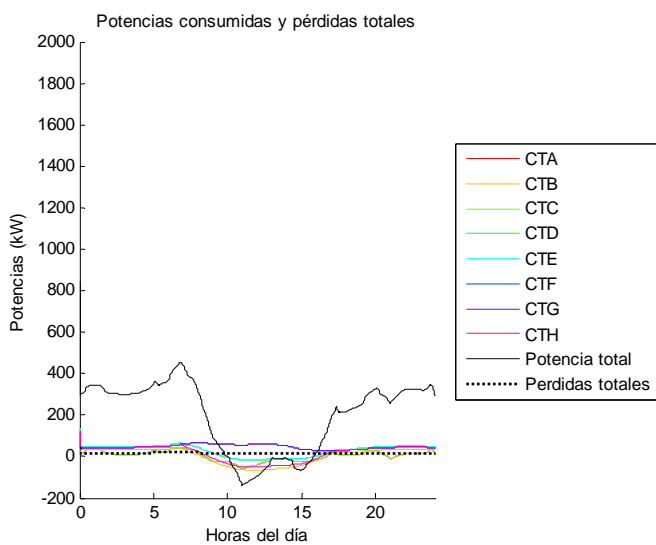


Figura 115. Potencia consumida y pérdidas

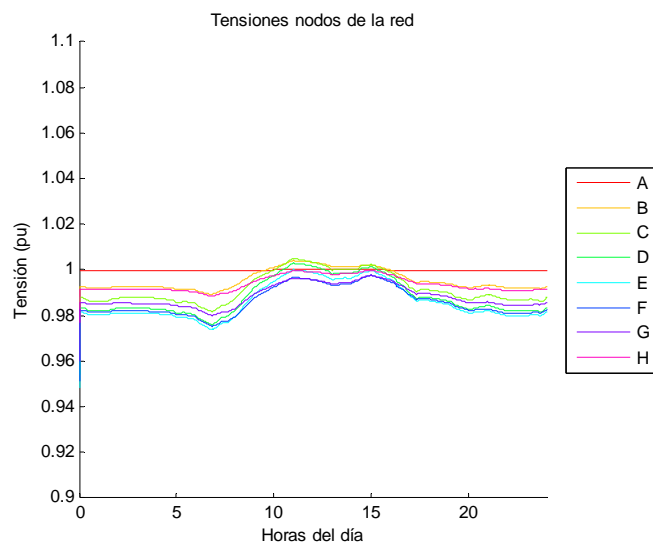


Figura 116. Tensiones nodos de la red

#### 4.5.3. Nivel 2

El nivel 2 de simulación corresponde al caso en el que la red posee instalada diferentes tecnologías de autoconsumo entre los distintos consumidores con posibilidad de instalación de baterías.

Se ha decidido no realizar la simulación de este nivel ya que la potencia almacenada en las baterías es inexistente en el caso del día laboral y apenas apreciable en el caso del día festivo. Los resultados obtenidos son iguales a los del nivel 1 por lo que resulta innecesaria la simulación.

#### 4.5.4. Nivel 3

El nivel 3 de simulación corresponde al caso en el que la red únicamente posee instalada tecnologías de autoconsumo del tipo solar fotovoltaica entre todos los locales industriales sin almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las dos simulaciones de este nivel:

##### Día laboral

El consumo de potencia refleja el efecto de la tecnología solar. El máximo de consumo de potencia 17,33 horas con un consumo de 1391 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 12,17 horas con un consumo de -167,3 kW.

Las pérdidas de los centros son mínimas a lo largo del día pero aumentan enormemente en cuanto desaparece la generación solar. El CTE es el que más pérdidas presenta con un 1,72% de pérdidas a las 17,33 horas.

Las pérdidas de las líneas siguen el mismo comportamiento que los centros de transformación. La línea con más pérdidas es la línea HA con un índice de pérdidas del 1,33% a las 17,33 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 99,95 kW a las 17,33 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 7,18%.

En el apartado de caídas de tensión de los nodos, destaca la subida de tensión en las horas centrales del día. El nodo E es el que presenta mayor caída de tensión con un 8,19% a las 17,33 horas. La línea con más caída sigue siendo la HA con una caída del 3,55%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	457,5 kW	17,33
Energía neta consumida	11,44 MWh	-
Pérdidas máximas	22,45 kW	17,33
Energía pérdidas	0,89 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,968 pu (Nodo E)	17,33
Máxima tensión en nodo	1,059 (Nodo E)	11

Tabla 72. Resultados simulación día laboral

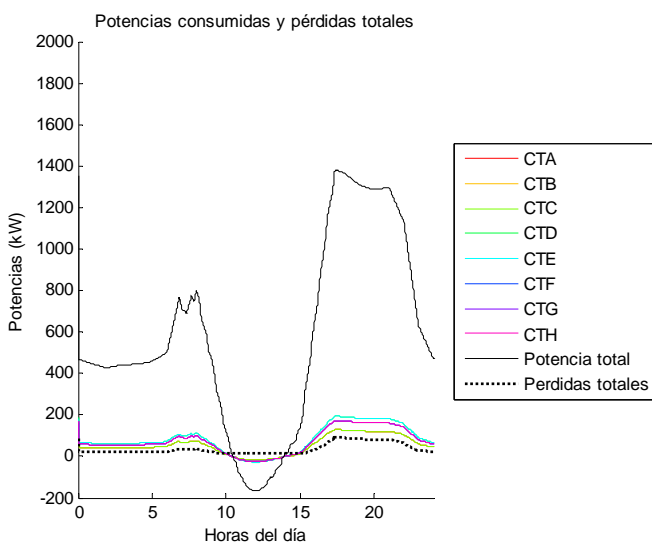


Figura 117. Potencia consumida y pérdidas

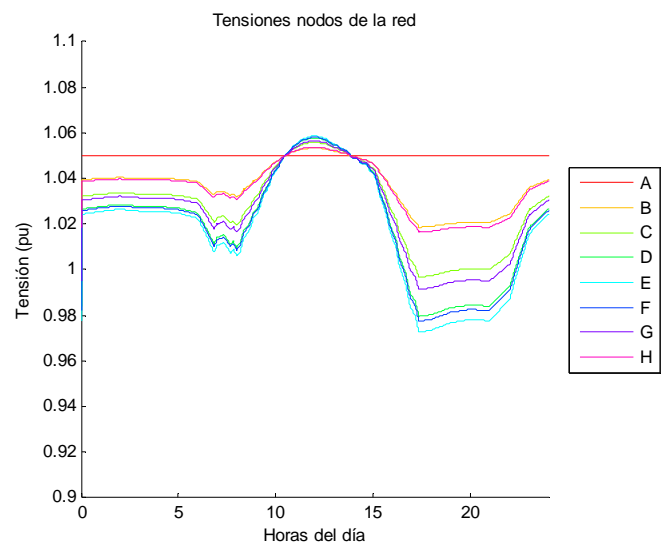


Figura 118. Tensiones nodos de la red

### Día festivo

El bajo consumo de potencia combinado con la generación de las placas fotovoltaicas hacen que se produzca una alta transferencia de potencia a la red. El máximo de consumo de potencia 6,83 horas con un consumo de 457,5 kW. El mínimo se alcanza de madrugada a las 11,83 horas con un consumo de -1148,0 kW.

Las pérdidas de los centros se producen en el pico de generación. El CTE es el que más pérdidas presenta con un 1,47% de pérdidas a las 11,83 horas.

Las pérdidas de las líneas siguen el mismo esquema. La línea con más pérdidas es la línea HA con un índice de pérdidas del 0,82 % a las 11,83 horas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 69,07 kW a las 11,83 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 6,02%.

En cuanto al apartado de caídas de tensión, el momento más desfavorable se produce en las horas centrales del día debido al efecto de las tecnologías de autoconsumo. El nodo E es el que presenta mayor caída de tensión con un 2,64% a las 6,83 horas. La línea con más caída (subida) es la HA con una caída del -2,71%.

La siguiente tabla y gráficos resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	457,5 kW	6,83
Energía neta consumida	-4,45 MWh	-
Pérdidas máximas	69,07 kW	6,83
Energía pérdidas	0,81 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,974 pu (Nodo E)	6,83
Máxima tensión en nodo	1,062 (Nodo E)	11,83

Tabla 73. Resultados simulación día festivo

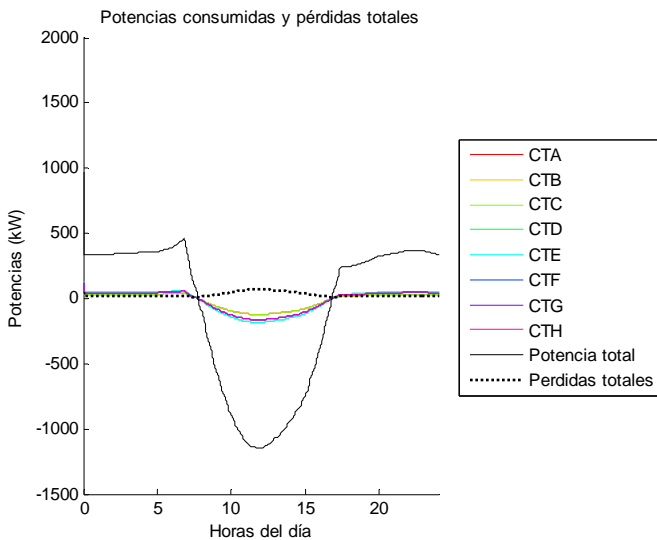


Figura 119. Potencia consumida y pérdidas

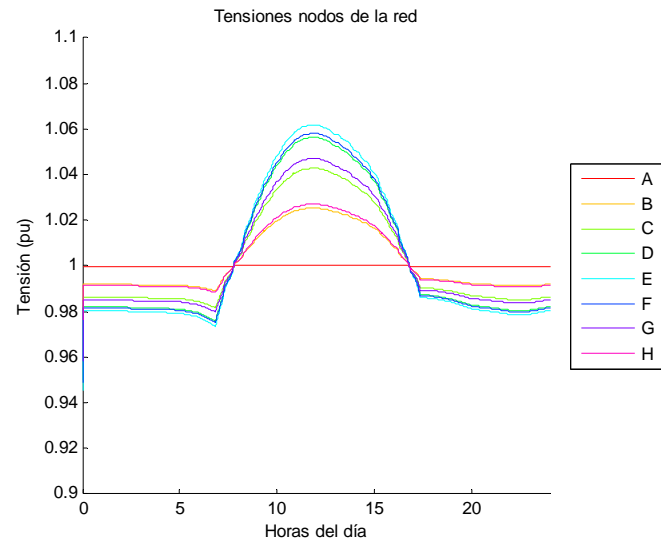


Figura 120. Tensiones nodos de la red

#### 4.5.5. Nivel 4

El nivel 4 de simulación corresponde al caso 3 con almacenamiento de potencia en baterías.

Tanto los scripts de este nivel como los resultados completos pueden encontrarse en el Anexo II y el Anexo III. A continuación se muestran los resultados más relevantes para las dos simulaciones de este nivel:

Día laboral

El efecto de las baterías se refleja en una disminución del consumo máximo de potencia respecto al nivel anterior. El máximo de consumo se encuentra en 1212 kW de 17 a 21,5 horas. El mínimo, que corresponde con las pérdidas totales de ese periodo, se alcanza de 10 a 14 horas con un consumo de 13,83 kW.

Las pérdidas de los siguen el mismo perfil de que el consumo de potencia. De 17 a 21,5 horas se mantienen constantes alcanzando su máximo. El máximo valor lo alcanza el CTE en ese periodo con unas pérdidas del 1,45%.

Las pérdidas de las líneas siguen el mismo comportamiento que los centros de transformación. La línea con más pérdidas es la línea HA con un índice de pérdidas del 1 %.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor de 78,53 kW de 17 a 21,5 horas. El valor porcentual correspondiente se sitúa en el 6,48%.

En el apartado de caídas de tensión de los nodos, destaca que en las horas centrales del día no se produce caída. El nodo E es el que presenta mayor caída de tensión con un 7,1% de 17 a 21,5 horas. La línea con más caída sigue siendo la HA con una caída del 3,08%. La siguiente tabla y gráficas resumen los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	1212 kW	17 a 21,5
Energía neta consumida	13,97 MWh	-
Pérdidas máximas	78,53 kW	17 a 21,5
Energía pérdidas	0,86 MWh	-
Mínima tensión en nodo	0,979 pu (Nodo E)	17 a 21,5

Tabla 74. Resultados simulación día laboral

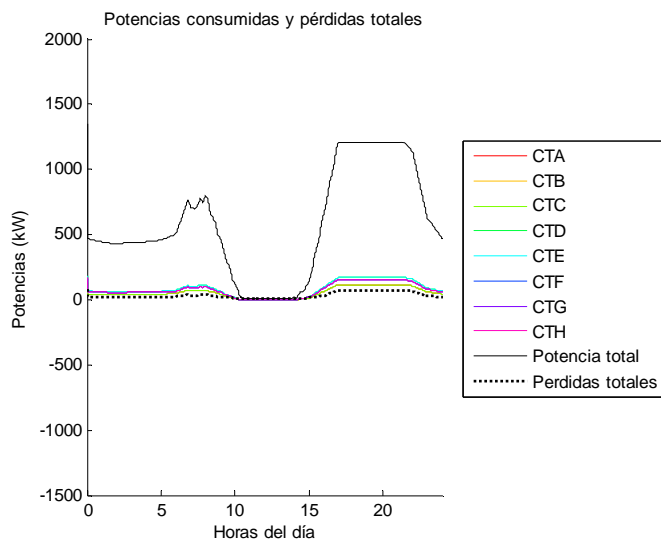


Figura 121. Potencia consumida y pérdidas

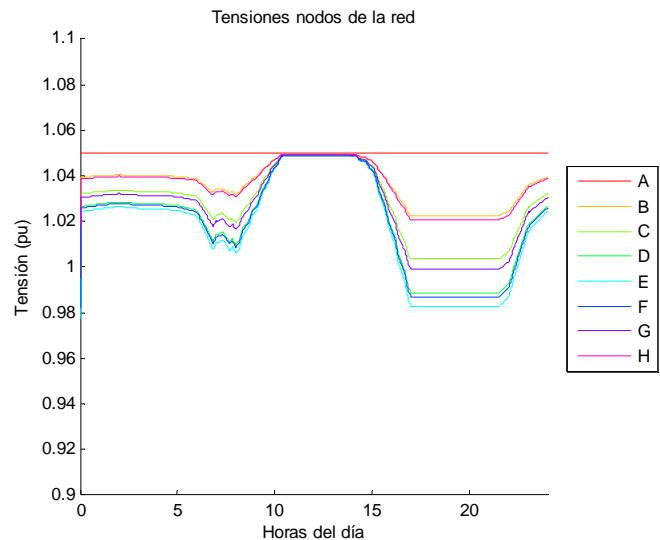


Figura 122. Tensiones nodos de la red

Día festivo

El bajo consumo de potencia combinado con la tecnología de las baterías hacen que no se produzca consumo de potencia por parte de la red salvo las pérdidas de los centros de transformación. Este consumo es constante en todo el día y vale 13,83 kW.

Las pérdidas de los centros constituyen únicamente las pérdidas de vacío. Todos los centros poseen pérdidas iguales situándose en el 0,69%.

Las pérdidas de las líneas son nulas pues no circula carga por ellas.

Las pérdidas totales de la simulación se sitúan en un valor constante de 13,83 kW coincidiendo con el consumo total de la simulación.

La caída de tensión de los nodos es prácticamente inexistente. Únicamente afecta la carga que circula por las líneas debido a las pérdidas de los centros de transformación.

La siguiente tabla resume los resultados de esta simulación:

	Valor	Hora
Potencia máxima	13,83 kW	-
Energía neta consumida	330 kWh	-
Pérdidas máximas	13,83 kW	-
Energía pérdidas	330 kWh	-
Mínima tensión en nodo	0,999 pu (Nodo H)	-

Tabla 75. Resultados simulación día festivo

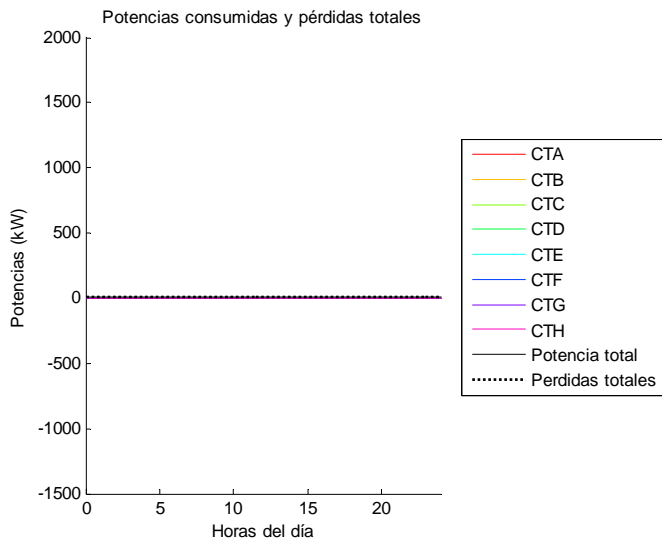


Figura 123. Potencia consumida y pérdidas

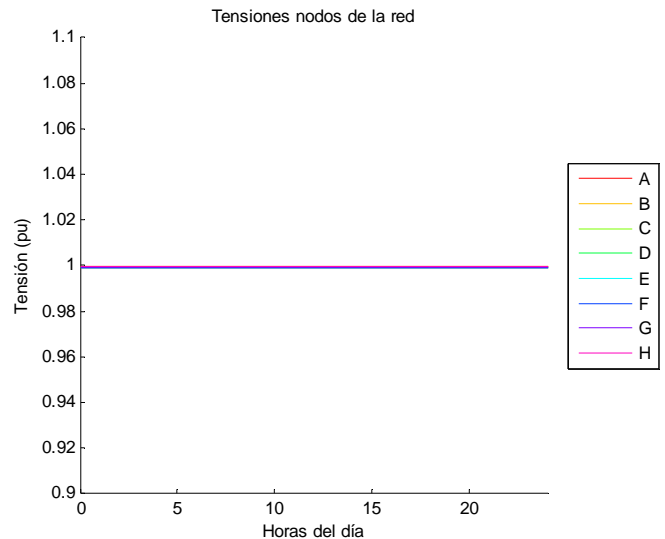


Figura 124. Tensiones nodos de la red

A partir de todas las simulaciones se recoge en la siguiente tabla una recopilación de los resultados más relevantes. Para comparar el modelo con los valores reales del sistema eléctrico se considerará que el consumo del escenario industrial representa el 33% del consumo eléctrico total, el escenario urbano representará el 50% y el escenario rural el 16%. Se tendrá en cuenta el número de días laborables y festivos de todo un año.

	Energía consumida anual (MWh)	Pérdidas anuales (MWh)	Porcentaje pérdidas (%)
Nivel 0	5.232,04	458,14	8,76
Nivel 1	3.452,72	224,72	6,51
Nivel 2	3.466,76	219,16	6,32
Nivel 3	2.700,91	174,17	6,45
Nivel 4	3.059,77	158,76	5,19

Tabla 76. Resumen resultados de las simulaciones

	Ahorro Energético (%)
Nivel 1	34,01
Nivel 2	33,74
Nivel 3	48,38
Nivel 4	41,52

Tabla 77. Ahorro energético de cada escenario



# 5

## Análisis del impacto de la implantación del autoconsumo en la red de transporte y la regulación del sistema eléctrico

---

## **5. Análisis del impacto de la implantación del autoconsumo en la red de transporte y la regulación del sistema eléctrico.**

### 5.1. Introducción del capítulo

El presente capítulo pretende analizar el impacto del autoconsumo en el subsistema de transporte dentro del sistema eléctrico nacional. Este análisis se llevará a cabo desde un punto de vista teórico con las tecnologías tratadas en el capítulo anterior, aunque la tecnología solar tendrá preferencia.

El segundo aspecto que tratará el capítulo son los posibles impactos que poseerá la introducción del autoconsumo en la regulación y operación del sistema eléctrico. En este punto se revisarán las consecuencias de la introducción de un importante bloque de generación no controlada por el sistema.

### 5.2. Impactos sobre la red de transporte

La red de transporte nacional tiene como fin de interconectar los principales puntos de producción con las zonas de consumo reduciendo al mínimo las pérdidas eléctricas y asegurando la calidad del suministro. Los requisitos técnicos de la red y de las líneas son muy altos. Para minimizar las pérdidas la tensión de las líneas es muy elevada. El límite superior de tensión a nivel nacional se sitúa en 400kV. La fiabilidad del suministro hace que la configuración de la red sea altamente mallada. La interconexión de las líneas se produce en las subestaciones que permiten redirigir la potencia entre las líneas en caso de producirse falta en alguna de ellas. Cuanto mayor es la potencia a transportar en una zona más mallada es la red.

Las líneas poseen una potencia máxima que pueden transportar. Para una línea el límite viene dado por la máxima temperatura máxima admisible. La potencia máxima transferible es vital pues la instalación de nuevas líneas supone una alta inversión para el sistema eléctrico.

Uno de los retos que afronta el sistema eléctrico es el de aumentar la potencia máxima transportada por las líneas. La mayor parte del territorio nacional no puede albergar nuevas instalaciones y el aumento de nuevos focos de consumo es constante. Por ello las nuevas inversiones van enfocadas en reformar las líneas existentes para incrementar su capacidad y evitar de esta forma la necesidad de construir nuevas instalaciones. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo publica en su informe "Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020" la previsión de estas reformas e inversiones. Las siguientes tablas muestran las reformas a realizar en la red junto con su coste de inversión en M€:

<b>Subestaciones</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Nuevas Posiciones	114	190
<b>Ramas [km de circuito]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Línea	786	613
Cable	0	121
Repotenciación / Inc. Cap.	2.478	1.692
Enlace submarino 132 kV	90 <sup>(1)</sup>	
<b>Transformación [MVA]</b>	<b>400/220</b>	
	3.900	
<b>Compensación [Mvar]</b>	<b>400 kV</b>	<b>220 kV</b>
Reactancias	1.200	200
Condensadores	0	100

<sup>(1)</sup> Incluye enlace submarino Península-Ceuta

Tabla 78. Actuaciones de la red (unidades físicas) para el período 2015-2020

	<b>RRTT</b>	<b>SdS</b>	<b>Fiab</b>	<b>Int</b>	<b>ATA</b>	<b>EvGen</b>	<b>Alm</b>	<b>ApD</b>	<b>Total</b>
Península	552	232	121	36	43	10	5	293	1.292
Baleares	22	63	7	53	0	0	0	24	169
Canarias	109	239	51	140	0	84	0	2	624
Conex. Interinsulares Baleares				299					299
Conex. Interinsulares Canarias				106					106
Conexión Península-Ceuta				129					129
<b>TOTAL</b>	<b>682</b>	<b>534</b>	<b>178</b>	<b>763</b>	<b>43</b>	<b>93</b>	<b>5</b>	<b>320</b>	<b>2.619</b>

Tabla 79. Coste de las actuaciones (M€) para el período 2015-2020

Siendo cada uno de los términos:

- RRTT: Resolución de restricciones técnicas.
- SdS: Seguridad del suministro de la red. En este término quedan recogidos los costes de la repotenciación de las líneas.
- Fiab: Fiabilidad del sistema.
- Int: Conexiones internacionales.
- ATA: Alimentación del tren de alta velocidad.
- EvGen: Evacuación de generación.
- Alm: Almacenamiento.
- ApD: Apoyo a grandes consumidores (No incluye ATA).

El autoconsumo puede constituir la solución a este problema. En el capítulo anterior se observó el comportamiento que conlleva la introducción del autoconsumo en la red de distribución. En las zonas urbanas e industriales con altas demanda de potencia el volcado de energía a la red era mínimo y era reabsorbido por otros consumos dentro de la misma red. Aún en las horas centrales del día en el que la generación de los paneles fotovoltaicos era máxima no se superaba la capacidad máxima para la que estaban diseñadas las líneas.

Con ello se consigue reducir la necesidad de repotenciar las líneas de transporte. El aumento de la demanda eléctrica seguirá sucediendo pero gracias al autoconsumo parte de esta demanda será abastecida por los propios usuarios de la red y no será necesario producirla en las centrales y transportarla en las redes.

Los resultados del capítulo anterior permiten calcular el ahorro energético en términos de MWh. Estos resultados arrojan que el ahorro energético eléctrico es del orden del 35% para un escenario con tecnologías mixtas de autoconsumo y del 45% si se implanta un escenario con tecnología únicamente solar fotovoltaica. No obstante es importante remarcar que estos valores constituyen los resultados de unos escenarios muy específicos en los que el grado de penetración del autoconsumo alcanza su potencial máximo con las tecnologías actuales.

En cuanto al apartado de la fiabilidad de la red de transporte, ésta no se vería comprometida. El autoconsumo se introduce en la red de distribución y el mallado de la red junto con la configuración de las subestaciones permite el flujo de potencia en ambas direcciones estando las protecciones del sistema correctamente configuradas para ello.

### 5.3. Impactos sobre la regulación del sistema

La estabilidad del sistema eléctrico depende de un equilibrio constante entre la potencia generada y la potencia consumida. Este equilibrio implica que tanto la potencia activa y reactiva generadas deben de ser en todo momento iguales a la potencia activa y reactiva consumidas.

El equilibrio se realiza por medio de dos regulaciones: la regulación de la potencia activa por un lado y la regulación de potencia reactiva por otro. La regulación de potencia activa se consigue por medio de un control de la frecuencia nominal de la red. En condiciones normales, la potencia suministrada por las turbinas de las centrales de generación del sistema es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas del sistema junto con las pérdidas producidas. En un momento determinado puede producirse una variación del consumo en forma de un aumento de la demanda o una disminución de la misma. Si se produce un exceso de demanda, la potencia mecánica de las turbinas no es suficiente para abastecer el consumo produciéndose una disminución de la frecuencia de giro de los generadores que se traduce en una disminución de la frecuencia del sistema. Con una disminución de la demanda el proceso es similar pero invertido. El exceso de generación produce el aumento de la velocidad de giro de los generadores del sistema aumentando la frecuencia de la red. Este comportamiento a nivel del eje se rige por el equilibrio de los pares mecánicos mostrados en la siguiente fórmula:

$$M_{\text{Motor}} - M_{\text{carga}} = J * \frac{dw}{dt} \quad (16)$$

Cuando se produce un desequilibrio actúa la regulación primaria de frecuencia. Esta regulación, que tiene un orden de actuación de 2 a 20 segundos, se lleva a cabo de forma automática por los generadores síncronos del sistema que ajustan la potencia mecánica de sus generadores para adaptarse al cambio de la demanda de potencia activa, ya sea subiéndola o bajándola. Esta regulación no devuelve la frecuencia a su valor de consigna pero sí detiene la variación de la misma.

Para devolver a la frecuencia a su valor nominal actúa la regulación secundaria. Se lleva a cabo por medio de los sistemas de control automático de generación (ACG) y su función es la de devolver el valor de frecuencia de la red a su valor nominal restableciendo los flujos de carga programadas entre las zonas afectadas. El orden de actuación es de 20 segundos a los 2 minutos en función de los generadores.

Las reservas de potencia activa de la regulación secundaria se agotan tras su uso por lo que existe una tercera regulación cuya función es la de reponer las reservas a su nivel normal. La regulación terciaria cumple con este objetivo. El tiempo de actuación es del orden de 15 minutos.

La regulación primaria es considerada un servicio por la ley como un servicio obligatorio y gratuito cuya prestación es obligatoria para las centrales con generadores síncronos. Las regulaciones secundaria y terciaria son consideradas por la ley como unos servicios complementarios, protestativos y remunerados que son ofertados cada día por las centrales.

La potencia reactiva se regula de forma local. Su control se realiza en las subestaciones del sistema actuando sobre las tomas de los transformadores en carga, conectando o desconectando condensadores y reactancias o empleando dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

La operación del sistema es gestionada y controlada por la figura del operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica Española (REE). En el centro de control eléctrico (CECOEL) se supervisa en tiempo real la estabilidad del sistema y se dan las órdenes de actuación en caso de faltas.

Las tecnologías de autoconsumo son capaces de aportar cierta estabilidad al sistema ofreciendo un bloque de generación de emergencia ante faltas en la red. La demanda acogida al autoconsumo siempre podrá disponer de un suministro extra. No obstante este soporte no es controlado por el operador del sistema como lo son las centrales de generación que realizan los servicios de regulación. A esto se le añade la incertidumbre que presentan muchas tecnologías, como la solar o la eólica, que dependen completamente de las condiciones meteorológicas para operar. Este problema puede gestionarse introduciendo de forma paralela al autoconsumo el diseño de las “Redes inteligentes”.

Sobre este concepto se ha profundizado mucho. Este tipo de redes están formadas por redes eléctricas convencionales a las que se les añade tecnologías de monitorización y control que permiten la comunicación entre los consumidores y las compañías eléctricas. En esencia estas redes persiguen el cambio de la operación de la red de distribución que tradicionalmente se ha llevado a cabo de forma pasiva a una operación activa. Esto permitiría a los consumidores con tecnologías de autoconsumo ser coordinados por el sistema para ofrecer un mejor servicio a la red y mejorar su calidad.

A nivel nacional se ha avanzado en este aspecto gracias a la instalación de una nueva generación de contadores electrónicos en las viviendas que permiten medir el consumo en tiempo real. Estos contadores se instalaron con la iniciativa de poder cargar al consumidor con precios en sus tarifas acordes con el precio de la electricidad en el mercado eléctrico en lugar de cargarles con un precio medio. Sin embargo, la información de estos contadores está al alcance del operador del sistema (REE) y en un futuro podrían utilizarse con los propósitos descritos en los anteriores párrafos.

6

Estudio de rentabilidad y análisis  
legislativo del autoconsumo en  
España

---

## 6. Estudio de rentabilidad y análisis legislativo del autoconsumo en España

### 6.1. Introducción del capítulo

El siguiente capítulo pretende realizar una aproximación a los costes económicos que posee la implantación generalizada de las tecnologías de autoconsumo en el territorio nacional para el sistema eléctrico y la administración pública en general.

Una vez realizada esta aproximación el capítulo estudiará también la situación legislativa del autoconsumo en España.

### 6.2. Estudio económico y de rentabilidad

El estudio económico de la instalación de las tecnologías de autoconsumo en España obliga necesariamente a realizarse desde el ámbito del autoconsumidor y desde el ámbito del sistema. Por ello el estudio económico de este capítulo se centrará en analizar en primer lugar en qué contexto es económicamente rentable para un consumidor particular la decisión de instalar tecnologías de autoconsumo para, posteriormente, analizar el impacto económico sobre el sistema eléctrico.

#### 6.2.1. Análisis sobre el consumidor

La situación de un consumidor particular es sencilla. La opción de instalar tecnologías de autoconsumo dependerá de dos condiciones. La primera será que el coste de satisfacer sus necesidades energéticas sea menor con tecnologías de autoconsumo que sin ellas. La segunda será que la diferencia del coste permita amortizar la inversión inicial en un periodo de tiempo razonable.

El coste del consumo eléctrico de un particular viene dado por la factura. Existen diferentes configuraciones de factura aplicables a la electricidad. A continuación se muestra una tabla con las características principales de cada una de las tarifas:

Tarifa	Potencia contratada	Discriminación horaria	Periodos
2.0 A	P< 10kW	✘	Uno
2.0 DHA	P< 10kW	✓	Dos
2.0 DHS	P<10kW	✓	Tres
2.1 A	10kW<P<15kW	✘	Uno
2.1 DHA	10kW<P<15kW	✓	Dos
2.1 DHS	10kW<P<15kW	✓	Tres
3.0 A	P>15kW	✓	Tres

Tabla 80. Información tarifas I

Cada una de las tarifas se diferencia por la potencia contratada y por la existencia o no de discriminación horaria.

El coste de cada una de las facturas se calcula de manera similar. El coste final está formado por los siguientes conceptos:

- Término fijo de potencia: Cantidad fija que se debe pagar mensualmente por estar conectado a la red y disponer de abastecimiento. Se obtiene multiplicando la potencia contratada por un coeficiente fijado por el Gobierno.
- Término energía consumida: Cantidad variable que depende de los kWh consumidos. Se obtiene multiplicando la energía eléctrica consumida por el precio fijado por la empresa distribuidora.
- Impuesto sobre electricidad: Impuesto especial aplicado sobre el coste sumado del término fijo de potencia y energía consumida. Se calcula multiplicando 4,864% por 1,05113 y por la suma anteriormente descrita.
- Alquiler equipos de medida: La empresa distribuidora podrá cobrar un concepto en caso de que los equipos de medida (contador en la mayoría de los casos) sean propiedad de la empresa.
- IVA: Sobre el coste final se aplica un impuesto del 21%.

Estos conceptos se traducen en el fondo en dos costes finales en la factura. Un coste fijo y un coste variable. A continuación se muestran los valores del término fijo de potencia y del término fijo de potencia obtenidos de la empresa comercializadora de electricidad ZENCER para el primer trimestre de 2016.

Tarifas	Término Potencia			Término energético		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
	€/kWh/día	€/kWh/día	€/kWh/día	€/kWh	€/kWh	€/kWh/
2.0 A	0,114651	-	-	0,127251	-	-
2.0 DHA	0,114651	-	-	0,149952	0,064326	-
2.0 DHS	0,114651	-	-	0,153453	0,085263	0,073900
2.1 A	0,125419	-	-	0,145286	-	-
2.1 DHA	0,125419	-	-	0,175380	0,078546	-
2.1 DHS	0,125419	-	-	0,166009	0,100222	0,079610
3.0 A	0,111586	0,066952	0,046343	0,122692	0,100000	0,072529

Tabla 81. Información tarifas II

A continuación se detallan los costes que supondrían para un consumidor particular la inversión inicial de las tecnologías de autoconsumo tratadas en el proyecto:

- Solar fotovoltaica: En el modelo se ha adoptado un valor medio de 40 Wp/m<sup>2</sup> de potencia instalada en el panel. Una superficie normal de instalación la constituyen 100 m<sup>2</sup>. Tomando un precio de mercado estándar de 1,50€/Wp instalado la inversión inicial de esta tecnología queda en 6000€.
- Eólico: En el modelo se ha adoptado un aerogenerador de potencia nominal de 10 kW. El precio medio del mercado para aerogeneradores de baja potencia se sitúa en 0,90€/W. El precio de la inversión inicial se situaría en 9000€.
- Microgeneración: IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, junto con la colaboración de la empresa Ortiz Construcciones y Proyectos S.A. ha llevado a cabo un estudio de rentabilidad en dos edificios de viviendas de Colmenar Viejo (Madrid). El informe únicamente muestra los resultados así que se realizará un estudio propio tomando los siguientes datos de partida del informe: Inversión inicial de 120.000€. Autoabastecimiento del 57% de la energía eléctrica anual. El número total de viviendas será de 20 resultando en una inversión de 6000 €/viv.

Con estos datos ya se puede establecer un análisis crítico de si resulta rentable para el consumidor particular instalar tecnologías de autoconsumo. El criterio del estudio de rentabilidad va a ser el de comparar a partir de qué año se amortiza la inversión inicial y la diferencia de coste a los 10 años entre un consumidor normal y un consumidor con autoconsumo.

Se considerará en el análisis una subida en el precio de la electricidad del 2% anual.

El consumidor normal deberá pagar en su factura los términos fijo de potencia y el término variable de energía. Se supondrá que el consumidor con autoconsumo es capaz de satisfacer el 90% de su consumo con tecnología solar, el 70% con tecnología eólica y el 57% con tecnología de microgeneración. Por tanto, deberá de pagar el término fijo de potencia junto con un 10%, 30% y 43% respectivamente del término variable de energía.

A continuación se muestra el proceso de obtención de los valores del flujo de caja que un consumidor normal debe pagar durante 25 años según la tarifa adoptada.

Utilizando las curvas de demanda residenciales del capítulo 3 para un día laboral y festivo se obtiene el valor de energía total consumida en un año de un consumidor con tarifa 2.0, 2.1 y 3.0. Se tienen en cuenta las potencias nominales medias correspondientes a cada tarifa y el consumo de cada periodo.

Los resultados del consumo anual de energía se encuentran en la siguiente tabla:

Tarifas	Potencia contratada (kW)	Consumo anual de electricidad (kWh)		
		Período 1	Período 2	Período 3
2.0 A	5	5799,0120	-	-
2.0 DHA	5	2836,81539	2985,4453	-
2.0 DHS	5	2731,6805	1389,7045	1677,6270
2.1 A	12	13868,5366	-	-
2.1 DHA	12	6784,34158	7139,79511	-
2.1 DHS	12	6532,9078	3323,5261	4012,1027
3.0 A	18	11163,7391	6331,9155	7368,5889

Tabla 82. Información consumo energético anual particulares

Con los datos de potencia anual, del consumo anual energético, de los precios de las tarifas, de los valores de los impuestos aplicados y la subida del precio de la electricidad se puede establecer un flujo de caja que muestre el precio pagado cada año por un consumidor particular sin tecnologías de autoconsumo durante 25 años cada año. El siguiente gráfico muestra dicho flujo de caja<sup>9</sup>:

<sup>9</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

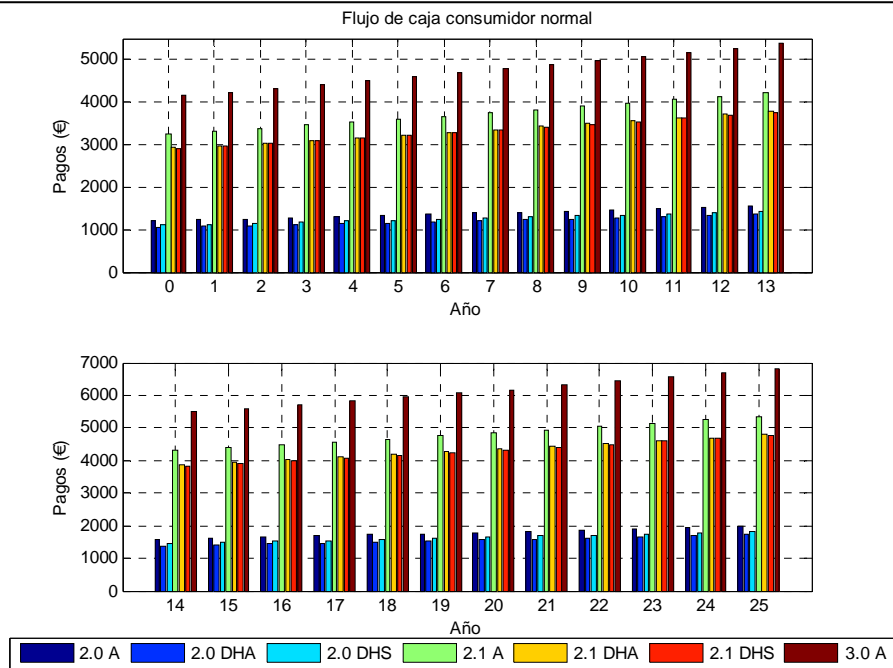


Figura 125. Flujo de cajas consumidor normal

Se procede de igual forma con los consumidores que instalan tecnologías de autoconsumo solar, eólica y microgeneración. En los mismos se siguen los criterios ya descritos con las correspondientes inversiones iniciales en el año 0.

Los siguientes dos gráficos muestran los flujos de caja para la inversión de cada tecnología<sup>10</sup>:

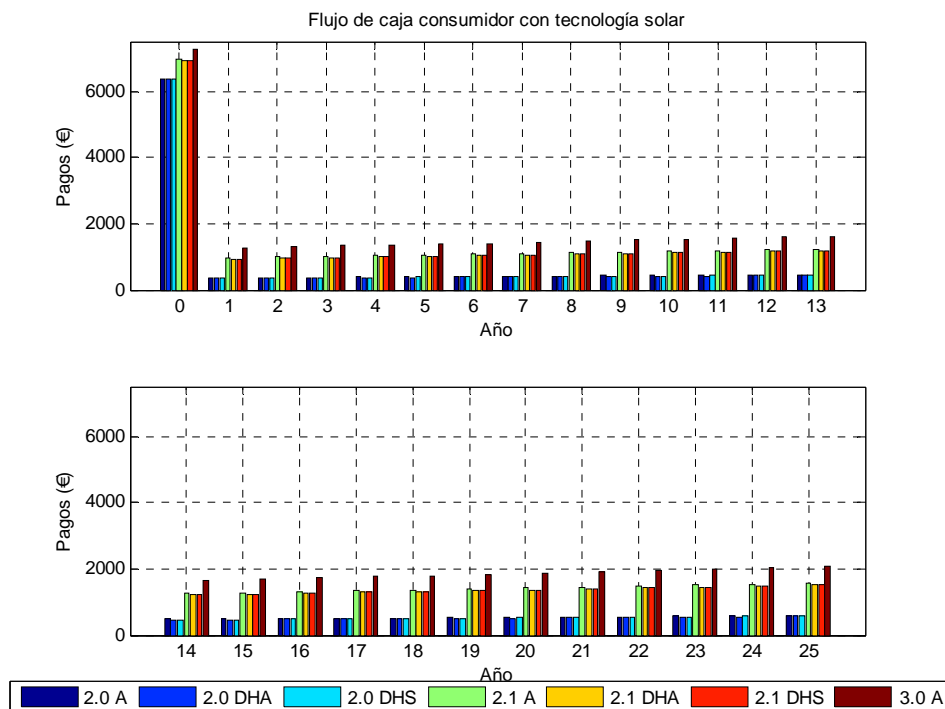


Figura 126. Flujo de cajas consumidor con tecnología solar

<sup>10</sup> Tabla completa de los datos incluida en el anexo I.

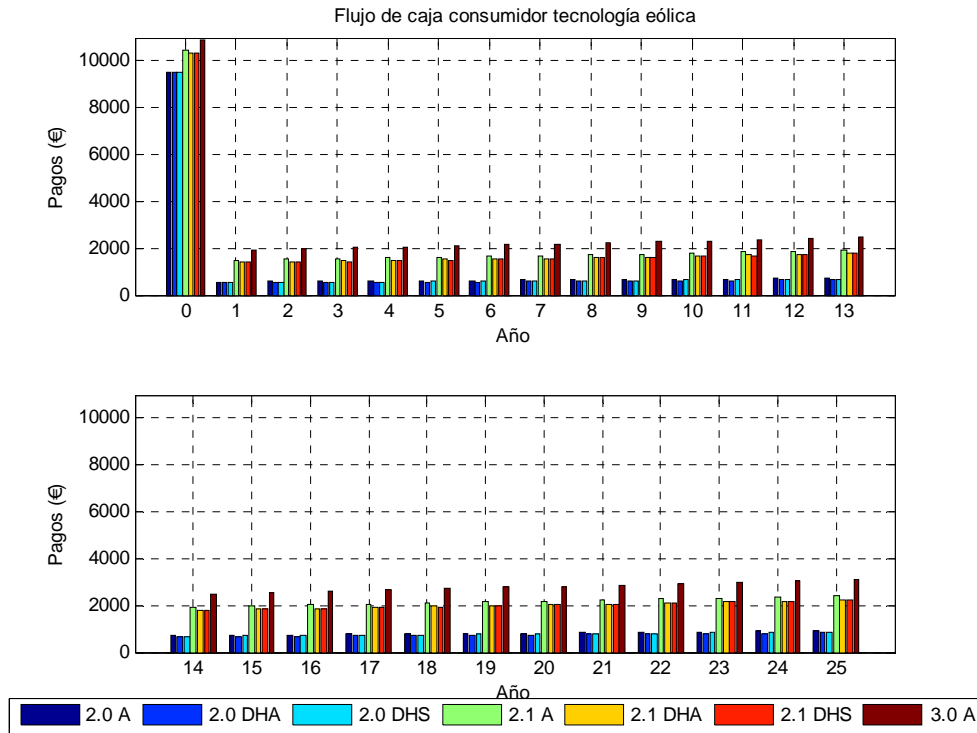


Figura 127. Flujo de cajas consumidor con tecnología eólica

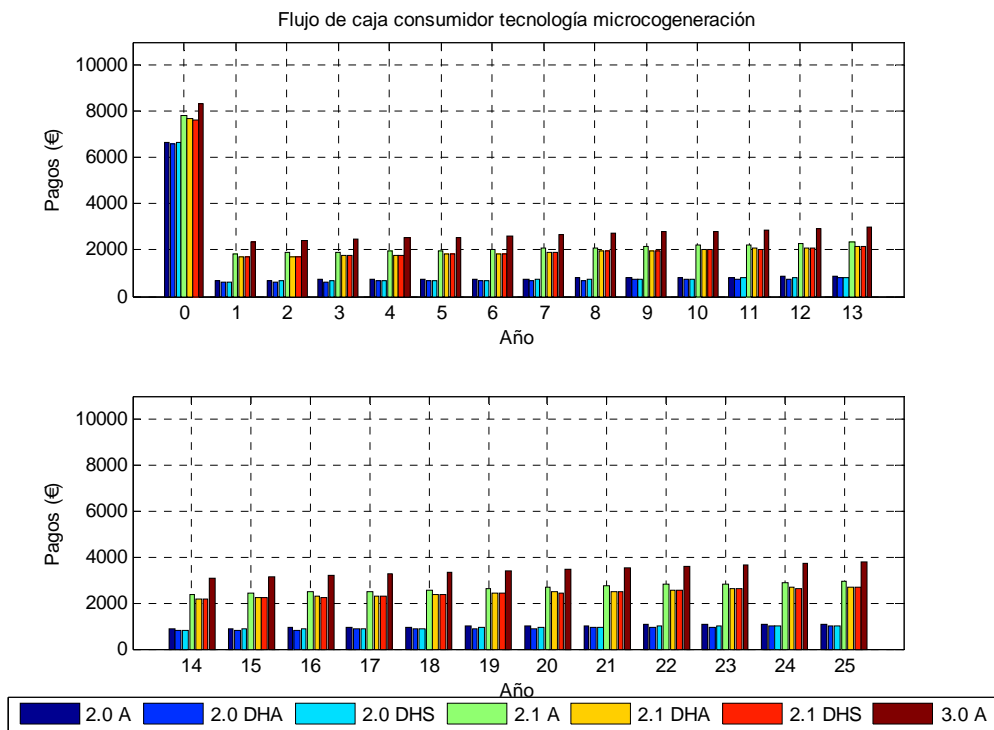


Figura 128. Flujo de cajas consumidor con tecnología de microgeneración

Como se puede observar el primer año se realiza una gran inversión que posteriormente se recupera con un menor pago de la factura eléctrica. Las siguientes tablas resumen los resultados más relevantes de la comparación de los cuatro flujos de caja:

Consumidor normal	VAN	Dinero total
2.0 A	31.321,38 €	40.562,28 €
2.0 DHA	27.336,56 €	35.401,80 €
2.0 DHS	28.798,97 €	37.295,67 €
2.1 A	84.795,43 €	109.813,03 €
2.1 DHA	76.056,63 €	98.495,98 €
2.1 DHS	30.561,70 €	97.912,50 €
3.0 A	75.606,08 €	140.056,34 €

Tabla 83. Resultados flujo de caja consumidor normal.

Consumidor con tecnología fotovoltaica	VAN	Dinero total	Año en el que se amortiza la inversión
2.0 A	15.359,40 €	18.120,75 €	6
2.0 DHA	14.960,92 €	17.604,70 €	7
2.0 DHS	15.107,16 €	17.794,09 €	7
2.1 A	30.828,64 €	38.153,96 €	3
2.1 DHA	29.954,76 €	37.022,25 €	3
2.1 DHS	29.909,71 €	36.963,90 €	3
3.0 A	38.633,70 €	48.261,73 €	3

Tabla 84. Resultados flujo de caja consumidor con tecnología solar.

Consumidor con tecnología eólica	VAN	Dinero total	Año en el que se amortiza la inversión
2.0 A	23.239,84 €	27.441,09 €	12
2.0 DHA	22.044,39 €	25.892,95 €	14
2.0 DHS	22.483,12 €	26.461,11 €	13
2.1 A	47.154,59 €	58.411,53 €	4
2.1 DHA	44.532,95 €	55.016,41 €	5
2.1 DHS	44.397,79 €	54.841,37 €	5
3.0 A	58.414,81 €	72.993,90 €	3

Tabla 85. Resultados flujo de caja consumidor con tecnología eólica.

Consumidor con tecnología microgeneración	VAN	Dinero total	Año en el que se amortiza la inversión
2.0 A	23.412,13 €	28.549,31 €	10
2.0 DHA	21.698,65 €	26.330,30 €	11
2.0 DHS	22.327,49 €	27.144,67 €	11
2.1 A	52.816,46 €	66.628,95 €	3
2.1 DHA	49.058,78 €	61.762,62 €	4
2.1 DHS	48.865,04 €	61.511,72 €	4
3.0 A	66.322,53 €	84.119,78 €	3

Tabla 86. Resultados flujo de caja consumidor con tecnología microgeneración.

### 6.2.2. Análisis sobre el sistema

El impacto económico sobre el sistema eléctrico es más complejo de analizar. En el análisis sobre el consumidor se indicaba que el consumidor pagaba dos términos en su tarifa. El primer término constituye un coste variable para la energía y su función es cargar al consumidor el coste de la energía consumida. El segundo término es fijo y representa el coste de acceso a la red del consumidor.

Con este modelo de tarifa deben subsanarse los costes totales del sistema. Los costes del sistema son tres.

El primero de ellos es el coste de la energía. Las compañías comercializadoras de electricidad adquieren en el mercado mayorista una cantidad de energía cuyo coste se refleja en las tarifas más el margen. El segundo es el coste de las redes. Este coste representa el mantenimiento de toda la infraestructura del sistema eléctrico junto con la amortización de antiguas inversiones. El tercer coste es el coste de las políticas. Las primas a las renovables, el déficit, el fomento del carbón nacional, desarrollo de los sistemas extra peninsulares, etc. Todos estos costes se incluyen aquí.

El principal obstáculo al autoconsumo reside en que no existe una correcta relación entre los dos términos de la tarifa que paga el consumidor y los costes del sistema eléctrico. Con la actual estructura tarifaria el término de potencia fijo de los consumidores subsana el coste de las redes del sistema y una pequeña parte del coste político. Es el término variable de la tarifa quien subsana el coste de la energía junto con la mayor parte del coste político aún siendo este un coste puramente fijo para el sistema.

La siguiente gráfica muestra esta relación:

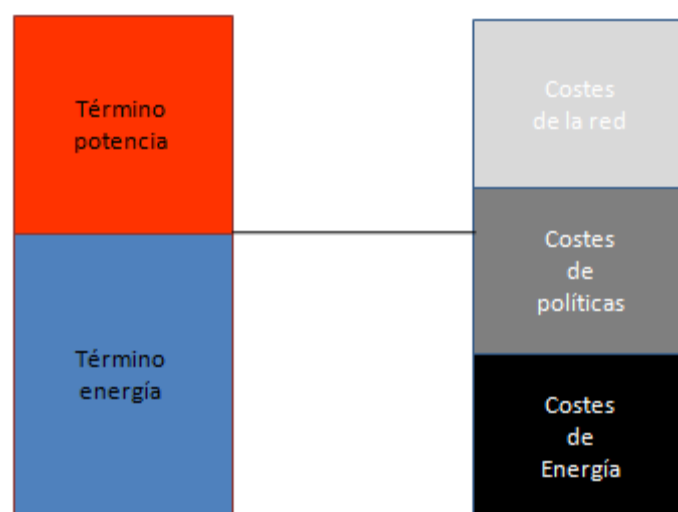


Figura 129. Relación estructura tarifaria y costes del sistema

Hasta la introducción del autoconsumo esta estructura era eficiente, ya que no importaba qué los costes políticos se cargaran en el término variable de la factura pues el consumo eléctrico de la totalidad de los consumidores era suficiente para suplir este gasto.

El problema aparece cuando un número crítico de consumidores comienzan a autoproducir su propia energía. El sistema se ahorra parte de los costes de energía pues no será necesario abastecer el consumo de un importante número de consumidores. Este ahorro energético no sólo constituye la energía que no se consume sino también las pérdidas que se dejan de producir en el sistema.

No obstante este ahorro se torna en contra del sistema convirtiéndose en un gasto. Como se ha mencionado en el análisis del consumidor los usuarios que opten por autoabastecerse pagarían el término de potencia y se ahorrarían el término de energía. A partir de este punto la estructura tarifaria deja de ser eficiente pues los consumidores con autoconsumo dejan de subsanar los costes políticos. Estos costes, a diferencia de los costes energéticos que sí son variables y se reducen con el menor consumo, son costes fijos. Esto significa que este coste debe ser subsanado por los consumidores normales sin tecnologías de autoconsumo implicando una subida en sus tarifas al existir el mismo coste con un menor número de consumidores para afrontarla.

El proceso en sí constituye un círculo vicioso ya que a medida que aumenta el número de consumidores con tecnologías de autoconsumo más se encarecen los costes variables afrontados por los consumidores normales y haciendo más la opción del autoconsumo en el mercado. Hasta el año 2014 en España el coste de las políticas constituía el 60% del término variable de las tarifas.

Para evitar este proceso se precisa cargar los costes de las políticas en forma de un término fijo en las tarifas. Esta es la política en la que se enfoca la situación legislativa actual y que se analizará en el próximo apartado.

Este coste para el sistema puede cuantificarse. Para esta cuantificación se ha tomado la información del artículo de "El consumidor generador, implicaciones del autoconsumo en el sistema eléctrico" cuyos autores Conrado Navarro y Juan Luis López Cardenete tratan el tema.

En su artículo consideran la hipótesis de para el año 2018 se habrá producido en España una penetración del autoconsumo del 10% con respecto al mercado de baja tensión. Esto equivale a un total de 7GW de potencia instalada en tres años. Dicha cifra es asequible teniendo en cuenta que en 2008 se instaló una potencia de 3GW de paneles fotovoltaicos para uso particular en España. Para estimar la energía total que se ahorra el sistema se toman los datos de consumo del año 2014.

El consumo de energía eléctrica nacional en el año 2014 fue de 227.635GWh. El 10% de dicho consumo equivalen a 22.763,5GWh. Si se considera que esa energía será abastecida en un 90% por el autoconsumo particular y que 2/3 del consumo pertenecen al sector residencial e industrial nacional la cifra final de energía total que ahorra el sistema se queda en 13,66 TWh. Este ahorro energético repercute de la siguiente forma [Tabla tomada del artículo]:

	<b>Sistema eléctrico (M€)</b>
Concepto de consumo energético	364
Ley 15/2012 (7% + Carbón)	152
Peaje generación (0,5 €/MWh)	7
<b>Total</b>	<b>523</b>

	<b>Administración pública (M€)</b>
Impuesto de electricidad	60
Tasa de ocupación de dominio público	28
<b>Total</b>	<b>88</b>

Tabla 130. Costes sobre el sistema y la administración pública

Finalmente a estos resultados también se les debe añadir el desembolso que supone la reducción del índice de pérdidas que conlleva el grado de penetración de autoconsumo descrito. Para ello se utilizan los resultados de la simulación obtenidos en el capítulo 4 y los datos aportados por UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica) de los costes asociados a las pérdidas eléctricas de la red de distribución española para los años 2013 y 2014.

En esos dos años el coste total de las pérdidas eléctricas asciende a los 201 M€. De mantenerse la tendencia el valor de dicho coste hasta 2018 asciende hasta los 402 M€. La disminución del índice de pérdidas se sitúa en un 1,19% lo que supone un ahorro de 5 M€ para el sistema. Esta cifra no es elevada pero supone un importante desembolso para los consumidores.

### 6.3. Estudio legislativo

El carácter novedoso de la tecnología del autoconsumo hace que no exista una legislación madura al respecto. Hasta finales del año 2015, con la publicación del Real Decreto 900/2015 no se establece una legislación clara sobre cómo implantar esta tecnología a nivel nacional.

Este apartado del proyecto pretende esclarecer los aspectos más importantes de esta legislación.

Hasta este punto del proyecto no ha sido necesario diferenciar los diferentes tipos de autoconsumos en la red. En este apartado se hace no obstante necesario para poder diferenciar correctamente los diferentes casos que contempla la ley.

La diferenciación desde un punto de vista puramente técnico divide los tipos de autoconsumo en función de su relación con el sistema eléctrico. Esta diferenciación constituye en sí misma todas las posibles modalidades de autoconsumo posibles a aplicar. Posteriormente la función de la legislación será la de determinar cuáles son legalmente aplicables y en qué condiciones.

La primera clasificación divide el autoconsumo en dos modalidades en función de si se encuentra conectado a la red o no. La modalidad en la que no existe conexión con la red también recibe el nombre de aislado. Por otro lado la modalidad con conexión a la red permite al autoconsumidor disponer de suministro cuando su propia instalación no sea capaz de satisfacer sus necesidades energéticas.

Dentro de la modalidad de instalación conectada a la red existe otra clasificación que divide esta última modalidad en dos diferentes en función de cómo se produce el volcado del exceso de energía generada en la red. Esta clasificación divide el autoconsumo con conexión a la red en autoconsumo instantáneo (o vertido 0) y el autoconsumo con vertido a la red. El autoconsumo instantáneo se produce cuando no existe ningún vertido a la red, bien sea por un dimensionamiento de la instalación que asegure que en ningún momento se verterá energía o por la existencia de dispositivos que lo impidan. En este punto es importante destacar que existe la posibilidad de una remuneración por la energía volcada a la red.

Una vez establecidas las diferentes modalidades se puede comenzar a estudiar la estructura de la ley aplicable en España sobre la materia del autoconsumo que se regula a partir del Real Decreto 900/2015 publicado en Octubre del año 2015.

El Real Decreto consta de un total de 25 artículos. Los artículos 1, 2 y 3 definen el objeto, el ámbito de aplicación y las definiciones principales del Real Decreto. En estos tres primeros artículos destacan dos puntos importantes.

El primero de ellos es el propio objeto del Real Decreto expresado como el “el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.” El segundo es el ámbito de aplicación que explícitamente indica que será aplicable a aquellas instalaciones conectadas a la red “aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante”. Quedan por tanto excluidas de aplicación de este Real Decreto las instalaciones de autoconsumo aisladas de la red.

Los artículos 4, 5 y 6 establecen la clasificación de las modalidades de autoconsumo, los requisitos que deben poseer las instalaciones y la calidad del servicio aplicable a las mismas.

Las modalidades de autoconsumo reconocidas por el Real Decreto son dos. La modalidad tipo 1 se refiere a aquellas instalaciones en las que un consumidor posea en su red una o varias instalaciones generadoras destinadas a su propio consumo. No estará registrado como una instalación de producción y será considerado como un sujeto consumidor según lo previsto en el artículo 6 de la Ley 24/2013. La modalidad tipo 2 se refiere a las instalaciones destinadas a consumir y generar. Serán consideradas como dos sujetos, un sujeto consumidor y un sujeto productor siendo obligatoria su inscripción en el registro de producción.

En cuanto a los requisitos, las instalaciones con modalidad tipo 1 deben poseer menos de 100kW de potencia contratada. La suma de las potencias nominales de las instalaciones productoras debe ser menor o igual a la contratada y el titular de la instalación de consumo y producción deben ser la misma persona. Las instalaciones con modalidad tipo 2 pueden poseer instalaciones con más de 100kW de potencia contratada. La suma de las potencias nominales debe seguir siendo menor o igual que la potencia contratada. El titular de todas las instalaciones de producción debe ser el mismo pero puede ser diferente al titular de consumo. Tanto en modalidad tipo 1 como en tipo 2 está recogida la posibilidad de disponer de dispositivos de almacenamiento como baterías.

Los artículos 7, 8 y 9 establecen el procedimiento de conexión de las instalaciones a la red, los contratos de acceso y los peajes de acceso.

Tanto la modalidad tipo 1 como la modalidad tipo 2 deben solicitar una nueva conexión o modificar la existente a la empresa distribuidora o transportista aún en el caso de que no se vaya a producir vertido en la red. No obstante las instalaciones de modalidad del tipo 1 con una potencia contratada <10kW y vertido 0 no abonarán los pagos de los estudios de acceso y conexión establecidos por el Art. 30 del RD 1048/2013. Ambas modalidades deberán suscribirse a un contrato de acceso con la

empresa distribuidora de duración mínima de un año. Únicamente la modalidad 2 deberá abonar peajes de acceso a la red.

Los artículos 11, 12 y 13 establecen las características que deben poseer los equipos de medida en de las instalaciones.

La modalidad tipo 1 debe disponer de dos contadores. Un primer contador que mida la energía neta generada. Un segundo contador independiente en punto frontera. Opcionalmente puede disponer de un tercer contador que mida la energía consumida. La modalidad tipo 2 debe disponer de dos contadores. Un primer contador bidireccional que mida la energía neta generada. Un segundo contador que mida la energía consumida.

El artículo 14 y 15 tratan el régimen económico de la energía excedentaria y consumida. Estos artículos establecen que la modalidad tipo 1 no recibirá ninguna retribución por la energía vertida mientras que la modalidad tipo 2 recibirá una retribución por el vertido según la normativa.

Los artículos 16, 17 y 18 son los que establecen la aplicación de los peajes de acceso a la red y cargos a las diferentes modalidades de autoconsumo. Estos artículos son los que han generado la mayor polémica. Los artículos establecen los siguientes cargos a todas las modalidades de autoconsumo:

1. Peajes de acceso a las redes: Mismo criterio que en una tarifa de un consumidor normal.
2. Cargos asociados a los costes del sistema: Cargos que sirven para pagar los costes de las energías renovables, el mantenimiento de la red de los archipiélagos balear y canario, los pagos a las centrales térmicas para cubrir los picos de demanda, la gestión de residuos nucleares.
3. Cargos por otros servicios del sistema: Cargos por la función de respaldo que ofrece la red para permitir la aplicación del autoconsumo.

Todos estos cargos se distribuirán en la factura de los consumidores en forma de dos términos (que no tienen que ver con los términos de potencia contratada y energía consumida de un consumidor normal, aunque son muy similares). Un término fijo sobre la potencia de la instalación generadora y un término variable sobre la energía autoconsumida. El último término no será aplicable a las instalaciones con potencia contratada menor de 10kW.

A continuación se muestran los valores de las tasas de pago de los términos fijos y variables tal y como aparecen en el Real Decreto para el año 2016:

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	15,390453					
	3.0 A ( Pc > 15 kW) . . . . .	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV) . . . . .	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV) . . . . .	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV) . . . . .	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 ( 36 kV a 72,5 kV) . . . . .	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 ( 72,5 kV a 145 kV) . . . . .	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 ( Mayor o igual a 145 kV) . . . . .	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla 131. Cargo fijo

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW) . . . . .	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW) . . . . .	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ( Pc > 15 kW) . . . . .	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV) . . . . .	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV) . . . . .	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV) . . . . .	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV) . . . . .	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV) . . . . .	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV) . . . . .	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla 132. Cargo transitorio

Finalmente los artículos 19, 20, 21, 22, 23, 24 y 25 establecen el procedimiento de registro, inspección y régimen sancionador.

Sobre el registro existen dos secciones. En la primera deben registrarse las instalaciones con modalidad tipo 1 y potencia contratada <10kW. Con potencia >10kW deberán registrarse en la segunda sección sean de modalidad 1 o 2. Además todos los consumidores con tecnologías de autoconsumo deberán registrarse en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, a excepción de las instalaciones aisladas.



7

# Conclusiones

---

## 7. Conclusiones

### Revisión cualitativa y cuantitativa

El objetivo principal del proyecto es el de analizar el impacto que poseen las tecnologías de autoconsumo en el conjunto del sistema eléctrico nacional.

En el primer capítulo se han analizado las diferentes tecnologías que componen el marco actual del sector del autoconsumo. En el análisis se detallan dos de los puntos clave que conformarán el impacto técnico en la red: las pérdidas eléctricas y el control de tensiones.

Para cuantificar los impactos se ha procedido a la elaboración de un modelo de tres redes de distribución persiguiendo la mayor representatividad de la configuración del sistema eléctrico. En el proceso se han modelado las curvas de demanda de los diferentes consumidores del sistema, las curvas de generación de las tecnologías y los diferentes elementos que conforman la red. El conjunto del modelo ha sido elaborado con la herramienta de análisis matemático de Matlab. En el cuarto y quinto capítulo se muestran los resultados y se relacionan con nuevos aspectos del sistema eléctrico como la red de transporte y la operación del sistema.

Finalmente el proyecto finaliza con un análisis económico y un estudio legislativo. El análisis económico se emprende desde dos enfoques. El primero de ellos se ha centrado en el impacto económico en el consumidor particular y el segundo en el impacto producido en el sistema. En los dos enfoques se utilizan los resultados obtenidos en el modelo de simulación. El estudio legislativo revisa la situación actual de la regulación adoptada por el gobierno Español en materia de autoconsumo.

### Conclusiones sobre los resultados del modelo

Gracias a los resultados de las simulaciones se ha podido comparar el estado de la red en su configuración actual junto con la configuración en la que se implantan las tecnologías de autoconsumo. Esta comparación ha permitido comprobar aspectos de gran importancia del impacto sobre el sistema.

De carácter global, uno de los aspectos más relevantes ha sido la obtención de una primera estimación del potencial máximo de penetración del autoconsumo en el sistema con las tecnologías actuales. La cifra obtenida en el proyecto determina grado de penetración máximo de un 35% en términos energéticos. Esta cifra aumenta hasta un 55% de penetración si se produce únicamente la con tecnología solar fotovoltaica.

Otro resultado de gran importancia es la clara reducción del índice de pérdidas eléctricas producidas en la red en los escenarios con autoconsumo implantado. El valor del índice de pérdidas se sitúa en el 8,76% sin autoconsumo que se reduce entre dos y tres puntos en los escenarios cuando el autoconsumo se encuentra implantado.

De carácter local, y en lo que afecta a la comparación de los diferentes niveles, se ha observado que las características tanto de la red como de los consumos son de gran importancia en la implantación de las tecnologías. Las redes urbanas e industriales apenas han presentado incompatibilidades. Su estructura de red en huso y en anillo permite un correcto control de las tensiones y facilidad en la evacuación de potencia en los momentos de mayor generación. Su alta densidad de consumo impide que la energía volcada sea demasiado alta como para plantearse una remodelación de los elementos de la red. La red rural sí ha presentado incompatibilidades. En los momentos de mayor generación se han superado los límites de las tensiones y de las potencias nominales de los elementos de la red, especialmente en las horas centrales del día en los que la generación fotovoltaica alcanza su máximo. El motivo principal de estas incompatibilidades se encuentra en la ineficiencia de la estructura de la red radial. Esto plantea la posibilidad de realizar reformas en estas redes.

En los tres escenarios se ha comprobado que la implantación de tecnologías de almacenamiento de forma complementaria con las tecnologías de autoconsumo no solo favorece al usuario sino que reduce en gran medida los impactos anteriormente descritos.

Finalmente en lo que se refiere a la operación del sistema el potencial de estas tecnologías no se completará hasta que no se desarrolle un control más activo de los consumos de los particulares. Este control pasa por aumentar la comunicación y la teleoperación entre el consumidor y el operador del sistema como el que se plantea en el esquema de las Redes Inteligentes o "Microgrids".

### **Conclusiones sobre los resultados de los estudios económico y legal**

A partir del estudio económico se ha podido comprobar la rentabilidad de las diferentes tecnologías para el consumidor. Las tecnologías han presentado buenos resultados de rentabilidad amortizándose las inversiones en periodos menores de 15 años. Dentro de todas ellas la tecnología solar fotovoltaica ha demostrado ser la más rentable.

En cuanto el estudio aplicado sobre el sistema se ha comprobado la ineficacia de la estructura tarifaria para afrontar los costes del sistema en un marco en el que se reduce la energía demandada por los consumidores. En los primeros años de implantación será necesaria la creación de una nueva estructura en la tarifa que permita la correcta transición entre el contexto actual y el contexto futuro.

---

El contexto legal se caracteriza por su escasa madurez. La regulación legal del autoconsumo se completa con la publicación del Real Decreto 900/2015 el 9 de Octubre de 2015. Uno de los puntos más criticados a nivel social de esta regulación han sido los cargos aplicados a las diferentes modalidades de autoconsumo. No obstante, como se ha descrito en el análisis económico estos cargos representan el cambio en la estructura tarifaria que se precisa aplicar.

Otro punto importante es el que detalla el artículo 5 apartado c) sobre la obligación de que el titular de las instalaciones de generación conectadas sea el mismo que el de todos los equipos de consumo. Este punto entra en conflicto con desarrollo de la implantación del autoconsumo en el ámbito nacional ya que niega la posibilidad del aprovechamiento fotovoltaico en los bloques de viviendas en la que la azotea del edificio es propiedad de la comunidad de vecinos. Se recomienda en este aspecto revisar la legislación o proponer alternativas que permitan un correcto aprovechamiento del potencial fotovoltaico en los bloques de viviendas.

Con esto el proyecto concluye considerando que existen impactos a tener en cuenta en la implantación de esta nueva modalidad de consumo pero que si se lleva a cabo una correcta transición, tanto a nivel técnico como a nivel económico y legal, el autoconsumo puede aportar ventajas tanto al consumidor particular como al conjunto del sistema.

8

# Bibliografía

---

- [MIT11] Massachusetts Institute of Technology (MIT), "The future of the electric grid". ISBN 978-0-9828008-6-7. Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos, 2011.
- [ANTO12] Galina Antonova, The National Institute of Standards and Technology (NIST), "Distributed generation and its impact on power grids and microgrids protection". ISBN 978-1-4673-1840-2. Texas, Estados Unidos, 2012.
- [HOSS13] Seyed Amir Hosseini, Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, "Optimal Sizing and sitting distributed generation resources using a multiobjective algorithm". ELK-1108-62. Ankara, Turquía, 2013.
- [MEND06] Víctor H. Méndez Quezada, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation". Piscataway, New Jersey, Estados Unidos, 2006.
- [AEME15] Página web: [www.aemet.es](http://www.aemet.es). Registro velocidades de viento anuales, 2015.
- [JRC15] Joint Research Centre (JRC), "Photovoltaic Geographical Information System". European Commission, 2015.
- [RODR98] Carmen Rodríguez Villagarcía, Red Eléctrica de España (REE), "Atlas de la demanda eléctrica española". Madrid, España, 1998.
- [IDAE11] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), "Análisis del consumo energético del sector residencial en España". España, 2011.
- [WILD07] Theodore Wildi, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), "Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia". ISBN 970-26-0814-7. Coyoacán Ciudad de México, México, 2007.
- [VICT10] Marta Victoria, Observatorio Crítico de la Energía, "Potencial de la energía solar fotovoltaica y termosolar integrada en edificios de viviendas en la Comunidad de Madrid". Madrid, España, 2010.

- 
- [NICO10] Regina Nicolás Milán, Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración, "Guía de la Cogeneración". España, 2010
- [MIET14] Ministerio de Industria, Energía y Turismo; "Planificación Energética del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica". España 2014.
- [UNES14] Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), "Informe Eléctrico, Memoria de Actividades, Memoria Estadística". España 2014
- [NAVA15] Conrado Navarro, "El consumidor generador: Implicaciones del Autoconsumo en el sistema Eléctrico". Fundación FAES Nº 78, España, 2015.
- [BOE15] Agencia Estatal, Boletín Oficial del Estado. "Real Decreto 900/2015", BOE-A-2015-10927, España, 2015.
- [PRYS13] Prysmian Cable System Group, "Cables y Accesorios de Media Tensión". Milán, Italia, 2013.
- [INE11] Instituto Nacional de Estadística (INE). "Información general sobre los productos de difusión censal". España, 2011.





Anexo I  
Tablas

Hora	Bilbao	Madrid	Valencia	Sevilla	Promedio	Coefficiente de variación (%)
7:07	65	85	84	110	86,00	18,59
7:22	90	141	140	160	132,75	19,54
7:37	125	193	194	221	183,25	19,35
7:52	160	244	249	283	234,00	19,35
8:07	184	295	303	325	276,75	19,75
8:22	217	345	356	383	325,25	19,68
8:37	249	393	408	429	369,75	19,17
8:52	279	438	457	473	411,75	18,86
9:07	307	481	504	515	451,75	18,70
9:22	333	521	547	553	488,50	18,54
9:37	357	557	588	588	522,50	18,45
9:52	379	591	625	621	554,00	18,39
10:07	399	621	658	649	581,75	18,29
10:22	417	648	687	675	606,75	18,21
10:37	432	671	713	696	628,00	18,18
10:52	444	690	734	715	645,75	18,20
11:07	454	706	751	729	660,00	18,18
11:22	462	717	764	740	670,75	18,14
11:37	467	725	773	747	678,00	18,14
11:52	470	729	777	751	681,75	18,10
12:07	470	729	777	751	681,75	18,10
12:22	467	725	773	747	678,00	18,14
12:37	462	717	764	740	670,75	18,14
12:52	454	706	751	729	660,00	18,18
13:07	444	690	734	715	645,75	18,20
13:22	432	671	713	696	628,00	18,18
13:37	417	648	687	675	606,75	18,21
13:52	399	621	658	649	581,75	18,29
14:07	379	591	625	621	554,00	18,39
14:22	357	557	588	588	522,50	18,45
14:37	333	521	547	553	488,50	18,54
14:52	307	481	504	515	451,75	18,70
15:07	279	438	457	473	411,75	18,86
15:22	249	393	408	429	369,75	19,17
15:37	217	345	356	383	325,25	19,68
15:52	194	295	303	334	281,50	18,68
16:07	161	244	249	283	234,25	19,16
16:22	125	193	194	226	184,50	19,96
16:37	88	141	140	158	131,75	19,93
16:52	58	85	84	104	82,75	19,77
17:07	38	41	42	59	45,00	18,26

Tabla 1. Valores Irradiancia Invierno.

Hora	Bilbao	Madrid	Valencia	Sevilla	Promedio	Coefficiente de variación (%)
5:37	35	27	27	29	29,50	11,11
5:52	52	37	40	40	42,25	13,64
6:07	78	61	62	63	66,00	10,55
6:22	107	101	96	108	103,00	4,71
6:37	139	148	136	158	145,25	5,91
6:52	173	199	181	212	191,25	7,97
7:07	209	254	231	268	240,50	9,35
7:22	245	311	282	325	290,75	10,53
7:37	281	370	336	382	342,25	11,45
7:52	317	428	390	439	393,50	12,14
8:07	352	486	443	494	443,75	12,71
8:22	386	543	497	548	493,50	13,21
8:37	418	598	548	600	541,00	13,68
8:52	449	650	598	650	586,75	14,03
9:07	479	701	646	696	630,50	14,29
9:22	506	748	691	740	671,25	14,58
9:37	531	791	732	780	708,50	14,80
9:52	554	831	771	817	743,25	15,00
10:07	574	868	805	850	774,25	15,22
10:22	593	900	836	879	802,00	15,32
10:37	608	928	863	904	825,75	15,48
10:52	621	951	885	925	845,50	15,58
11:07	632	970	903	942	861,75	15,64
11:22	640	984	917	955	874,00	15,69
11:37	645	994	926	964	882,25	15,76
11:52	648	998	931	968	886,25	15,75
12:07	648	998	931	968	886,25	15,75
12:22	645	994	926	964	882,25	15,76
12:37	640	984	917	955	874,00	15,69
12:52	632	970	903	942	861,75	15,64
13:07	621	951	885	925	845,50	15,58
13:22	608	928	863	904	825,75	15,48
13:37	593	900	836	879	802,00	15,32
13:52	574	868	805	850	774,25	15,22
14:07	554	831	771	817	743,25	15,00
14:22	531	791	732	780	708,50	14,80
14:37	506	748	691	740	671,25	14,58
14:52	479	701	646	696	630,50	14,29
15:07	449	650	598	650	586,75	14,03
15:22	418	598	548	600	541,00	13,68
15:37	386	543	497	548	493,50	13,21
15:52	352	486	443	494	443,75	12,71

16:07	317	428	390	439	393,50	12,14
16:22	281	370	336	382	342,25	11,45
16:37	245	311	282	325	290,75	10,53
16:52	209	254	231	268	240,50	9,35
17:07	173	199	181	212	191,25	7,97
17:22	139	148	136	158	145,25	5,91
17:37	107	101	96	108	103,00	4,71
17:52	78	61	62	63	66,00	10,55
18:07	52	37	40	40	42,25	13,64
18:22	34	27	27	29	29,25	9,78
18:37	19	16	15	17	16,75	8,83

Tabla 2. Valores Irradiancia Verano.

Fabricante	Modelo	Área (m <sup>2</sup> )	Potencia Pico (W)	Eficiencia (%)
First Solar	FS-492	0,720	92,500	12,847
First Solar	FS-497	0,720	97,500	13,542
First Solar	FS-4105A	0,720	105,000	14,583
First Solar	FS-4107-2	0,720	107,500	14,931
First Solar	FS-4117-2	0,720	117,500	16,319
Suntech Power	STP265S-20/ Web	1,627	265,000	16,289
Suntech Power	STP270S-20/ Wem	1,627	270,000	16,596
Suntech Power	STP270S-20/ Wew	1,627	270,000	16,596
Suntech Power	STP280S-20/Web	1,627	280,000	17,211
Suntech Power	STP285S-20/ Wew	1,627	285,000	17,518
Sharp	NU-RD280	1,643	280,000	17,038
Sharp	ND-RC255	1,643	255,000	15,517
Sharp	NU-RD285	1,643	285,000	17,342
Sharp	ND-RC260	1,643	260,000	15,821
Sharp	NU-RC290	1,643	290,000	17,646
Yingli Green Energy	YL265P-29b	1,624	265,000	16,322
Yingli Green Energy	YL290C-30b	1,624	290,000	17,862
Yingli Green Energy	YL275P-29b	1,624	275,000	16,938
Yingli Green Energy	YL325P-35b	1,940	325,000	16,749
Yingli Green Energy	YL310P-35b	1,940	310,000	15,976
Kyocera	KD70SX-1P	0,513	70,000	13,632
Kyocera	KT265-6MCA	1,645	265,000	16,106
Kyocera	KK270P-3CD3CG	1,645	270,000	16,410
Kyocera	KK255P-3CB2CG	1,645	255,000	15,498
Kyocera	KD145GH-4FU	1,002	145,000	14,471
Trina Solar	TSM-310 PEG14	1,962	310,000	15,799
Trina Solar	TSM-310 PC14	1,940	310,000	15,976
Trina Solar	TSM-260 PC05A	1,637	260,000	15,885

Trina Solar	TSM-270 DC05A.08	1,637	270,000	16,496
Trina Solar	TSM-215 DC80.08	1,279	215,000	16,810
Sun Power	X21-335-BLK	1,631	335,000	20,543
Sun Power	X21-345	1,631	345,000	21,156
Sun Power	E20-327	1,631	327,000	20,053
Sun Power	E19-320	1,631	320,000	19,623
Sun Power	SPR-X21-335-BLK	1,630	335,000	20,556
Canadian Solar	CS6X 315P-FG	1,952	315,000	16,135
Canadian Solar	CS6X 310P	1,919	310,000	16,156
Canadian Solar	CS6K 285MS	1,637	285,000	17,412
Canadian Solar	CS6P 260P	1,609	260,000	16,164
Canadian Solar	CS6V 225M	1,353	225,000	16,630
Solarfun	Solarfun 50Watt	0,483	50,000	10,357
Solarfun	Solarfun 170Watt	1,277	170,000	13,316
Solarfun	Solarfun 175Watt	1,277	175,000	13,708
Solarfun	Solarfun 180Watt	1,277	180,000	14,100
Solarfun	Solarfun 190Watt	1,277	190,000	14,883
SolarWorld	SW 285	1,677	285,000	16,998
SolarWorld	SW 260 poly	1,677	260,000	15,507
SolarWorld	SW 100	0,735	100,000	13,610
SolarWorld	SW 275	1,677	275,000	16,402
SolarWorld	SW 250	1,677	250,000	14,910

Tabla 3. Información fabricantes placas solares.

Hora	Laboral Invierno	Festivo Invierno	Laboral Verano	Festivo Verano
1	0,543	0,582	0,669	0,791
2	0,413	0,441	0,547	0,615
3	0,288	0,316	0,456	0,514
4	0,237	0,249	0,394	0,439
5	0,204	0,206	0,373	0,396
6	0,233	0,239	0,370	0,380
7	0,229	0,230	0,375	0,376
8	0,281	0,279	0,373	0,377
9	0,346	0,339	0,399	0,405
10	0,420	0,476	0,450	0,466
11	0,456	0,582	0,517	0,572
12	0,480	0,636	0,576	0,652
13	0,492	0,604	0,632	0,691
14	0,567	0,669	0,687	0,758
15	0,650	0,675	0,737	0,804
16	0,657	0,682	0,748	0,808
17	0,638	0,685	0,719	0,785
18	0,656	0,707	0,673	0,784
19	0,717	0,767	0,659	0,786

20	0,845	0,908	0,681	0,780
21	0,920	1,000	0,746	0,828
22	0,903	0,990	0,843	0,945
23	0,875	0,958	0,911	1,000
24	0,681	0,754	0,879	0,921

Tabla 4. Información consumo residencial.

Hora	Laborable	Festivo
1	0,283	0,215
2	0,271	0,215
3	0,281	0,220
4	0,282	0,223
5	0,291	0,225
6	0,317	0,246
7	0,521	0,299
8	0,920	0,339
9	1,000	0,309
10	0,988	0,291
11	0,982	0,281
12	0,982	0,294
13	0,980	0,304
14	0,920	0,261
15	0,778	0,175
16	0,839	0,152
17	0,865	0,147
18	0,851	0,152
19	0,818	0,172
20	0,803	0,205
21	0,810	0,218
22	0,711	0,233
23	0,399	0,232
24	0,298	0,213

Tabla 5. Información consumo comercial.

Hora	Laborable	Festivo
1	0,291	0,377
2	0,282	0,329
3	0,289	0,286
4	0,287	0,276
5	0,343	0,279
6	0,420	0,312
7	0,517	0,347
8	0,736	0,437
9	0,835	0,481
10	1,000	0,486
11	0,926	0,498
12	0,893	0,499
13	0,939	0,501
14	0,942	0,507
15	0,933	0,530
16	0,938	0,535
17	0,883	0,511
18	0,779	0,477
19	0,692	0,486
20	0,650	0,480
21	0,603	0,464
22	0,506	0,422
23	0,373	0,349
24	0,291	0,355

Tabla 6. Información consumo industrial.

Edificios destinados principal o exclusivamente a viviendas y nº de inmuebles por municipios (Madrid) y nº de plantas sobre rasante		
Pisos	Inmuebles	Edificios
1	13163	17387
2	26325	45214
3	17595	89033
4	19617	214616
5	23499	371461
6	9801	201212
7	7083	190923
8	5758	175001
9	2080	76248
10 o más	4164	206594
Total	129085	1587689

Tabla 7. Datos de edificios, plantas e inmuebles (Madrid).

Año	Coste tarifa consumidor normal						
	2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	3.0 A
0	1.204,67 €	1.051,41 €	1.107,65 €	3.261,36 €	2.925,25 €	2.907,93 €	4.159,57 €
1	1.228,76 €	1.072,43 €	1.129,81 €	3.326,59 €	2.983,76 €	2.966,08 €	4.242,76 €
2	1.253,34 €	1.093,88 €	1.152,40 €	3.393,12 €	3.043,44 €	3.025,41 €	4.327,61 €
3	1.278,40 €	1.115,76 €	1.175,45 €	3.460,98 €	3.104,30 €	3.085,91 €	4.414,16 €
4	1.303,97 €	1.138,08 €	1.198,96 €	3.530,20 €	3.166,39 €	3.147,63 €	4.502,45 €
5	1.330,05 €	1.160,84 €	1.222,94 €	3.600,81 €	3.229,72 €	3.210,59 €	4.592,50 €
6	1.356,65 €	1.184,05 €	1.247,40 €	3.672,82 €	3.294,31 €	3.274,80 €	4.684,35 €
7	1.383,79 €	1.207,74 €	1.272,34 €	3.746,28 €	3.360,20 €	3.340,29 €	4.778,03 €
8	1.411,46 €	1.231,89 €	1.297,79 €	3.821,21 €	3.427,40 €	3.407,10 €	4.873,59 €
9	1.439,69 €	1.256,53 €	1.323,75 €	3.897,63 €	3.495,95 €	3.475,24 €	4.971,07 €
10	1.468,48 €	1.281,66 €	1.350,22 €	3.975,58 €	3.565,87 €	3.544,75 €	5.070,49 €
11	1.497,85 €	1.307,29 €	1.377,23 €	4.055,09 €	3.637,19 €	3.615,64 €	5.171,90 €
12	1.527,81 €	1.333,44 €	1.404,77 €	4.136,20 €	3.709,93 €	3.687,95 €	5.275,33 €
13	1.558,37 €	1.360,11 €	1.432,87 €	4.218,92 €	3.784,13 €	3.761,71 €	5.380,84 €
14	1.589,53 €	1.387,31 €	1.461,52 €	4.303,30 €	3.859,81 €	3.836,95 €	5.488,46 €
15	1.621,33 €	1.415,05 €	1.490,75 €	4.389,36 €	3.937,01 €	3.913,69 €	5.598,23 €
16	1.653,75 €	1.443,36 €	1.520,57 €	4.477,15 €	4.015,75 €	3.991,96 €	5.710,19 €
17	1.686,83 €	1.472,22 €	1.550,98 €	4.566,70 €	4.096,06 €	4.071,80 €	5.824,40 €
18	1.720,56 €	1.501,67 €	1.582,00 €	4.658,03 €	4.177,98 €	4.153,23 €	5.940,88 €
19	1.754,97 €	1.531,70 €	1.613,64 €	4.751,19 €	4.261,54 €	4.236,30 €	6.059,70 €
20	1.790,07 €	1.562,33 €	1.645,91 €	4.846,21 €	4.346,77 €	4.321,03 €	6.180,90 €
21	1.825,88 €	1.593,58 €	1.678,83 €	4.943,14 €	4.433,71 €	4.407,45 €	6.304,51 €
22	1.862,39 €	1.625,45 €	1.712,41 €	5.042,00 €	4.522,38 €	4.495,59 €	6.430,60 €
23	1.899,64 €	1.657,96 €	1.746,66 €	5.142,84 €	4.612,83 €	4.585,51 €	6.559,22 €
24	1.937,63 €	1.691,12 €	1.781,59 €	5.245,70 €	4.705,09 €	4.677,22 €	6.690,40 €

25	1.976,39 €	1.724,94 €	1.817,22 €	5.350,61 €	4.799,19 €	4.770,76 €	6.824,21 €
Total	40.562 €	35.402 €	37.296 €	109.813 €	98.496 €	97.913 €	140.056 €

Tabla 8. Consumo tarifa consumidor normal.

Coste tarifa consumidor autoconsumo (Solar)							
Año	2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	3.0 A
0	6.359,98 €	6.344,65 €	6.350,28 €	6.954,95 €	6.921,34 €	6.919,60 €	7.255,14 €
1	367,18 €	351,54 €	357,28 €	974,05 €	939,76 €	938,00 €	1.280,25 €
2	374,52 €	358,57 €	364,43 €	993,53 €	958,56 €	956,76 €	1.305,85 €
3	382,01 €	365,75 €	371,71 €	1.013,40 €	977,73 €	975,89 €	1.331,97 €
4	389,65 €	373,06 €	379,15 €	1.033,67 €	997,28 €	995,41 €	1.358,61 €
5	397,44 €	380,52 €	386,73 €	1.054,34 €	1.017,23 €	1.015,32 €	1.385,78 €
6	405,39 €	388,13 €	394,47 €	1.075,43 €	1.037,58 €	1.035,62 €	1.413,49 €
7	413,50 €	395,90 €	402,36 €	1.096,93 €	1.058,33 €	1.056,34 €	1.441,76 €
8	421,77 €	403,81 €	410,40 €	1.118,87 €	1.079,49 €	1.077,46 €	1.470,60 €
9	430,21 €	411,89 €	418,61 €	1.141,25 €	1.101,08 €	1.099,01 €	1.500,01 €
10	438,81 €	420,13 €	426,98 €	1.164,08 €	1.123,10 €	1.120,99 €	1.530,01 €
11	447,59 €	428,53 €	435,52 €	1.187,36 €	1.145,57 €	1.143,41 €	1.560,61 €
12	456,54 €	437,10 €	444,23 €	1.211,10 €	1.168,48 €	1.166,28 €	1.591,82 €
13	465,67 €	445,84 €	453,12 €	1.235,33 €	1.191,85 €	1.189,61 €	1.623,66 €
14	474,98 €	454,76 €	462,18 €	1.260,03 €	1.215,68 €	1.213,40 €	1.656,13 €
15	484,48 €	463,85 €	471,42 €	1.285,23 €	1.240,00 €	1.237,67 €	1.689,26 €
16	494,17 €	473,13 €	480,85 €	1.310,94 €	1.264,80 €	1.262,42 €	1.723,04 €
17	504,05 €	482,59 €	490,47 €	1.337,16 €	1.290,09 €	1.287,67 €	1.757,50 €
18	514,14 €	492,25 €	500,28 €	1.363,90 €	1.315,90 €	1.313,42 €	1.792,65 €
19	524,42 €	502,09 €	510,29 €	1.391,18 €	1.342,21 €	1.339,69 €	1.828,51 €
20	534,91 €	512,13 €	520,49 €	1.419,00 €	1.369,06 €	1.366,48 €	1.865,08 €
21	545,60 €	522,38 €	530,90 €	1.447,38 €	1.396,44 €	1.393,81 €	1.902,38 €
22	556,52 €	532,82 €	541,52 €	1.476,33 €	1.424,37 €	1.421,69 €	1.940,42 €
23	567,65 €	543,48 €	552,35 €	1.505,86 €	1.452,86 €	1.450,12 €	1.979,23 €
24	579,00 €	554,35 €	563,40 €	1.535,97 €	1.481,91 €	1.479,13 €	2.018,82 €
25	590,58 €	565,44 €	574,66 €	1.566,69 €	1.511,55 €	1.508,71 €	2.059,19 €
Total	18.121 €	17.605 €	17.794 €	38.154 €	37.022 €	36.964 €	48.262 €

Tabla 9. Consumo tarifa consumidor solar.

Coste tarifa consumidor autoconsumo (Eólico)							
Año	2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	3.0 A
0	9.547,69 €	9.501,71 €	9.518,58 €	10.467,4 €	10.366,6 €	10.361,45 €	10.900,5 €
1	558,64 €	511,74 €	528,95 €	1.496,83 €	1.393,99 €	1.388,68 €	1.938,58 €
2	569,81 €	521,98 €	539,53 €	1.526,77 €	1.421,86 €	1.416,46 €	1.977,35 €
3	581,21 €	532,42 €	550,32 €	1.557,31 €	1.450,30 €	1.444,79 €	2.016,90 €
4	592,83 €	543,06 €	561,33 €	1.588,45 €	1.479,31 €	1.473,68 €	2.057,24 €
5	604,69 €	553,93 €	572,56 €	1.620,22 €	1.508,89 €	1.503,15 €	2.098,38 €
6	616,78 €	565,00 €	584,01 €	1.652,63 €	1.539,07 €	1.533,22 €	2.140,35 €


7	629,12 €	576,30 €	595,69 €	1.685,68 €	1.569,85 €	1.563,88 €	2.183,16 €
8	641,70 €	587,83 €	607,60 €	1.719,39 €	1.601,25 €	1.595,16 €	2.226,82 €
9	654,54 €	599,59 €	619,75 €	1.753,78 €	1.633,28 €	1.627,06 €	2.271,36 €
10	667,63 €	611,58 €	632,15 €	1.788,86 €	1.665,94 €	1.659,60 €	2.316,78 €
11	680,98 €	623,81 €	644,79 €	1.824,63 €	1.699,26 €	1.692,80 €	2.363,12 €
12	694,60 €	636,29 €	657,69 €	1.861,13 €	1.733,25 €	1.726,65 €	2.410,38 €
13	708,49 €	649,01 €	670,84 €	1.898,35 €	1.767,91 €	1.761,19 €	2.458,59 €
14	722,66 €	661,99 €	684,26 €	1.936,31 €	1.803,27 €	1.796,41 €	2.507,76 €
15	737,11 €	675,23 €	697,94 €	1.975,04 €	1.839,33 €	1.832,34 €	2.557,92 €
16	751,86 €	688,74 €	711,90 €	2.014,54 €	1.876,12 €	1.868,98 €	2.609,07 €
17	766,89 €	702,51 €	726,14 €	2.054,83 €	1.913,64 €	1.906,36 €	2.661,26 €
18	782,23 €	716,56 €	740,66 €	2.095,93 €	1.951,92 €	1.944,49 €	2.714,48 €
19	797,88 €	730,89 €	755,48 €	2.137,85 €	1.990,95 €	1.983,38 €	2.768,77 €
20	813,83 €	745,51 €	770,58 €	2.180,60 €	2.030,77 €	2.023,05 €	2.824,15 €
21	830,11 €	760,42 €	786,00 €	2.224,22 €	2.071,39 €	2.063,51 €	2.880,63 €
22	846,71 €	775,63 €	801,72 €	2.268,70 €	2.112,82 €	2.104,78 €	2.938,24 €
23	863,65 €	791,14 €	817,75 €	2.314,08 €	2.155,07 €	2.146,87 €	2.997,01 €
24	880,92 €	806,97 €	834,11 €	2.360,36 €	2.198,17 €	2.189,81 €	3.056,95 €
25	898,54 €	823,10 €	850,79 €	2.407,56 €	2.242,14 €	2.233,61 €	3.118,09 €
Total	27.441 €	25.893 €	26.461 €	58.412 €	55.016 €	54.841 €	72.994 €

Tabla 10. Consumo tarifa consumidor eólico.

Año	Coste tarifa consumidor autoconsumo (Microgeneración)						
	2.0 A	2.0 DHA	2.0 DHS	2.1 A	2.1 DHA	2.1 DHS	3.0 A
0	6.669,70 €	6.603,79 €	6.627,98 €	7.800,63 €	7.656,11 €	7.648,66 €	8.320,10 €
1	683,09 €	615,87 €	640,54 €	1.836,65 €	1.689,23 €	1.681,63 €	2.366,50 €
2	696,75 €	628,19 €	653,35 €	1.873,38 €	1.723,01 €	1.715,26 €	2.413,83 €
3	710,69 €	640,75 €	666,42 €	1.910,85 €	1.757,47 €	1.749,57 €	2.462,11 €
4	724,90 €	653,57 €	679,75 €	1.949,06 €	1.792,62 €	1.784,56 €	2.511,35 €
5	739,40 €	666,64 €	693,34 €	1.988,04 €	1.828,48 €	1.820,25 €	2.561,58 €
6	754,19 €	679,97 €	707,21 €	2.027,81 €	1.865,05 €	1.856,65 €	2.612,81 €
7	769,27 €	693,57 €	721,35 €	2.068,36 €	1.902,35 €	1.893,79 €	2.665,06 €
8	784,66 €	707,44 €	735,78 €	2.109,73 €	1.940,39 €	1.931,66 €	2.718,36 €
9	800,35 €	721,59 €	750,49 €	2.151,92 €	1.979,20 €	1.970,30 €	2.772,73 €
10	816,36 €	736,02 €	765,50 €	2.194,96 €	2.018,79 €	2.009,70 €	2.828,19 €
11	832,68 €	750,74 €	780,81 €	2.238,86 €	2.059,16 €	2.049,90 €	2.884,75 €
12	849,34 €	765,76 €	796,43 €	2.283,64 €	2.100,34 €	2.090,89 €	2.942,44 €
13	866,32 €	781,07 €	812,36 €	2.329,31 €	2.142,35 €	2.132,71 €	3.001,29 €
14	883,65 €	796,69 €	828,61 €	2.375,90 €	2.185,20 €	2.175,37 €	3.061,32 €
15	901,32 €	812,63 €	845,18 €	2.423,42 €	2.228,90 €	2.218,87 €	3.122,55 €
16	919,35 €	828,88 €	862,08 €	2.471,88 €	2.273,48 €	2.263,25 €	3.185,00 €
17	937,74 €	845,46 €	879,32 €	2.521,32 €	2.318,95 €	2.308,52 €	3.248,70 €
18	956,49 €	862,37 €	896,91 €	2.571,75 €	2.365,33 €	2.354,69 €	3.313,67 €
19	975,62 €	879,61 €	914,85 €	2.623,18 €	2.412,63 €	2.401,78 €	3.379,94 €

20	995,13 €	897,21 €	933,15 €	2.675,65 €	2.460,89 €	2.449,82 €	3.447,54 €
21	1.015,04 €	915,15 €	951,81 €	2.729,16 €	2.510,11 €	2.498,81 €	3.516,49 €
22	1.035,34 €	933,45 €	970,84 €	2.783,74 €	2.560,31 €	2.548,79 €	3.586,82 €
23	1.056,05 €	952,12 €	990,26 €	2.839,42 €	2.611,51 €	2.599,76 €	3.658,56 €
24	1.077,17 €	971,17 €	1.010,07 €	2.896,21 €	2.663,74 €	2.651,76 €	3.731,73 €
25	1.098,71 €	990,59 €	1.030,27 €	2.954,13 €	2.717,02 €	2.704,79 €	3.806,37 €
Total	28549	26330	27145	66629	61763	61512	84120

Tabla 11. Consumo tarifa consumidor microgeneración.



Anexo II  
Scripts Simulaciones

## Scripts zona urbana

### Nivel 0

#### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,2)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:8
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,2)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

#### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000;
    end
end
```

```
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:8
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,4)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

### Día festivo invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:8
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,3)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

### Día festivo verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
```

```

    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:8
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,5)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

## *Nivel 1*

### Día laboral invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de comubustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145

```

```
P_BP(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
```

```
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de comubustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(13);
end
```

```

for fila = 1:145
    P_BP(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de comubustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145

```

```
P_BP(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
P_LC(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
```

```

    P_LC(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de combustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

```

```
for fila = 1:145
    P_BP(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

## Nivel 2

### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de combustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,2)*1000;
end
```

```

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,2)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

```

```
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

P_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LC(:,columna)=0;

    end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
```

```

Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de comustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145

```

```

    P_BP_aux(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,4)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,4)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías
%Creación de nuevas matrices
P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0
P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable
Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada
Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

P_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;

```

```

res=inf;

while res>tolerancia

    P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
    res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
    P_corte=P_corte-10;

    P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

end

if P_corte<0

    P_BP(:,columna)=0;

end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LC(:,columna)=0;

    end

end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');

```

```
%La celda de com combustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,3)*0;
end
```

```

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,3)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;
    end
end

```

```

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LC(:,columna)=0;

    end

end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
%La celda de comubustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=Ppico_BP(1)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(1);
end

for fila = 1:145

```

```
    P_BP_aux(fila,2)=Ppico_BP(2)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=Ppico_BP(3)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=Ppico_BP(4)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(4);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=Ppico_BP(5)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=Ppico_BP(6)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(6);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=Ppico_BP(7)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=Ppico_BP(8)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=Ppico_BP(9)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=Ppico_BP(10)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=Ppico_BP(11)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(11);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=Ppico_BP(12)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5)*20;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=Ppico_BP(13)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(13);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=Ppico_BP(14)*CR(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=Ppico_BP(15)*CR(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,1)=Ppico_LC(1)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,2)=Ppico_LC(2)*LC(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,3)=Ppico_LC(3)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,4)=Ppico_LC(4)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,5)=Ppico_LC(5)*LC(fila,5)*0;
end

for fila = 1:145
```

```

    P_LC_aux(fila,6)=Ppico_LC(6)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,7)=Ppico_LC(7)*LC(fila,5)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

```

```

while res>tolerancia

    P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
    res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
    P_corte=P_corte-10;

    P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

end

if P_corte<0

    P_LC(:,columna)=0;

end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Nivel 3

#### Día laboral invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,2)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(16);
end

```

```
Q_BP=P_BP*Factor_fi;  
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

#### Día laboral verano

```
clc  
clear all  
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');  
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');  
tiempo=CR(:,1);  
Ppico_BP_ref=115;  
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref  
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref  
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';  
cosfi=0.95;  
Ppico_LC_ref=20;  
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref  
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';  
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;  
sup_BP_ref=600;  
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref  
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref  
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';  
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');  
  
P_BP=zeros(145,15);  
Q_BP=zeros(145,15);  
P_LC=zeros(145,8);  
Q_LC=zeros(145,8);  
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo  
  
for fila = 1:145  
    for columna= 1:15  
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000-  
Irradiancia(fila,4)*sup_BP(columna);  
    end  
end  
  
for fila = 1:145  
    for columna= 1:7  
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,4)*1000;  
    end  
end  
  
for fila = 1:145  
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(16);  
end  
  
Q_BP=P_BP*Factor_fi;  
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

#### Día festivo invierno

```
clc  
clear all  
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');  
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');  
tiempo=CR(:,1);  
Ppico_BP_ref=115;  
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref  
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref  
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';  
cosfi=0.95;  
Ppico_LC_ref=20;  
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref  
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';  
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;  
sup_BP_ref=600;  
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref  
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref  
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';  
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
```

```

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,3)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);
P_LC=zeros(145,8);
Q_LC=zeros(145,8);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000-
Irradiancia(fila,5)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,5)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(16);
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

## Nivel 4

### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref]';
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP_aux(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC_aux(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,2)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos
```

```
for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LC(:,columna)=0;

    end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
```

```

Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref]';
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP_aux(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000-
Irradiancia(fila,4)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC_aux(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,4)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices
P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0
P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable
Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada
Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos
for columna = 1:15
    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
    end
end

```

```

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LC(:,columna)=0;

    end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

```

```

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP_aux(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC_aux(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,3)*1000;
    end
end

for fila = 1:145
    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

```

```

P_LC_aux3=P_LC_aux2;

P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
P_corte=P_max_LC;
tolerancia=10;
res=inf;

while res>tolerancia

    P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
    res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
    P_corte=P_corte-10;

    P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

end

if P_corte<0

    P_LC(:,columna)=0;

end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
LC=xlsread('Curvas_Carga_comercial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=115;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
2.174*Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Ppico_LC_ref=20;
Ppico_LC=[Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref Ppico_LC_ref
Ppico_LC_ref 30*Ppico_LC_ref];
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 3.33*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);
P_LC_aux=zeros(145,8);
Q_LC_aux=zeros(145,8);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:15
        P_BP_aux(fila,columna)=Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000-
Irradiancia(fila,5)*sup_BP(columna);
    end
end

for fila = 1:145
    for columna= 1:7
        P_LC_aux(fila,columna)=Ppico_LC(columna)*LC(fila,5)*1000;
    end
end

for fila = 1:145

```

```

    P_LC_aux(fila,8)=Ppico_LC(8)*LC(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(16);
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,15);
P_LC_aux2=zeros(145,8);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_LC_aux2=P_LC_aux;

P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;
P_LC_aux2(P_LC_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;
Bat_P_LC=P_LC_aux2-P_LC_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);
Alm_Bat_P_LC=trapz(tiempo,Bat_P_LC);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:15

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

for columna = 1:8

    P_LC_aux3=P_LC_aux2;

    P_max_LC=max(P_LC_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LC;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LC_aux3(P_LC_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LC(columna)-(trapz(tiempo,P_LC_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_LC_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LC(:,columna)=P_LC_aux3(:,columna);

    end

end

```

```
end

if P_corte<0
    P_LC(:,columna)=0;
end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
Q_LC=P_LC*Factor_fi;
```

## Scripts zona rural

### *Nivel 0*

#### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

#### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
```

```
        P_BP(fila,columna)=8*Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

### Día festivo invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

### Día festivo verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000;
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

## *Nivel 1*

### Día laboral invierno

```
clc
clear all
```

```

CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,2)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145

```



```
P_BP(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,4)*0);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,4)*0);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
P_BP(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(20));
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

### Día festivo invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
```

```

Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=2*xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,3)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,3)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,3)*0);
end

```

```

end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(20));
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP=zeros(145,15);
Q_BP=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(6));
end

```

```
for fila = 1:145
    P_BP(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(20));
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

## *Nivel 2*

### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
```

```

cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,2)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,2)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,2)*0);
end

```

```

end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,2)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_BP(20));
end

%% Implementación de las baterías
%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;

    end

end

end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,4)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end
```

```

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,4)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,4)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,4)*1000-Cogeneracion(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,4)*1000-Viento(fila,4));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,4)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,4)*1000-Irradiancia(fila,4)*sup_BP(20));
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0

        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Día festivo invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%La celda de comubustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,3)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end
```

```

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,3)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,3)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,3)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_BP(20));
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Día festivo verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=600;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual.xlsx','Simulacion');
%El aislamiento de la red se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_BP_aux=zeros(145,15);
Q_BP_aux=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,1)=8*(Ppico_BP(1)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(1));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,2)=8*(Ppico_BP(2)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,3)=8*(Ppico_BP(3)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,4)=8*(Ppico_BP(4)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,5)=8*(Ppico_BP(5)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,6)=8*(Ppico_BP(6)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(6));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,7)=8*(Ppico_BP(7)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,8)=8*(Ppico_BP(8)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,9)=8*(Ppico_BP(9)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,10)=8*(Ppico_BP(10)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,11)=8*(Ppico_BP(11)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(11));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,12)=8*(Ppico_BP(12)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end
```

```

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,13)=8*(Ppico_BP(13)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,14)=8*(Ppico_BP(14)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,15)=8*(Ppico_BP(15)*CR(fila,5)*0);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,16)=8*(Ppico_BP(16)*CR(fila,5)*1000-Cogeneracion(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,17)=8*(Ppico_BP(17)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(17));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,18)=8*(Ppico_BP(18)*CR(fila,5)*1000-Viento(fila,5));
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,19)=8*(Ppico_BP(19)*CR(fila,5)*1000);
end

for fila = 1:145
    P_BP_aux(fila,20)=8*(Ppico_BP(20)*CR(fila,5)*1000-Irradiancia(fila,5)*sup_BP(20));
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapez(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapez(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapez(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Nivel 3

#### Día laboral invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_BP(columna));
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

#### Día laboral verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000-
Irradiancia(fila,4)*sup_BP(columna));
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

### Día festivo invierno

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_BP(columna));
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

### Día festivo verano

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP=zeros(145,20);
Q_BP=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000-
Irradiancia(fila,5)*sup_BP(columna));
    end
end

Q_BP=P_BP*Factor_fi;
```

## Nivel 4

### Día laboral invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,20);
Q_BP_aux=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP_aux(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_BP(columna));
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

### Día laboral verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,20);
Q_BP_aux=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP_aux(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,4)*1000-
Irradiancia(fila,4)*sup_BP(columna));
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

## Día festivo invierno

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,20);
Q_BP_aux=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP_aux(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_BP(columna));
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

## Día festivo verano

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_residencial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_BP_ref=5;
Ppico_BP=[Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref
Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref
1.8*Ppico_BP_ref 1.8*Ppico_BP_ref];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_BP_ref=100;
sup_BP=[sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref sup_BP_ref
sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref 1.5*sup_BP_ref];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_BP_aux=zeros(145,20);
Q_BP_aux=zeros(145,20);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:20
        P_BP_aux(fila,columna)=8*(Ppico_BP(columna)*CR(fila,5)*1000-
Irradiancia(fila,5)*sup_BP(columna));
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_BP_aux2=zeros(145,20);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_BP_aux2=P_BP_aux;
P_BP_aux2(P_BP_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_BP=P_BP_aux2-P_BP_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_BP=trapz(tiempo,Bat_P_BP);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:20

    P_BP_aux3=P_BP_aux2;

    P_max_BP=max(P_BP_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_BP;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia
        P_BP_aux3(P_BP_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_BP(columna)-(trapz(tiempo,P_BP_aux2(:,columna))-
trapz(tiempo,P_BP_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
        P_BP(:,columna)=P_BP_aux3(:,columna);
    end
    if P_corte<0
        P_BP(:,columna)=0;
    end
end
Q_BP=P_BP*Factor_fi;

```

## Scripts zona industrial

### *Nivel 0*

#### Día laboral

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_LI=zeros(145,21);
Q_LI=zeros(145,21);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,2)*1000;
    end
end

Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```

#### Día festivo

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;

P_LI=zeros(145,21);
Q_LI=zeros(145,21);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,3)*1000;
    end
end

Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```

## Nivel 1

### Día laboral

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat_industrial.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual_industrial.xlsx','Simulacion');
%La celda de com combustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_LI=zeros(145,15);
Q_LI=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_LI(fila,1)=Ppico_LI(1)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(1);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,2)=Ppico_LI(2)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,3)=Ppico_LI(3)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2)*Ppico_LI(2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,4)=Ppico_LI(4)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,5)=Ppico_LI(5)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(5);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,6)=Ppico_LI(6)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(6);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,7)=Ppico_LI(7)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*Ppico_LI(7)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,8)=Ppico_LI(8)*CR(fila,2)*1000-Viento(fila,2)*Ppico_LI(8)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,9)=Ppico_LI(9)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(9);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,10)=Ppico_LI(10)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*Ppico_LI(10)*1000;
end
```

```

for fila = 1:145
    P_LI(fila,11)=Ppico_LI(11)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,12)=Ppico_LI(12)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(12);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,13)=Ppico_LI(13)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*Ppico_LI(13)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,14)=Ppico_LI(14)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,15)=Ppico_LI(15)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(15);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,16)=Ppico_LI(16)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,17)=Ppico_LI(17)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*Ppico_LI(17)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,18)=Ppico_LI(18)*CR(fila,2)*1000-Cogeneracion(fila,2)*Ppico_LI(18)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,19)=Ppico_LI(19)*CR(fila,2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,20)=Ppico_LI(20)*CR(fila,2)*1000-Irradiancia(fila,2)*sup_LI(20);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,21)=Ppico_LI(21)*CR(fila,2)*1000;
end

Q_LI=P_LI*Factor_fi;

```

### Día festivo

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
Cogeneracion=xlsread('Cogen_curva_mat_industrial.xlsx','Simulacion');
Viento=xlsread('Viento_anual_industrial.xlsx','Simulacion');
%La celda de com combustible se modelará como si no consumiera ni generara el bloque

P_LI=zeros(145,15);

```

```
Q_LI=zeros(145,15);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    P_LI(fila,1)=Ppico_LI(1)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(1);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,2)=Ppico_LI(2)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,3)=Ppico_LI(3)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3)*Ppico_LI(2)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,4)=Ppico_LI(4)*CR(fila,3)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,5)=Ppico_LI(5)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(5);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,6)=Ppico_LI(6)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(6);
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,7)=Ppico_LI(7)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*Ppico_LI(7)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,8)=Ppico_LI(8)*CR(fila,3)*1000-Viento(fila,3)*Ppico_LI(8)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,9)=Ppico_LI(9)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(9);
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,10)=Ppico_LI(10)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*Ppico_LI(10)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,11)=Ppico_LI(11)*CR(fila,3)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,12)=Ppico_LI(12)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(12);
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,13)=Ppico_LI(13)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*Ppico_LI(13)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,14)=Ppico_LI(14)*CR(fila,3)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,15)=Ppico_LI(15)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(15);
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,16)=Ppico_LI(16)*CR(fila,3)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,17)=Ppico_LI(17)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*Ppico_LI(17)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,18)=Ppico_LI(18)*CR(fila,3)*1000-Cogeneracion(fila,3)*Ppico_LI(18)*1000;
end

for fila = 1:145
    P_LI(fila,19)=Ppico_LI(19)*CR(fila,3)*1000;
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,20)=Ppico_LI(20)*CR(fila,3)*1000-Irradiancia(fila,3)*sup_LI(20);
end
for fila = 1:145
    P_LI(fila,21)=Ppico_LI(21)*CR(fila,3)*1000;
end
Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```

### Nivel 3

#### Día laboral

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_LI=zeros(145,21);
Q_LI=zeros(145,21);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_LI(columna);
    end
end
Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```

#### Día festivo

```
clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');
P_LI=zeros(145,21);
Q_LI=zeros(145,21);
%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_LI(columna);
    end
end
Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```

## Nivel 4

### Día laboral

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ]';
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_LI_aux=zeros(145,21);
Q_LI_aux=zeros(145,21);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo
for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI_aux(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,2)*1000-
Irradiancia(fila,2)*sup_LI(columna);
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_LI_aux2=zeros(145,21);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_LI_aux2=P_LI_aux;
P_LI_aux2(P_LI_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_LI=P_LI_aux2-P_LI_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_LI=trapez(tiempo,Bat_P_LI);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

for columna = 1:21

    P_LI_aux3=P_LI_aux2;

    P_max_LI=max(P_LI_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LI;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LI_aux3(P_LI_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LI(columna)-(trapez(tiempo,P_LI_aux2(:,columna))-
trapez(tiempo,P_LI_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;
    end
end

```

```

        P_LI(:,columna)=P_LI_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LI(:,columna)=0;

    end

end

Q_LI=P_LI*Factor_fi;

```

### Día festivo

```

clc
clear all
CR=xlsread('Curvas_Carga_industrial.xlsx','Simulacion');
tiempo=CR(:,1);
Ppico_LI_ref_a=150;
Ppico_LI_ref_b=225;
Ppico_LI_ref_c=300;
Ppico_LI=[Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a
Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_a Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b Ppico_LI_ref_b
Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c Ppico_LI_ref_c
Ppico_LI_ref_c];
cosfi=0.95;
Factor_fi=(sin(acos(cosfi)))/cosfi;
sup_LI_ref_a=1500;
sup_LI_ref_b=2250;
sup_LI_ref_c=3000;
sup_LI=[sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a
sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_a sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b
sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_b sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c
sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c sup_LI_ref_c ];
Irradiancia=xlsread('Irradiancia_Diaria.xlsx','Simulacion');

P_LI_aux=zeros(145,21);
Q_LI_aux=zeros(145,21);

%Cada columna corresponde a un bloque/local y cada fila al tiempo

for fila = 1:145
    for columna= 1:21
        P_LI_aux(fila,columna)=Ppico_LI(columna)*CR(fila,3)*1000-
Irradiancia(fila,3)*sup_LI(columna);
    end
end

%% Implementación de las baterías

%Creación de nuevas matrices

P_LI_aux2=zeros(145,21);

%Conversión de las potencias negativas a 0

P_LI_aux2=P_LI_aux;
P_LI_aux2(P_LI_aux2<0)=0;

%Almacenamiento de las potencias de las baterías en una nueva variable

Bat_P_LI=P_LI_aux2-P_LI_aux;

%Calculo de la potencia almacenada

Alm_Bat_P_LI=trapz(tiempo,Bat_P_LI);

%Reparto de la potencia en la curva de carga eliminando los picos

```

```
for columna = 1:21
    P_LI_aux3=P_LI_aux2;

    P_max_LI=max(P_LI_aux2(:,columna));
    P_corte=P_max_LI;
    tolerancia=10;
    res=inf;

    while res>tolerancia

        P_LI_aux3(P_LI_aux2>P_corte)=P_corte;
        res=Alm_Bat_P_LI(columna)-(trapz(tiempo,P_LI_aux2(:,columna))-
        trapz(tiempo,P_LI_aux3(:,columna)));
        P_corte=P_corte-10;

        P_LI(:,columna)=P_LI_aux3(:,columna);

    end

    if P_corte<0

        P_LI(:,columna)=0;

    end

end

Q_LI=P_LI*Factor_fi;
```



Anexo III  
Resultados Simulaciones

---

## Resultados zona urbana

### Nivel 0

#### Día laboral invierno

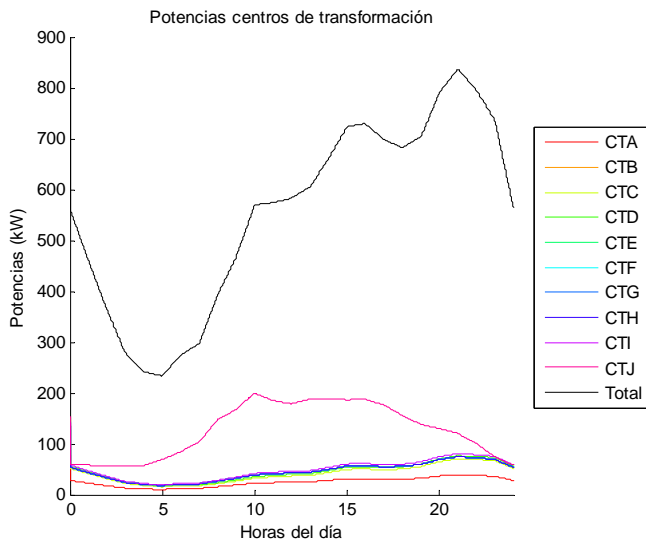


Figura 1. Potencias centros de transformación

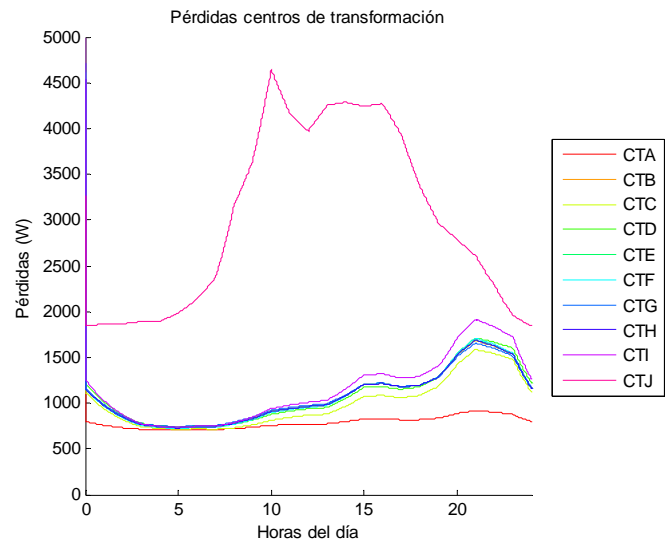


Figura 2. Pérdidas centros de transformación

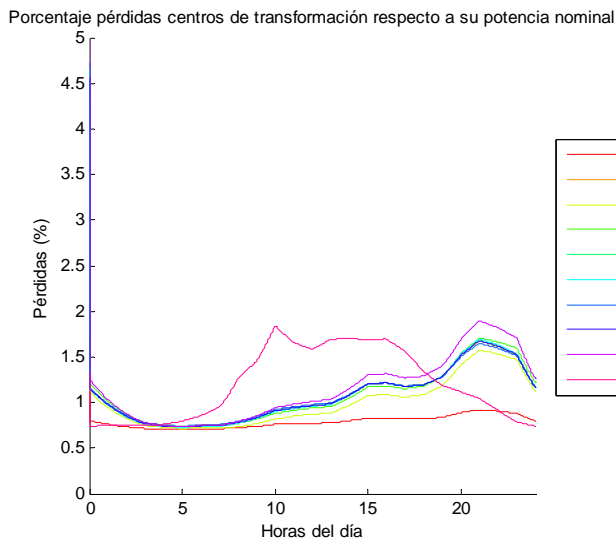


Figura 3. Porcentaje pérdidas centros de transformación

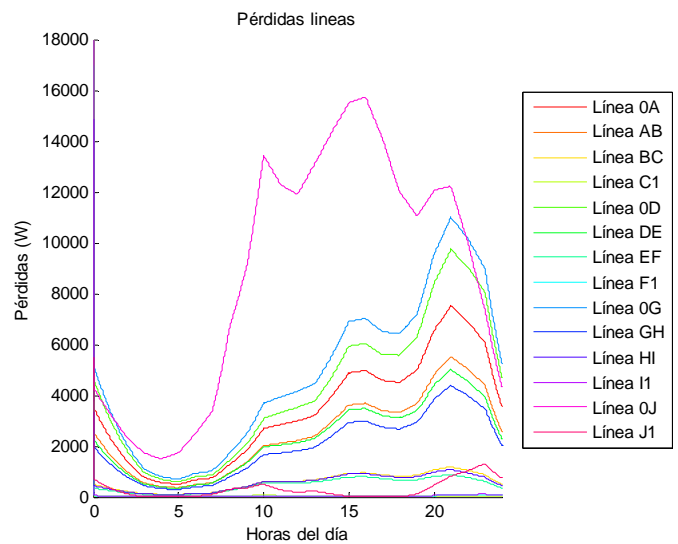


Figura 4. Pérdidas líneas

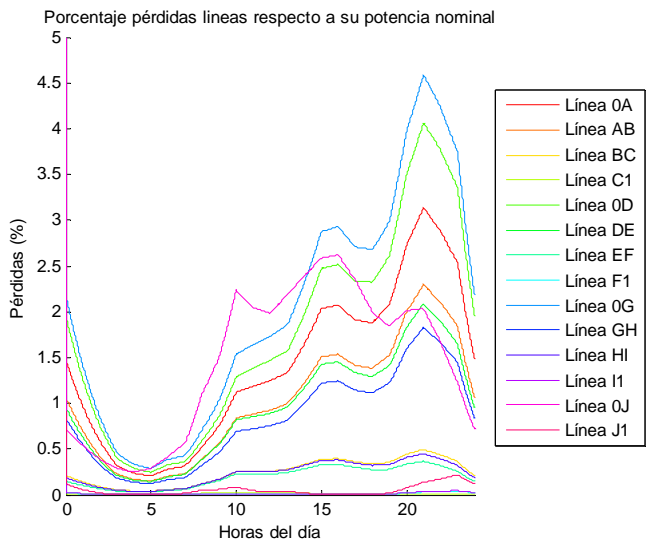


Figura 5. Porcentaje pérdidas líneas

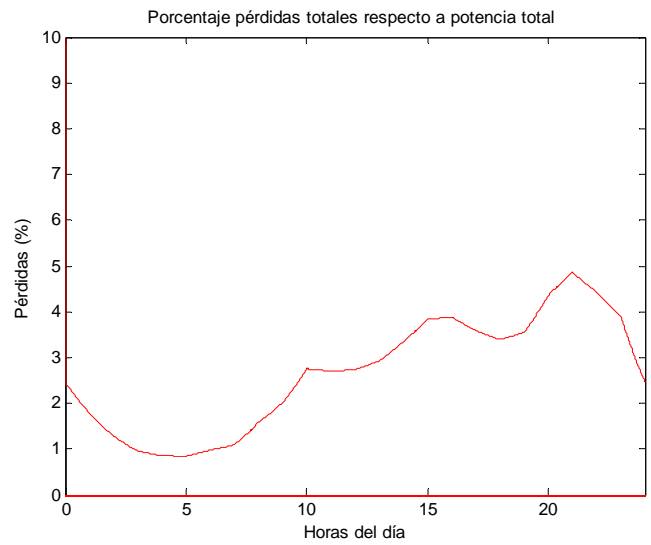


Figura 6. Porcentaje pérdidas totales

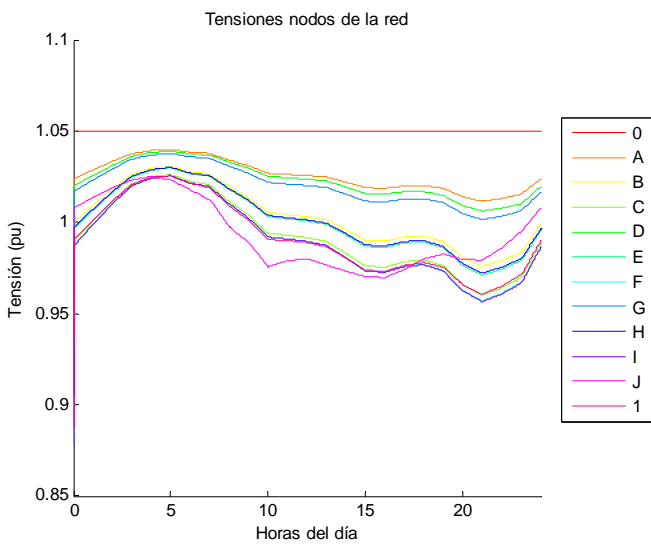


Figura 7. Tensiones nodos de la red

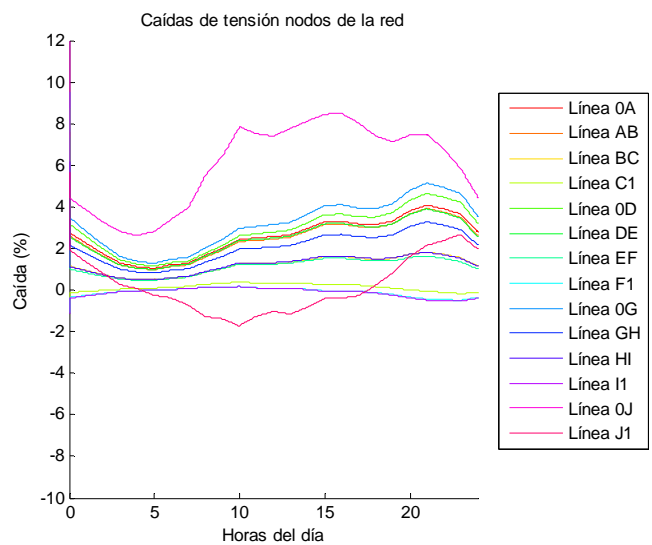


Figura 8. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

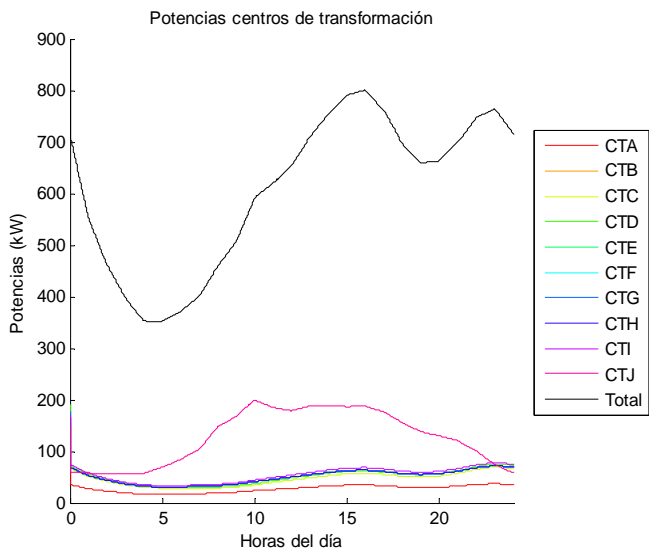


Figura 9. Potencias centros de transformación

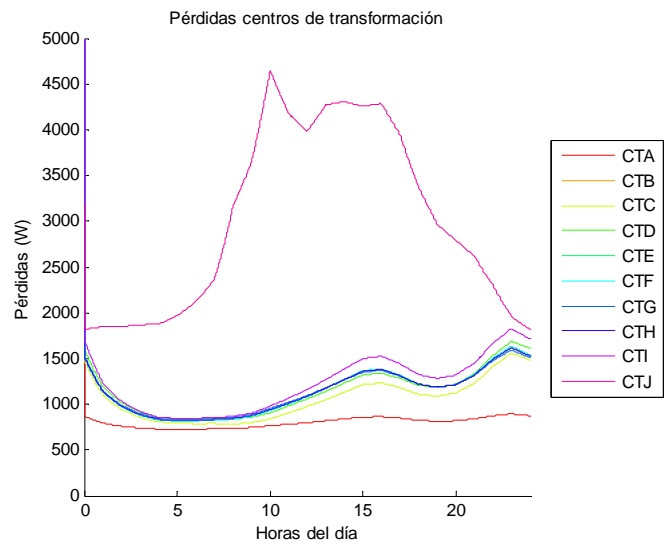


Figura 10. Pérdidas centros de transformación

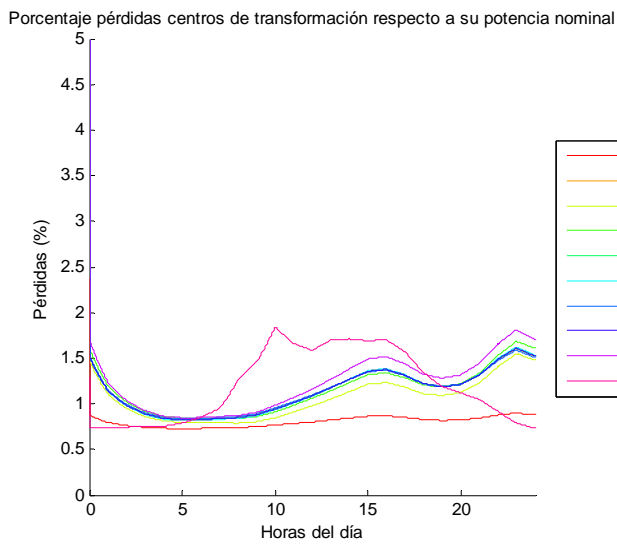


Figura 11. Porcentaje pérdidas centros de transformación

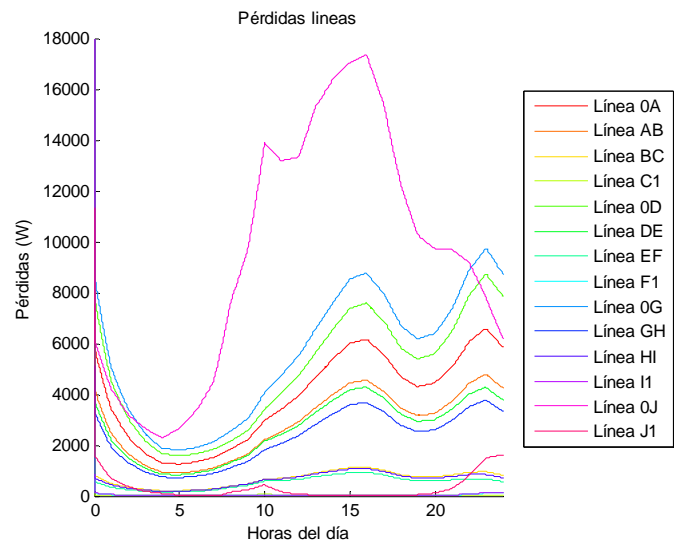


Figura 12. Pérdidas líneas

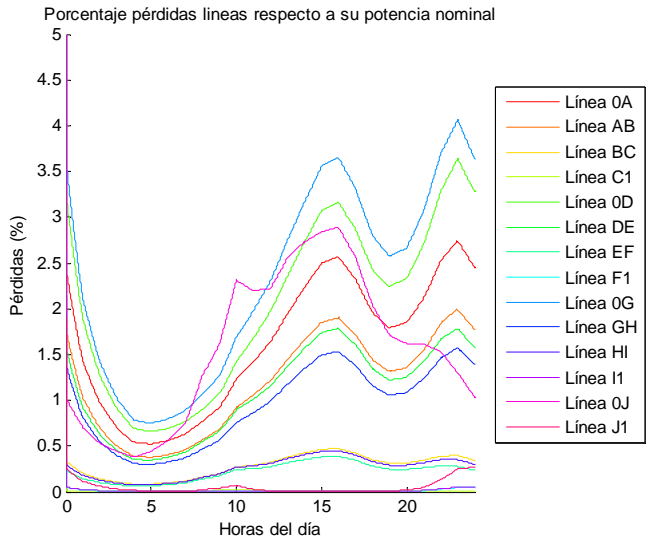


Figura 13. Porcentaje pérdidas líneas

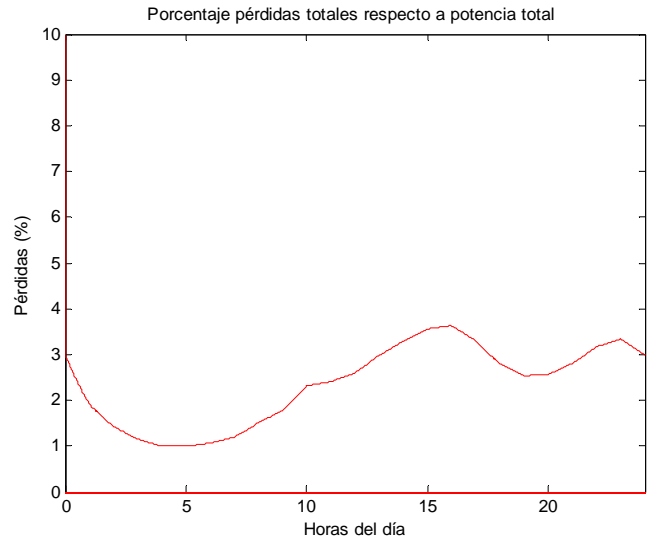


Figura 14. Porcentaje pérdidas totales

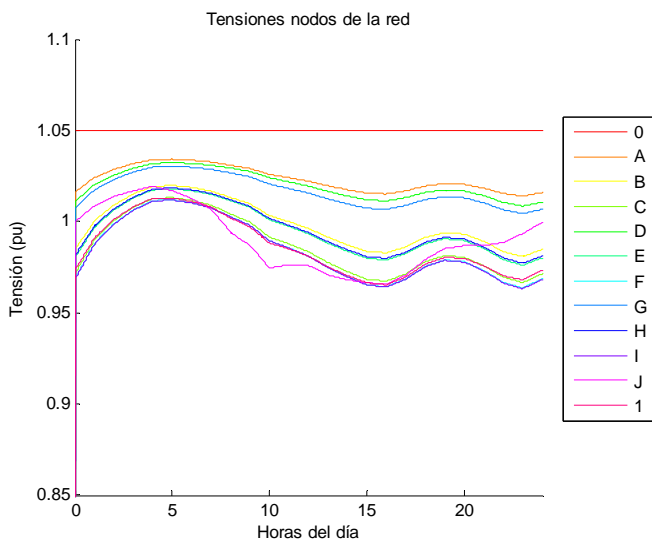


Figura 15. Tensiones nodos de la red

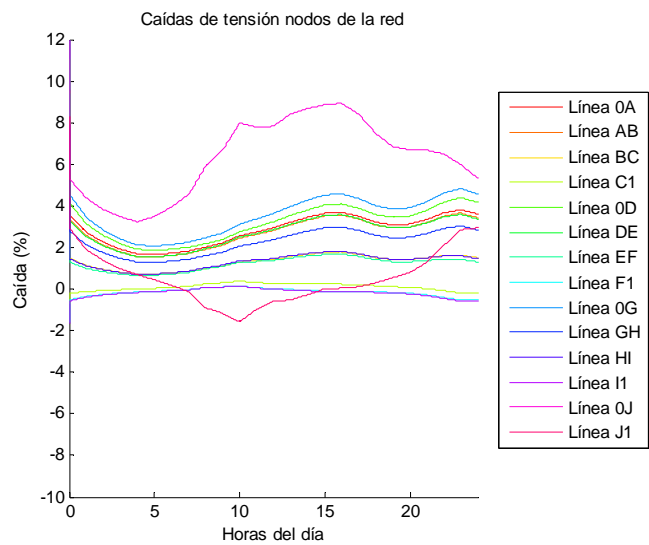


Figura 16. Caídas de tensión líneas

Día festivo Invierno

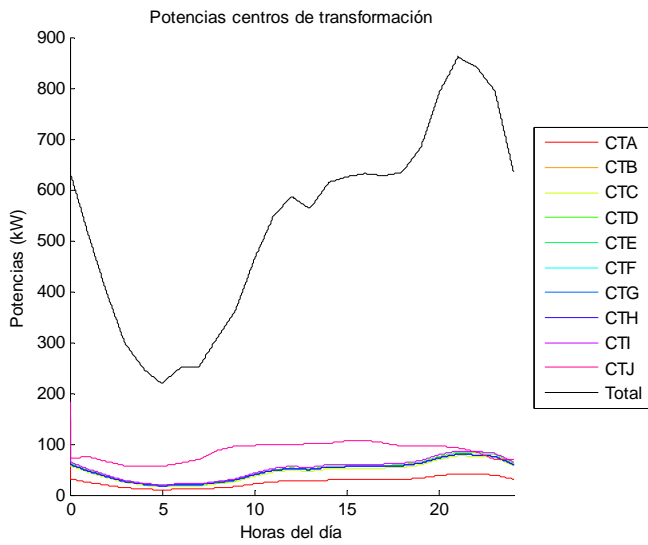


Figura 17. Potencias centros de transformación

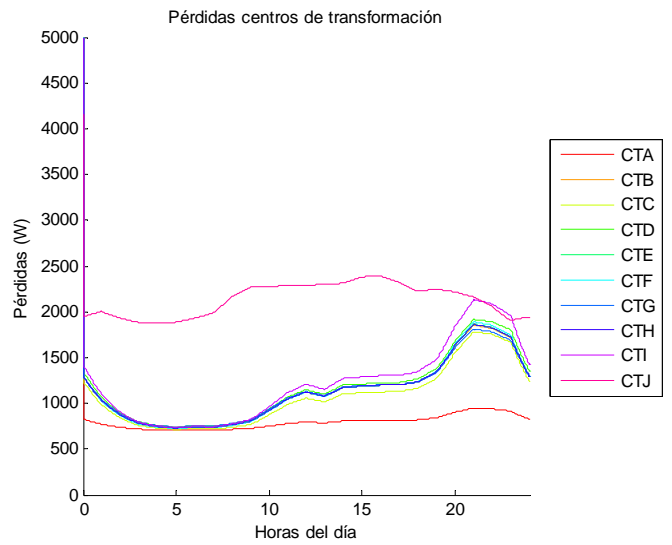


Figura 18. Pérdidas centros de transformación

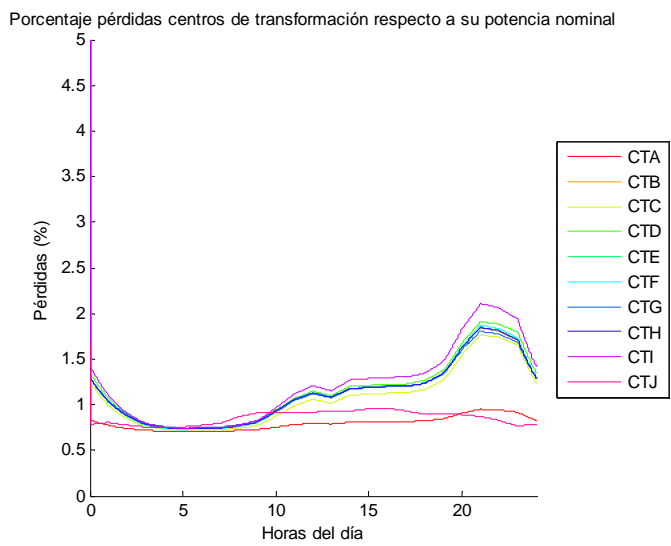


Figura 19. Porcentaje pérdidas centros de transformación

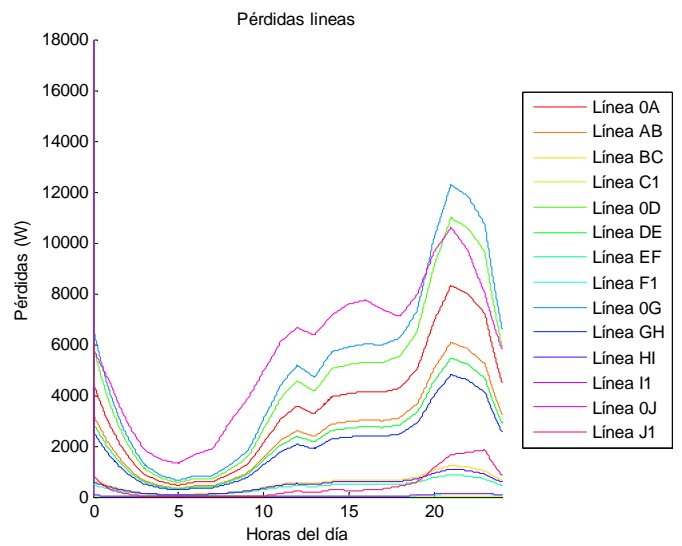


Figura 20. Pérdidas líneas

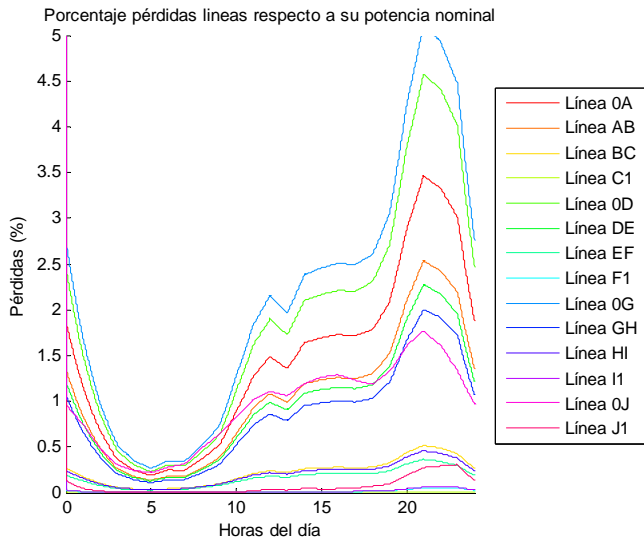


Figura 21. Porcentaje pérdidas líneas

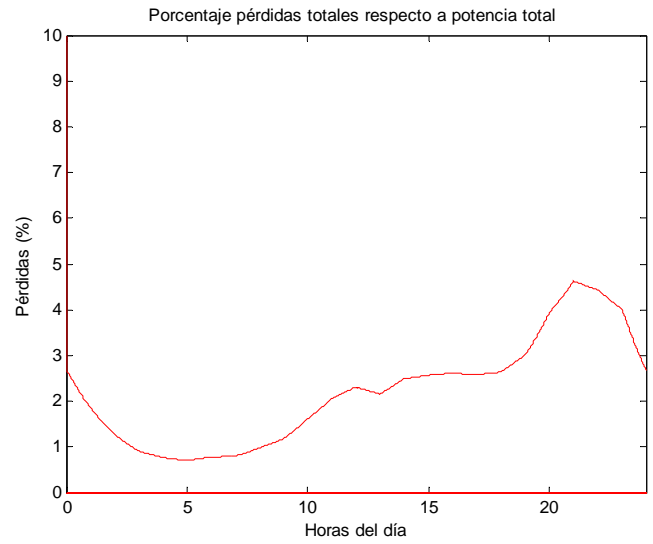


Figura 22. Porcentaje pérdidas totales

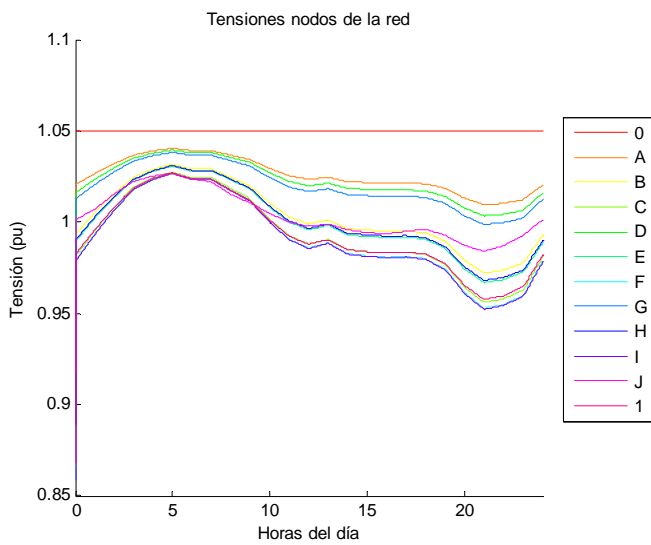


Figura 23. Tensiones nodos de la red

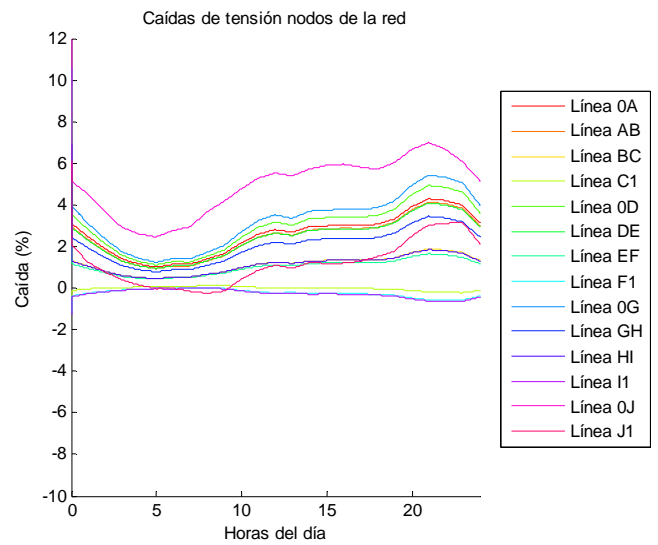


Figura 24. Caídas de tensión líneas

Día festivo Verano

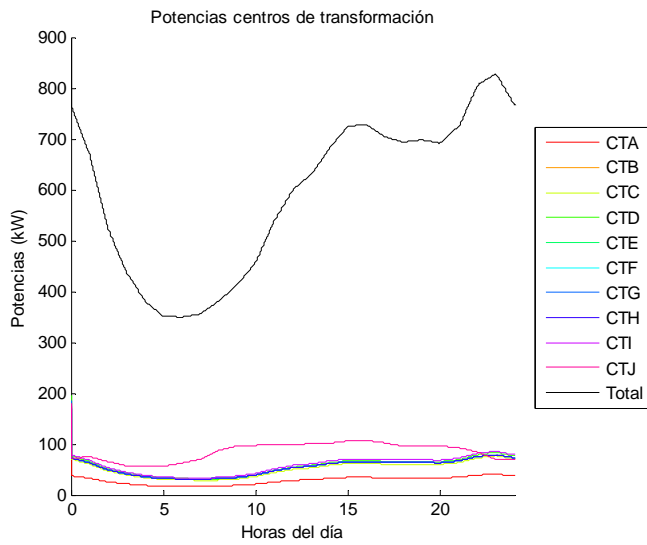


Figura 25. Potencias centros de transformación

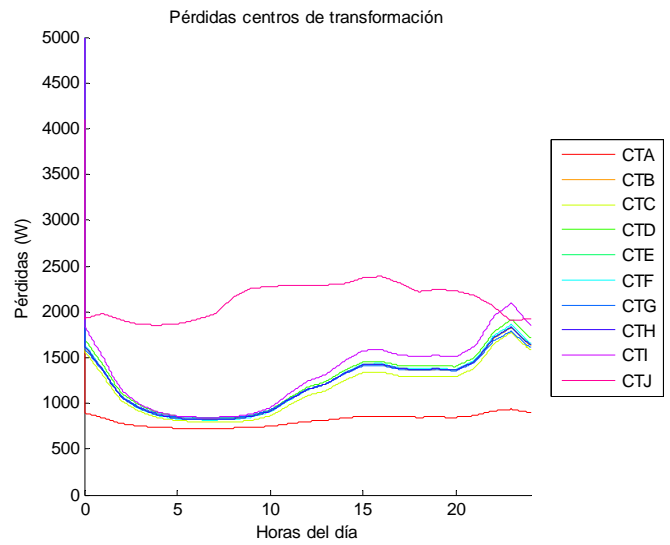


Figura 26. Pérdidas centros de transformación

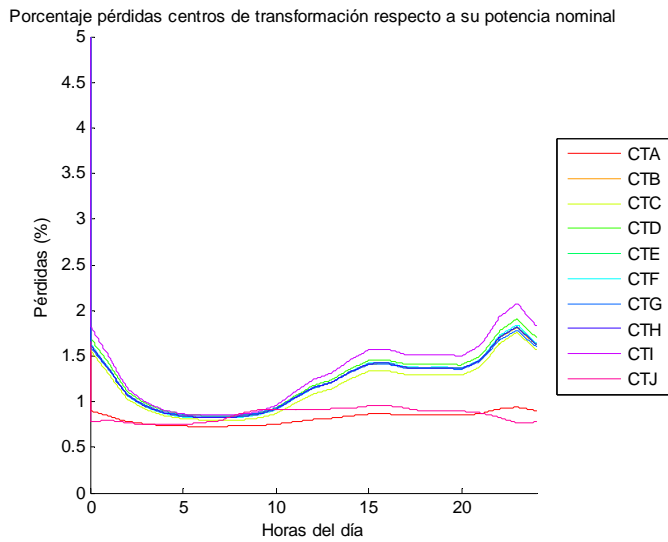


Figura 27. Porcentaje pérdidas centros de transformación

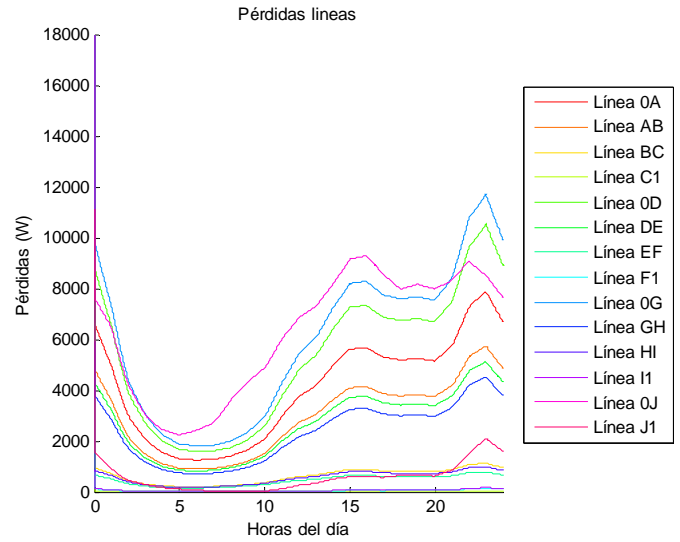


Figura 28. Pérdidas líneas

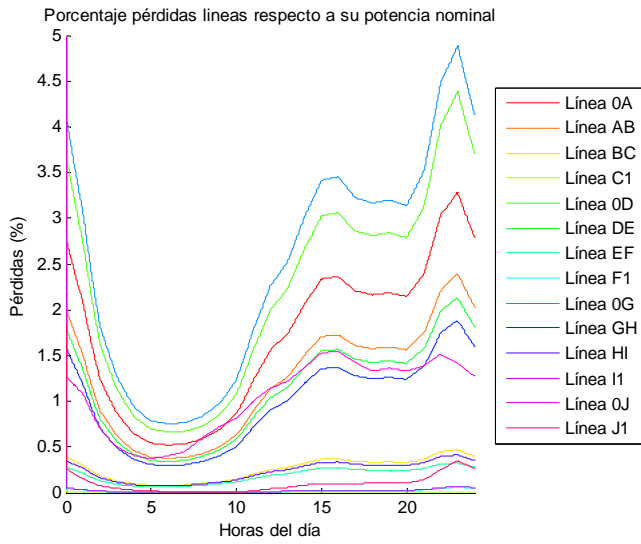


Figura 29. Porcentaje pérdidas líneas

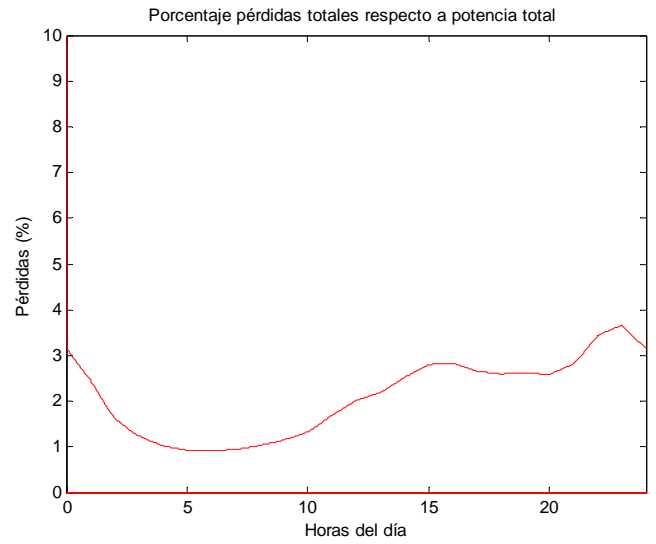


Figura 30. Porcentaje pérdidas totales

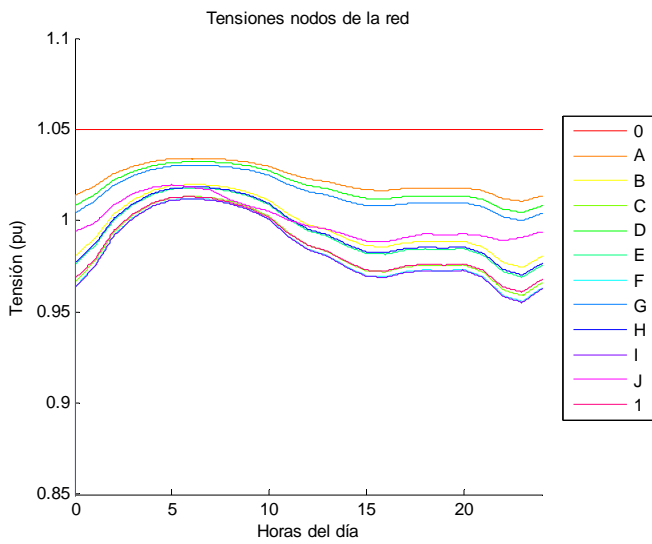


Figura 31. Tensiones nodos de la red

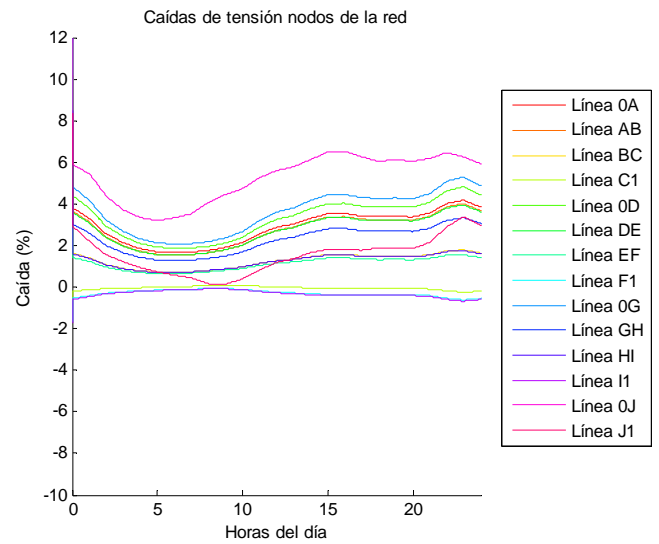


Figura 32. Caídas de tensión líneas

## Nivel 1

### Día laboral invierno

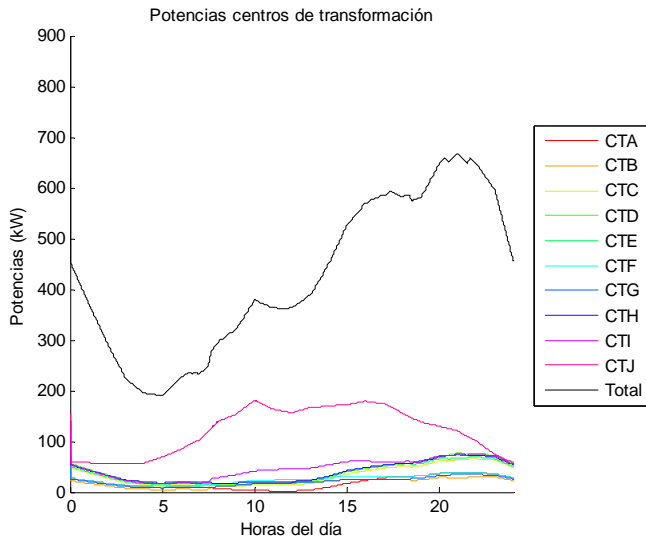


Figura 33. Potencias centros de transformación

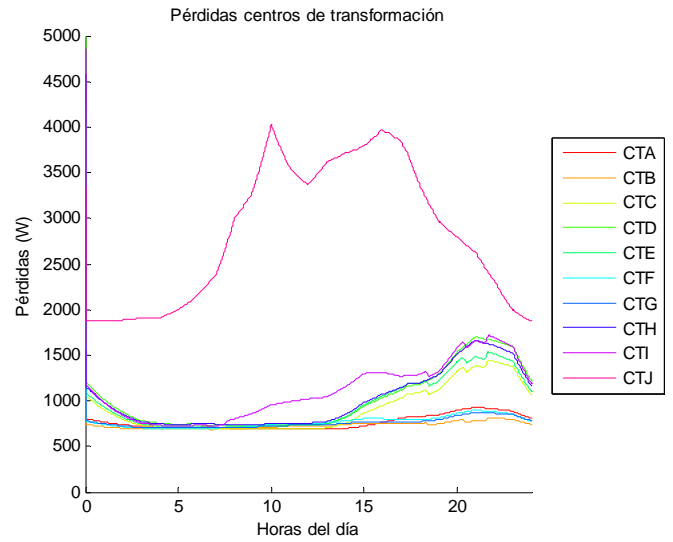


Figura 34. Pérdidas centros de transformación

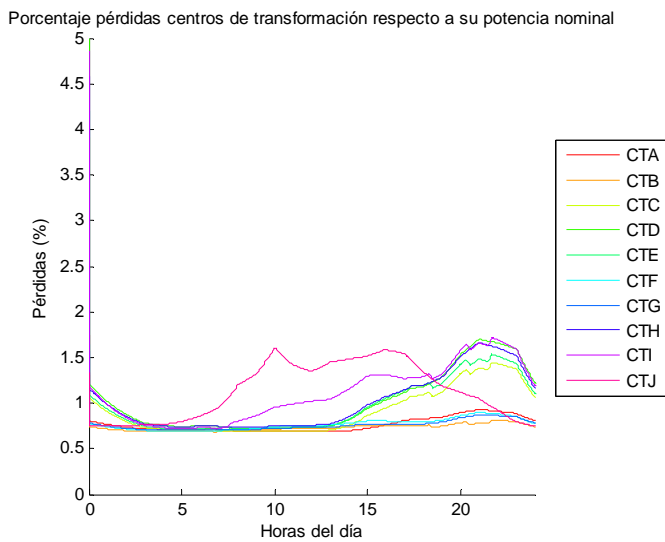


Figura 35. Porcentaje pérdidas centros de transformación

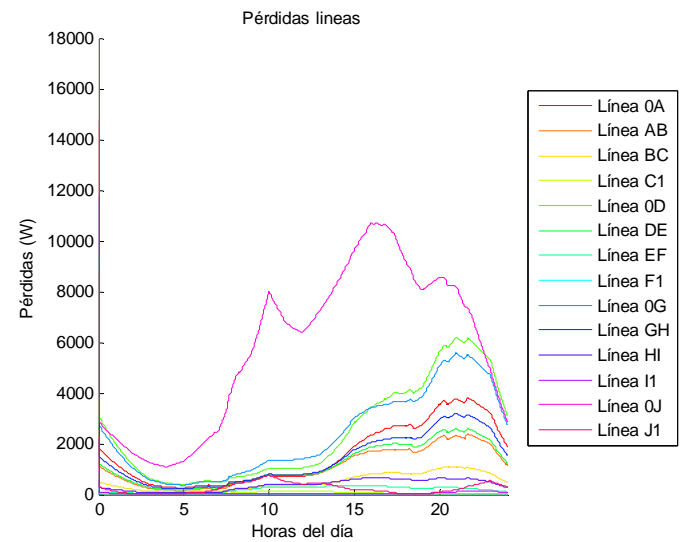


Figura 36. Pérdidas líneas

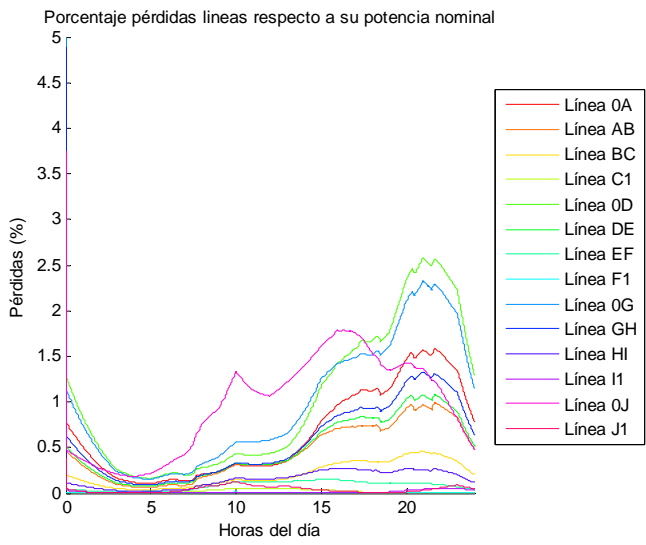


Figura 37. Porcentaje pérdidas líneas

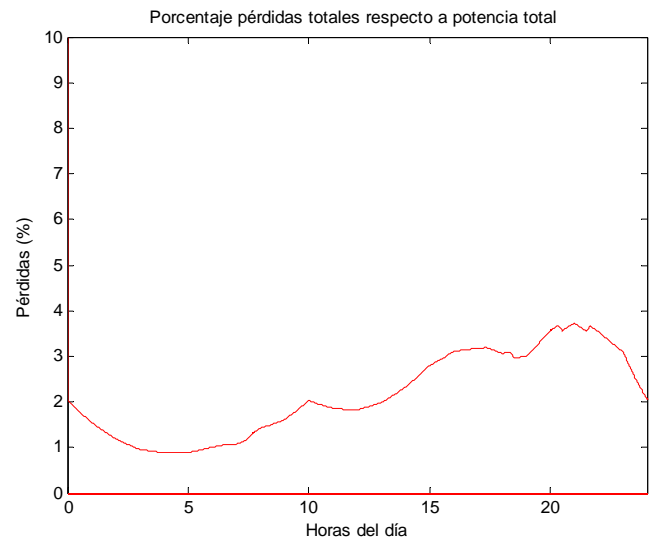


Figura 38. Porcentaje pérdidas totales

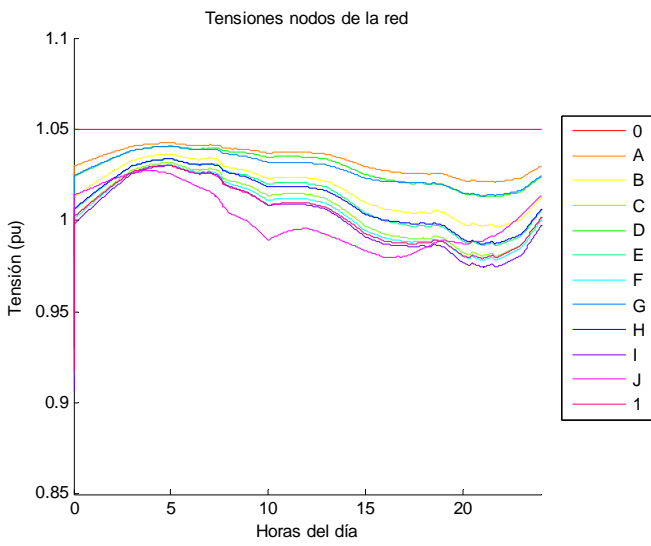


Figura 39. Tensiones nodos de la red

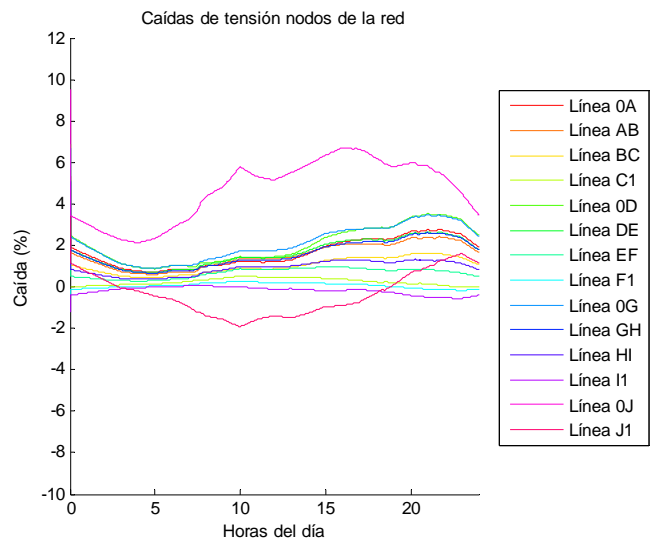


Figura 40. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

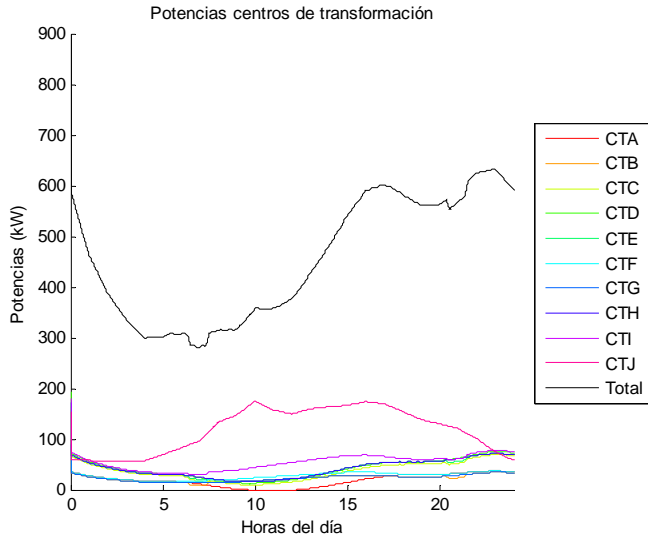


Figura 41. Potencias centros de transformación

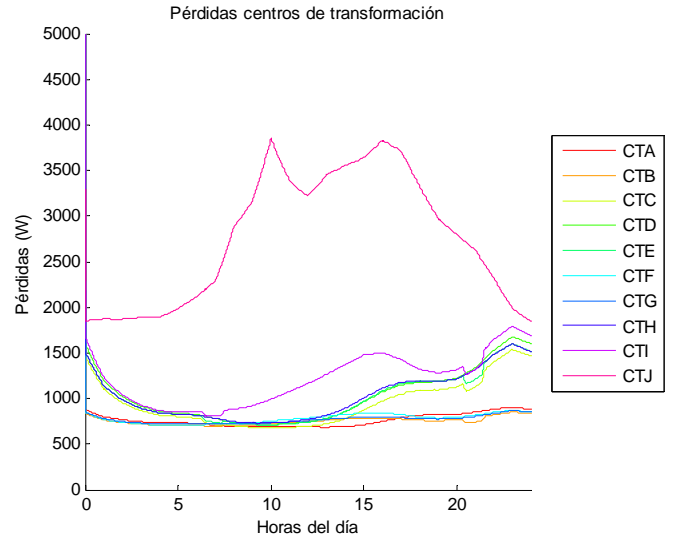


Figura 42. Pérdidas centros de transformación

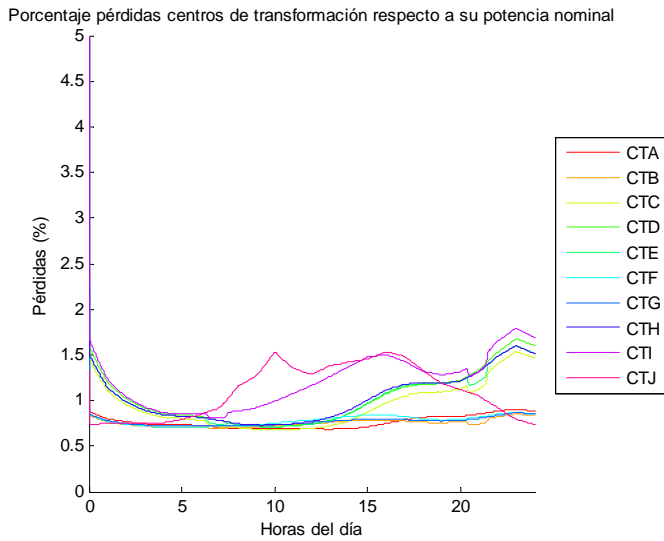


Figura 43. Porcentaje pérdidas centros de transformación

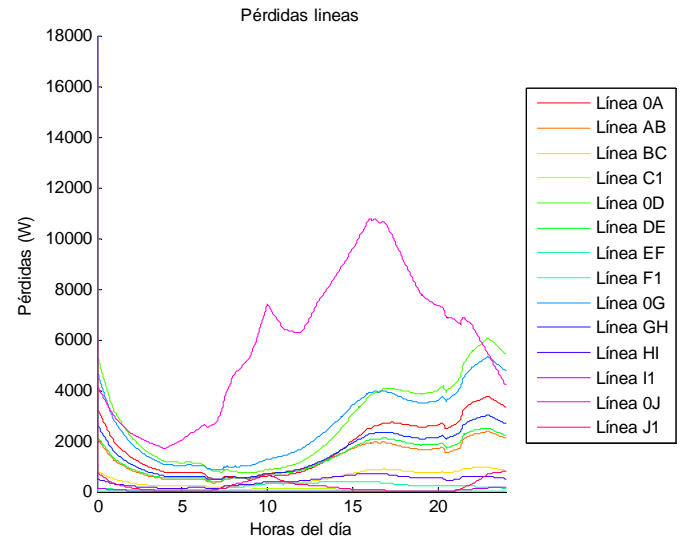


Figura 44. Pérdidas líneas

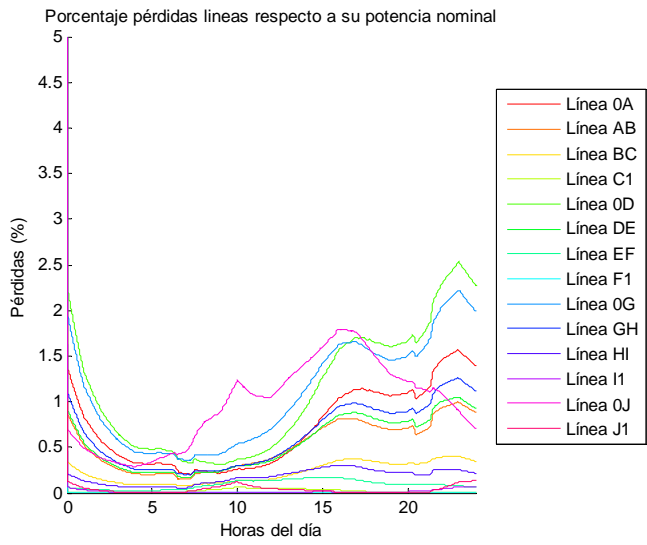


Figura 45. Porcentaje pérdidas líneas

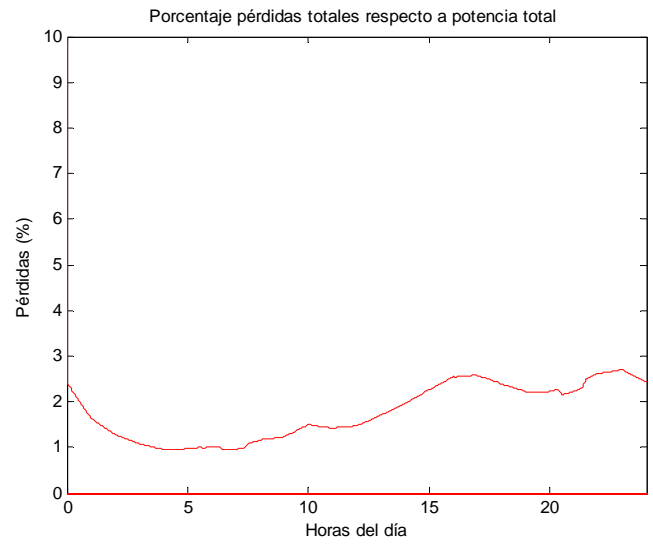


Figura 46. Porcentaje pérdidas totales

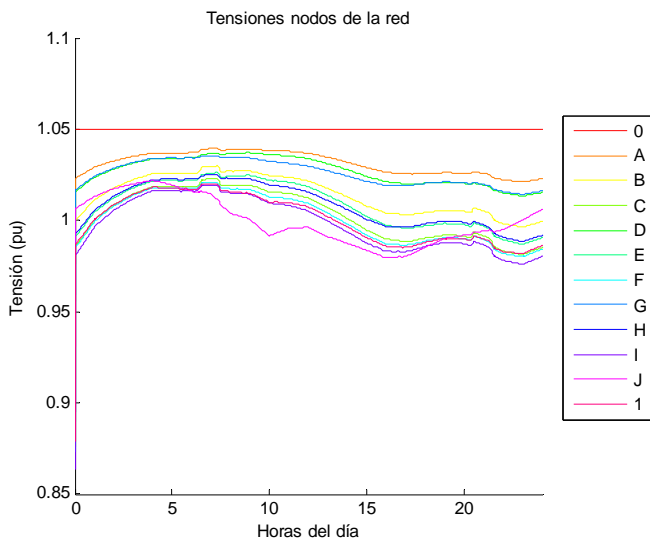


Figura 47. Tensiones nodos de la red

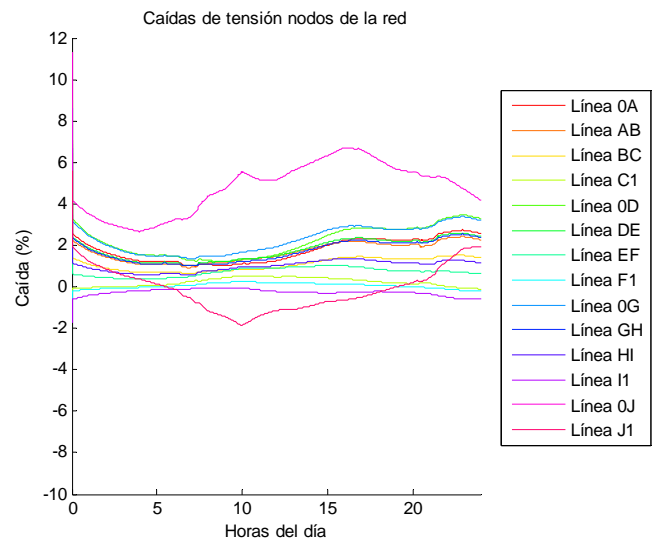


Figura 48. Caídas de tensión líneas

Día festivo Invierno

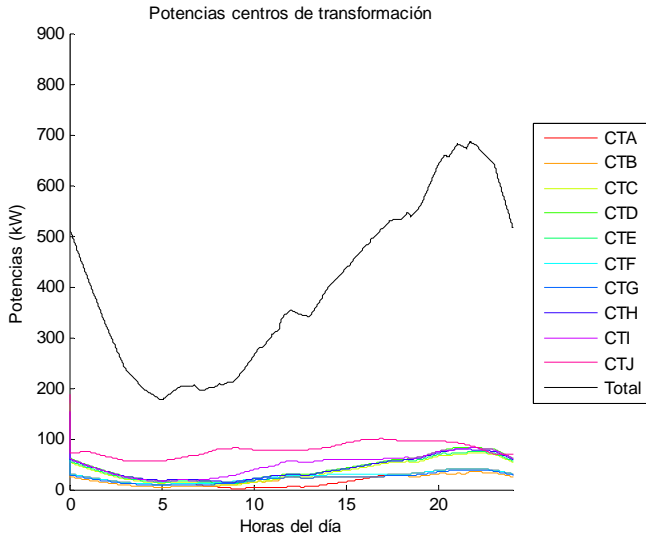


Figura 49. Potencias centros de transformación

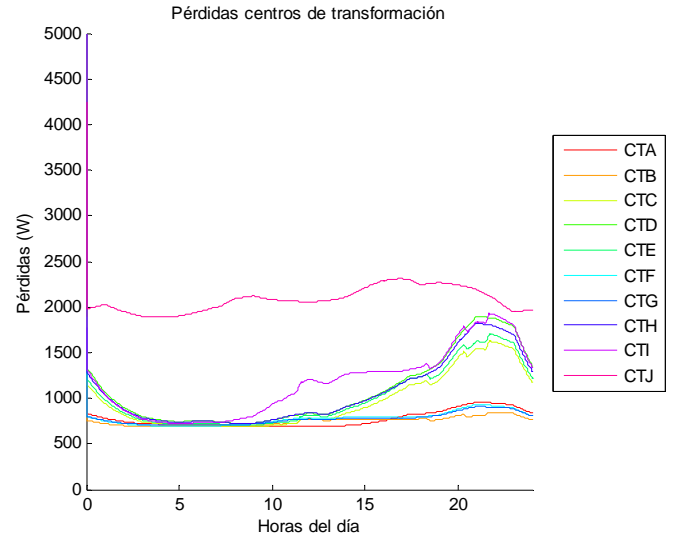


Figura 50. Pérdidas centros de transformación

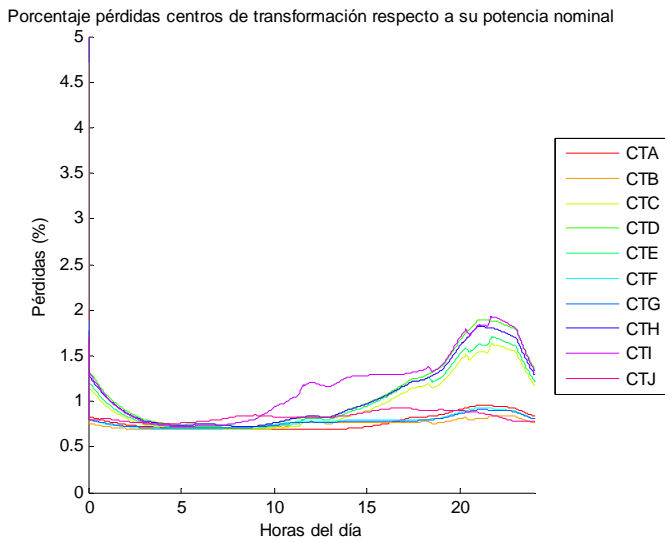


Figura 51. Porcentaje pérdidas centros de transformación

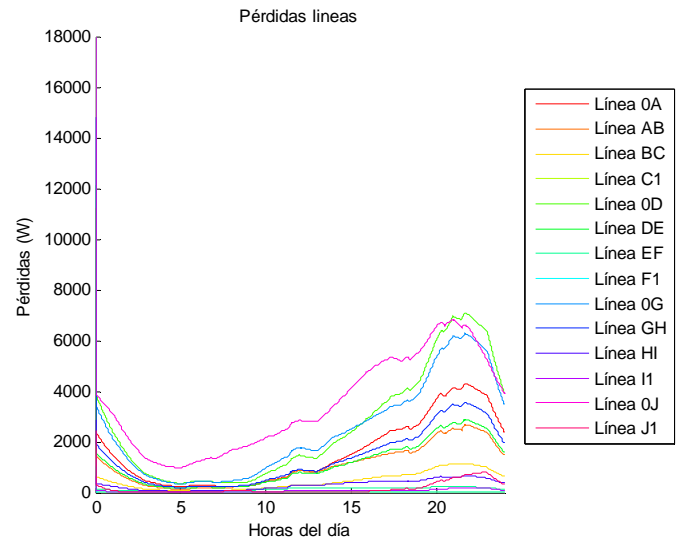


Figura 52. Pérdidas líneas

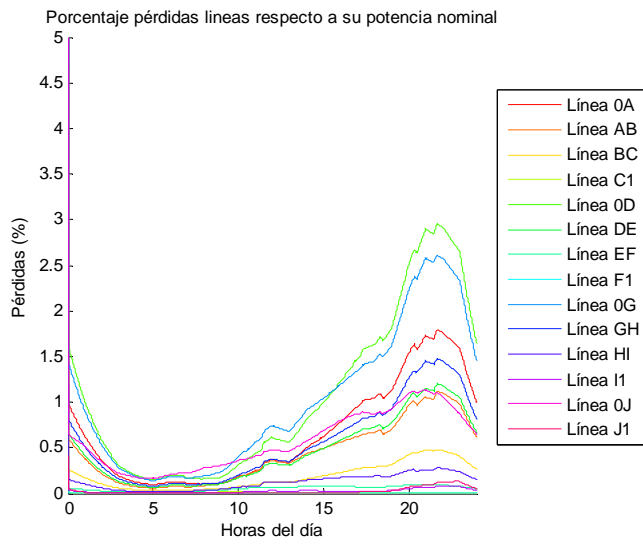


Figura 53. Porcentaje pérdidas líneas

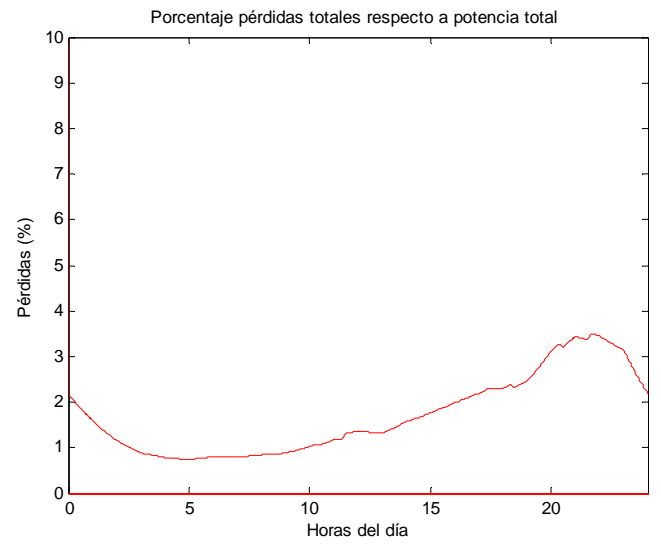


Figura 54. Porcentaje pérdidas totales

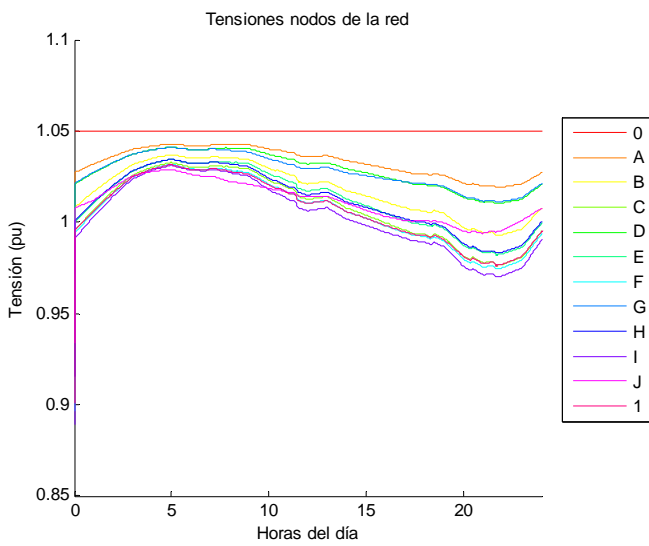


Figura 55. Tensiones nodos de la red

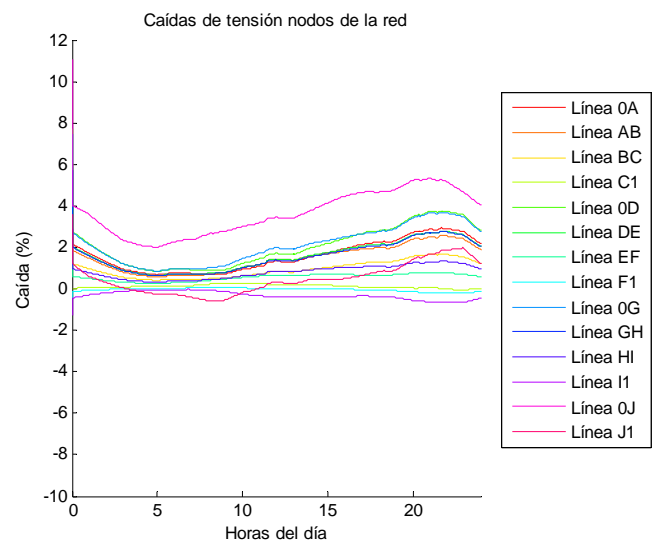


Figura 56. Caídas de tensión líneas

Día festivo Verano

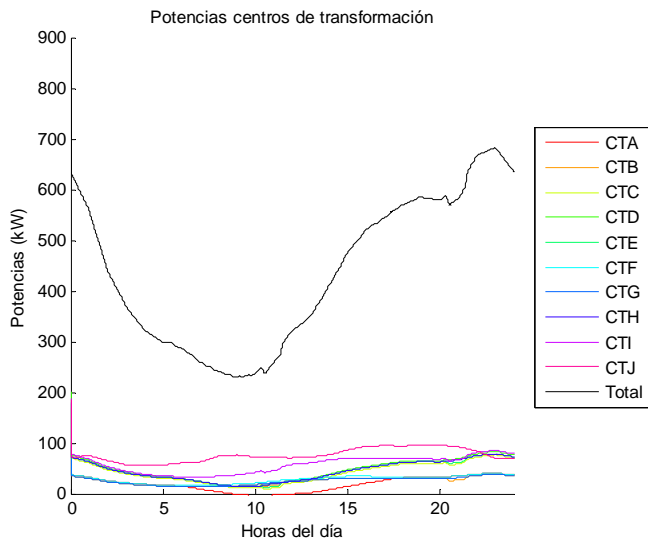


Figura 57. Potencias centros de transformación

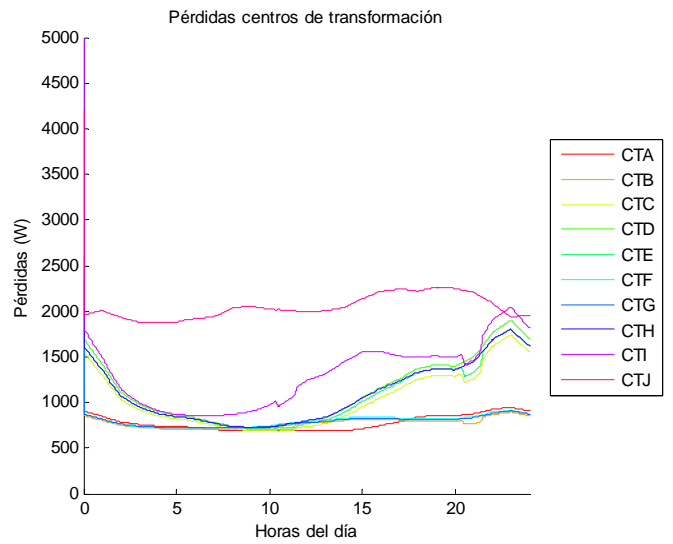


Figura 58. Pérdidas centros de transformación

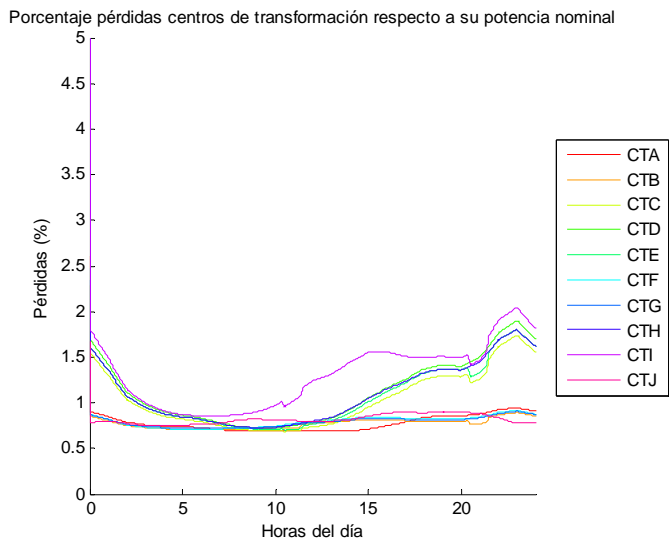


Figura 59. Porcentaje pérdidas centros de transformación

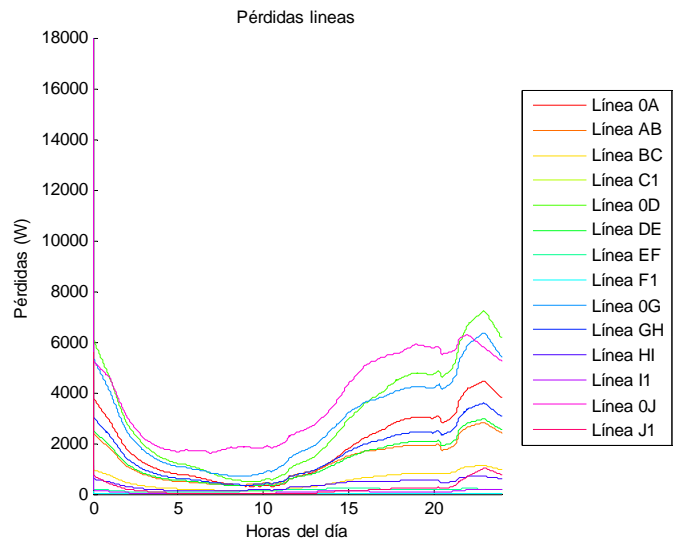


Figura 60. Pérdidas líneas

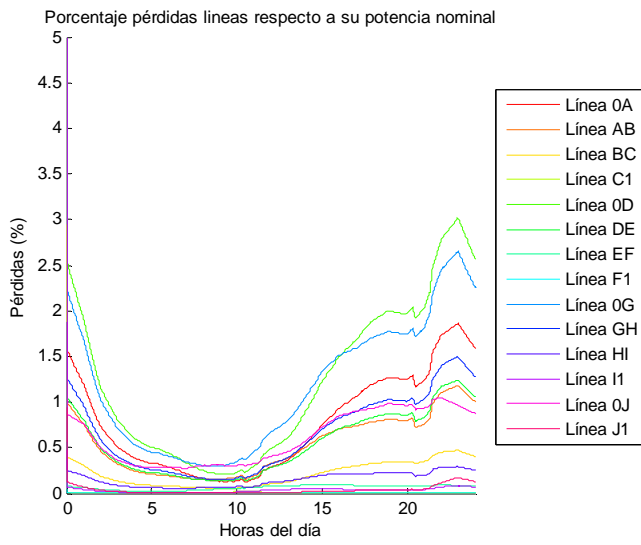


Figura 61. Porcentaje pérdidas líneas

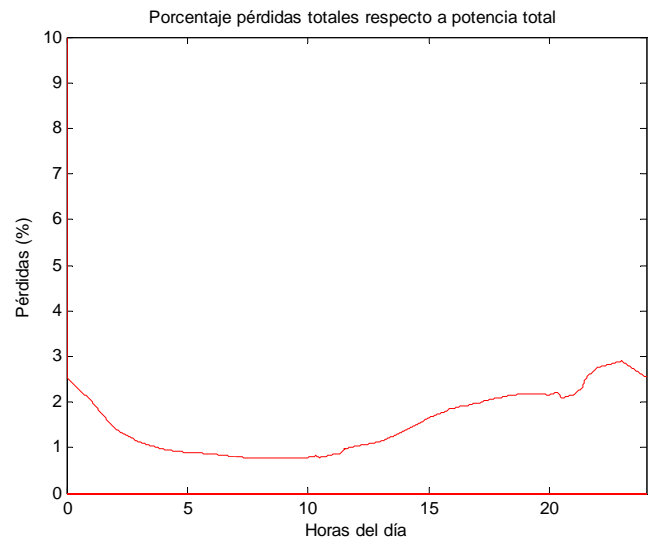


Figura 62. Porcentaje pérdidas totales

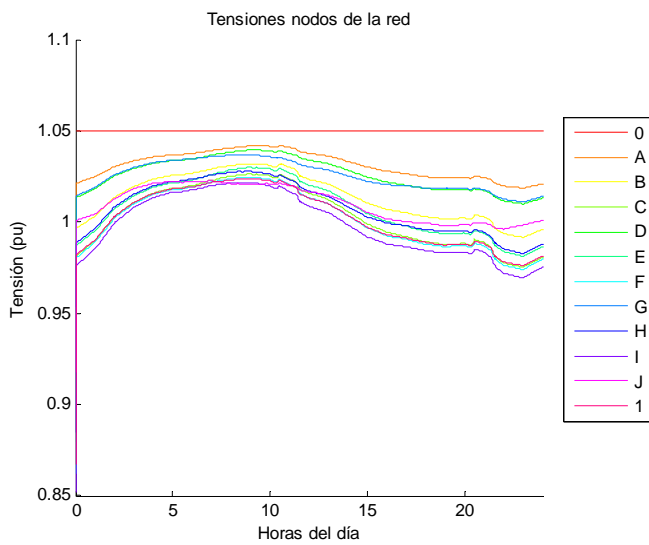


Figura 63. Tensiones nodos de la red

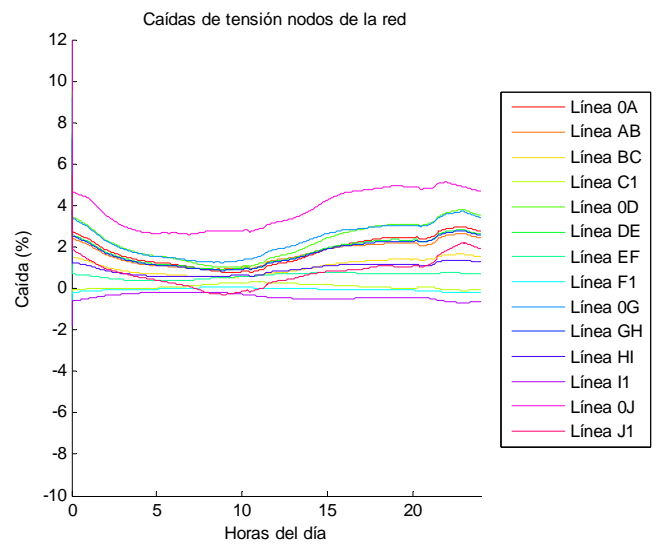


Figura 64. Caídas de tensión líneas

Nivel 2

Día laboral invierno

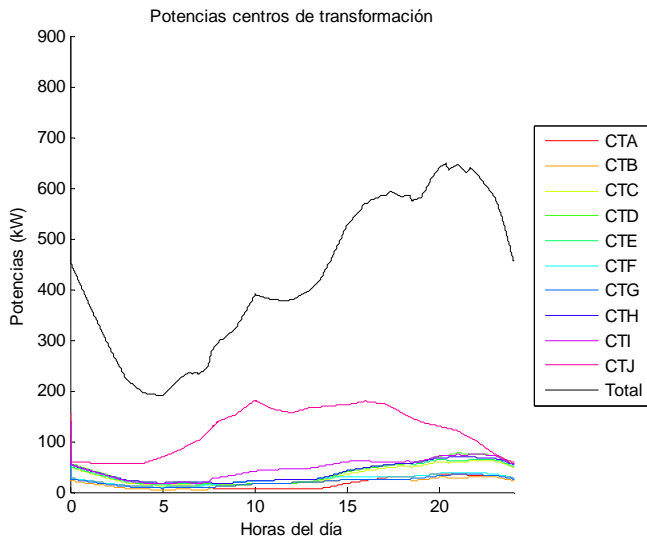


Figura 65. Potencias centros de transformación

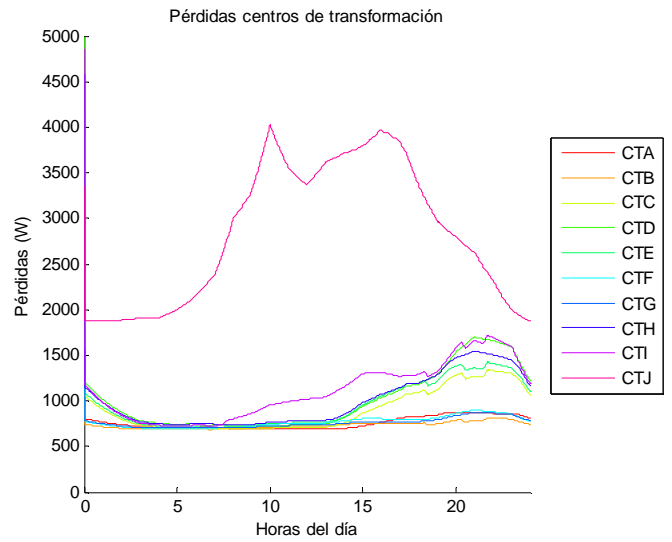


Figura 66. Pérdidas centros de transformación

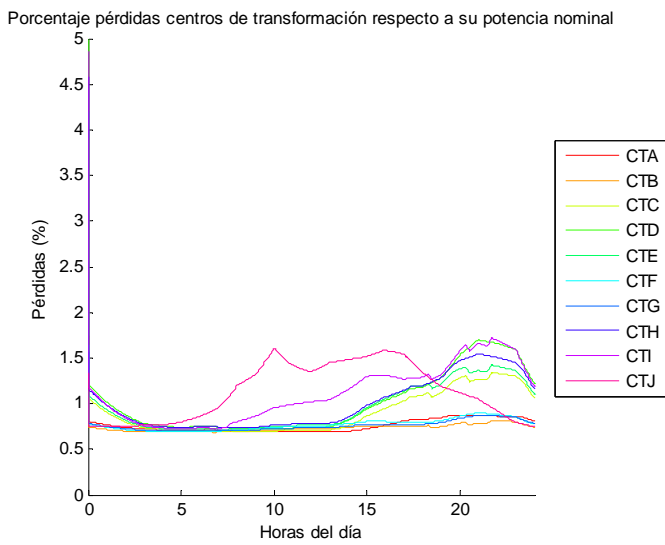


Figura 67. Porcentaje pérdidas centros de transformación

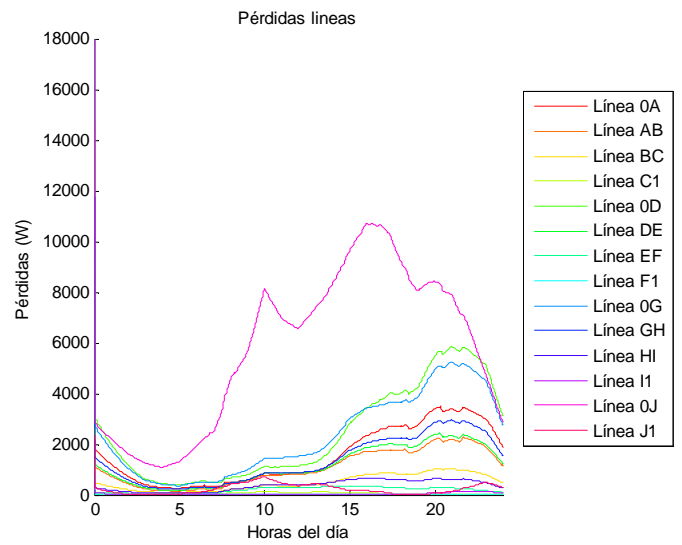


Figura 68. Pérdidas líneas

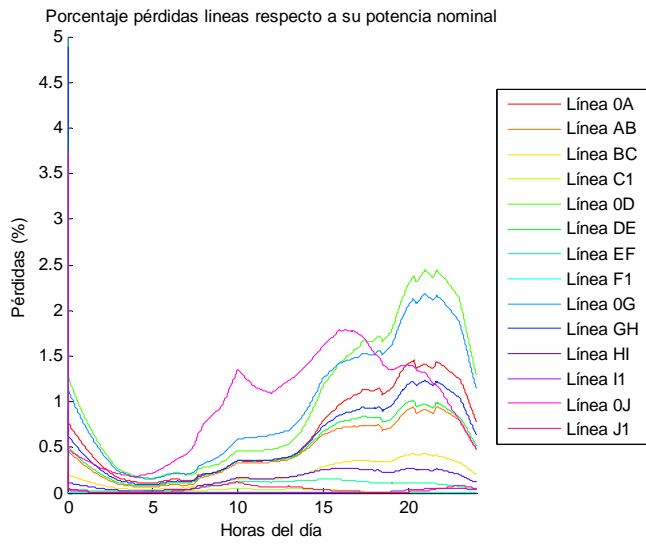


Figura 69. Porcentaje pérdidas líneas

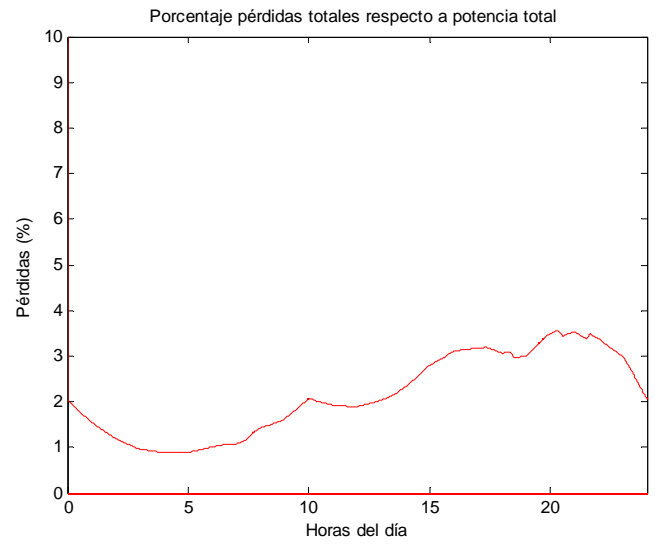


Figura 70. Porcentaje pérdidas totales

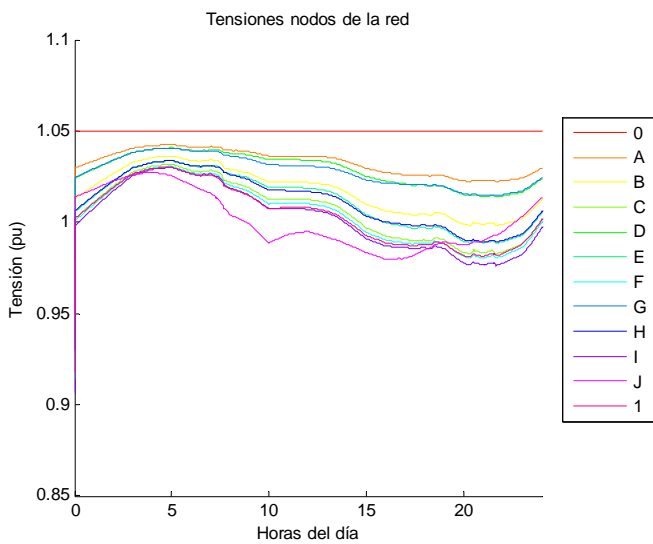


Figura 71. Tensiones nodos de la red

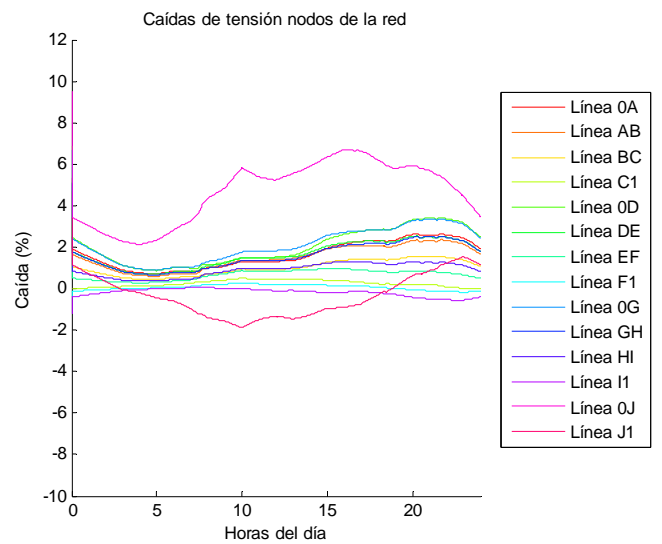


Figura 72. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

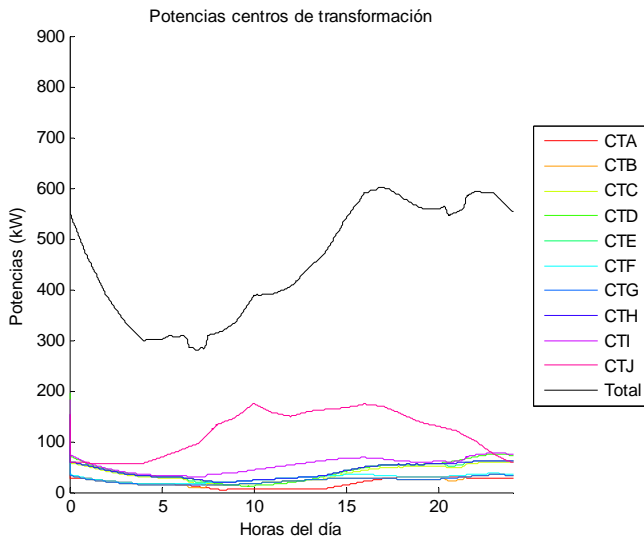


Figura 73. Potencias centros de transformación

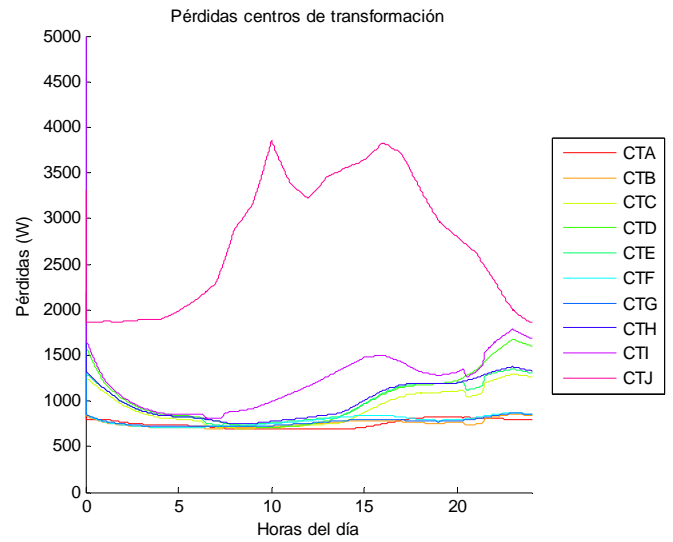


Figura 74. Pérdidas centros de transformación

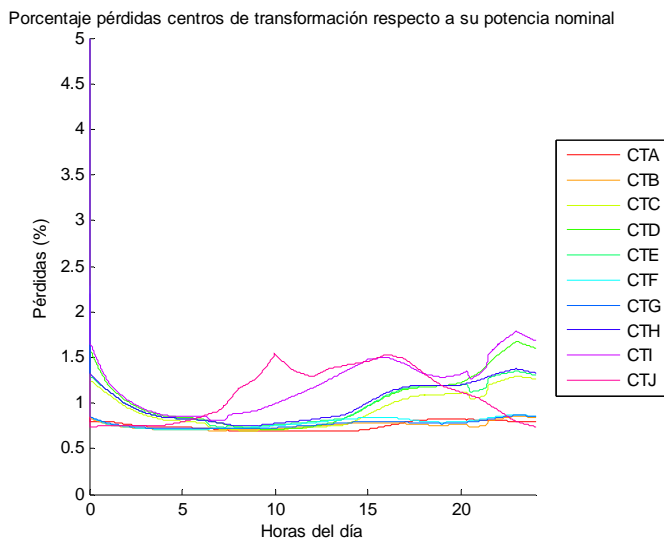


Figura 75. Porcentaje pérdidas centros de transformación

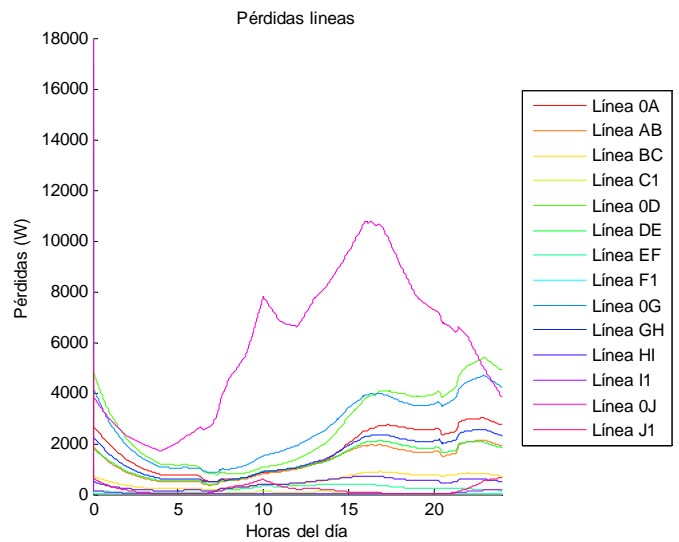


Figura 76. Pérdidas líneas

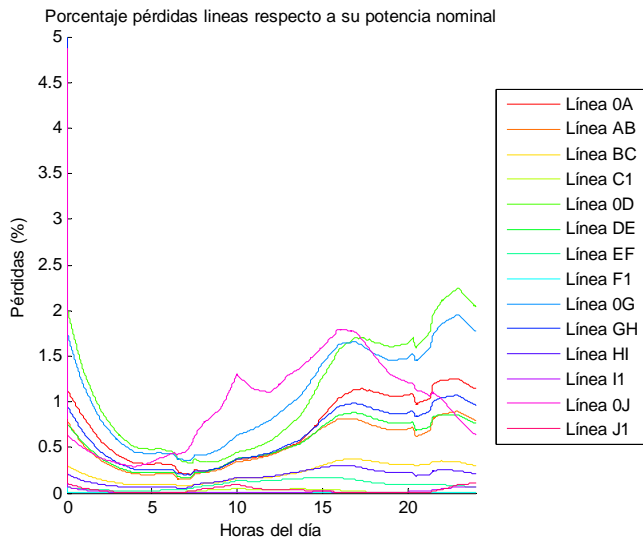


Figura 77. Porcentaje pérdidas líneas

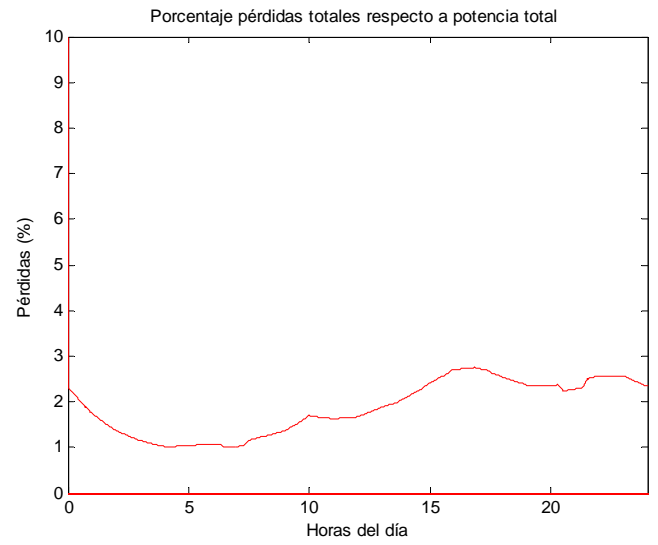


Figura 78. Porcentaje pérdidas totales

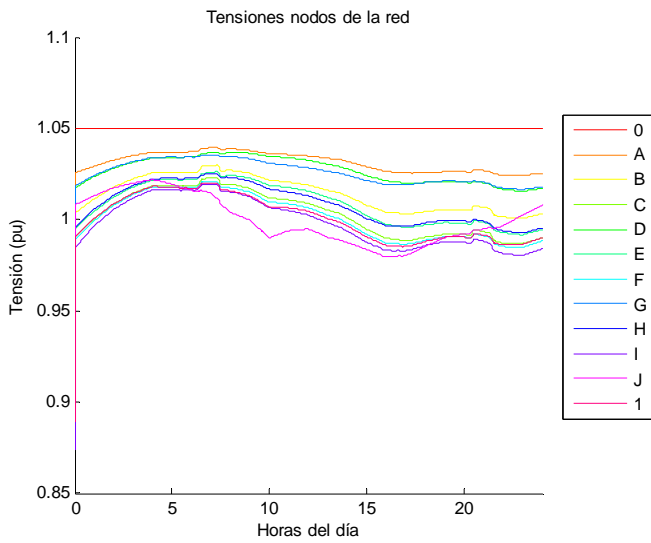


Figura 79. Tensiones nodos de la red

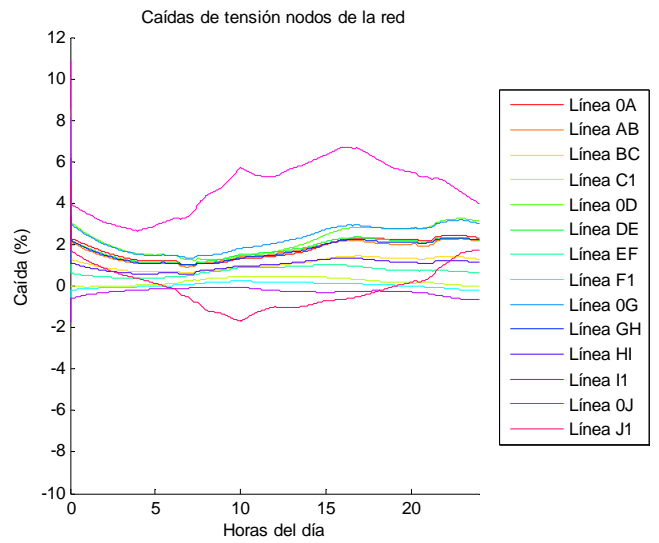


Figura 80. Caídas de tensión líneas

Día festivo Invierno

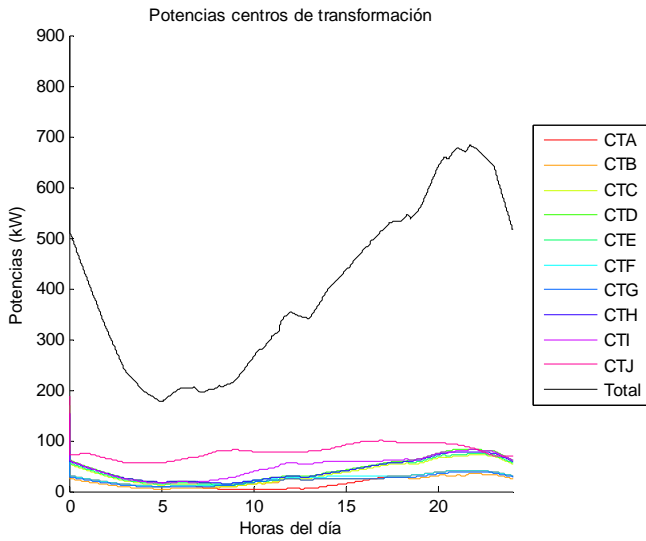


Figura 81. Potencias centros de transformación

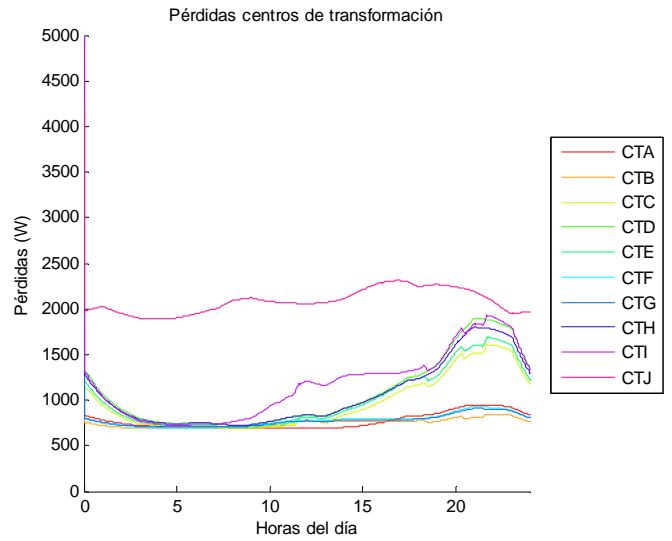


Figura 82. Pérdidas centros de transformación

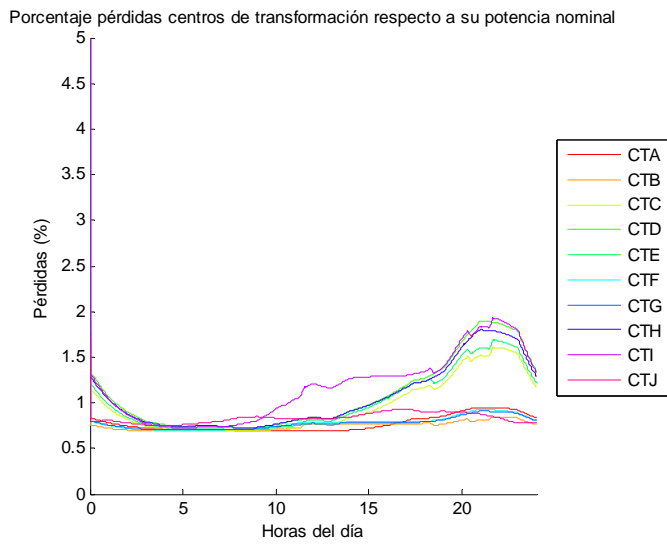


Figura 83. Porcentaje pérdidas centros de transformación

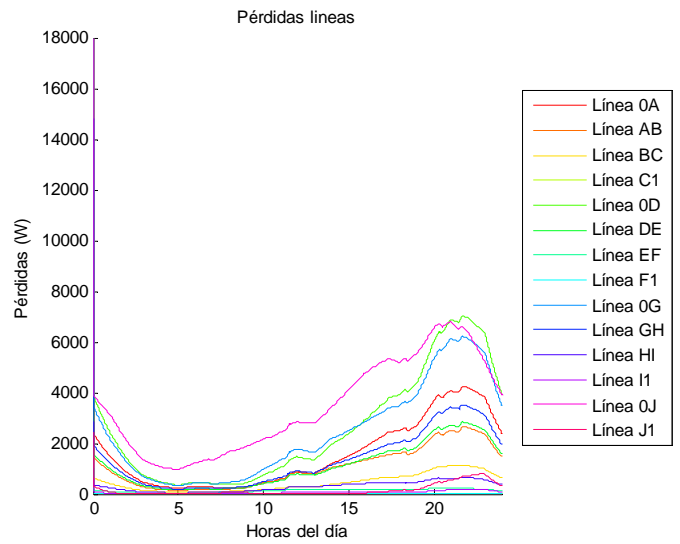


Figura 84. Pérdidas líneas

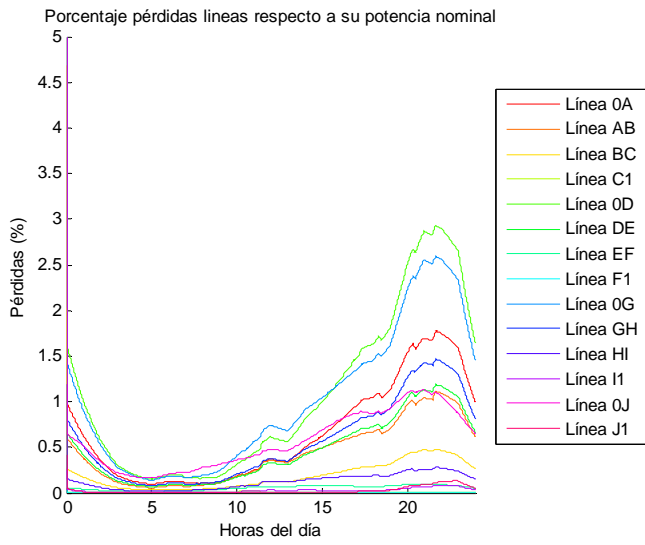


Figura 85. Porcentaje pérdidas líneas

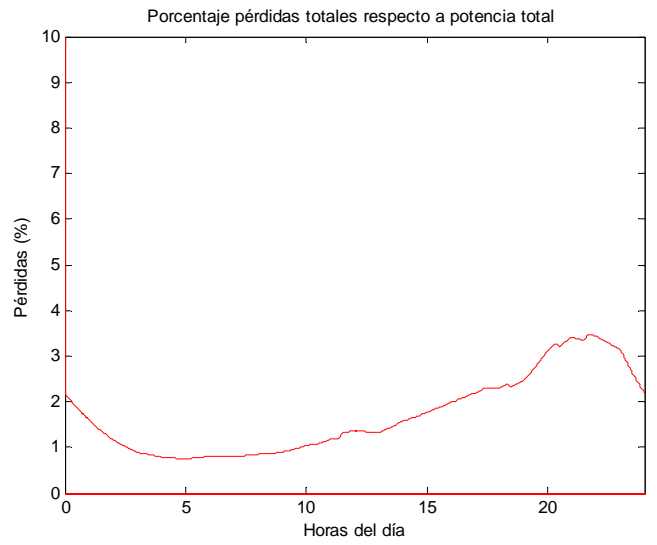


Figura 86. Porcentaje pérdidas totales

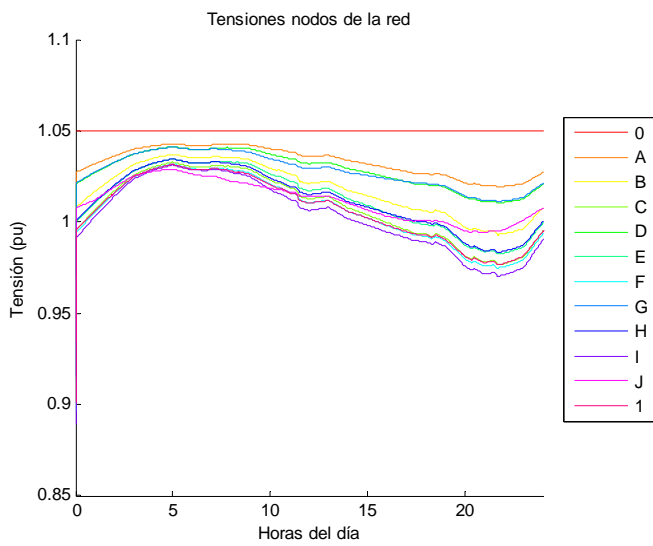


Figura 87. Tensiones nodos de la red

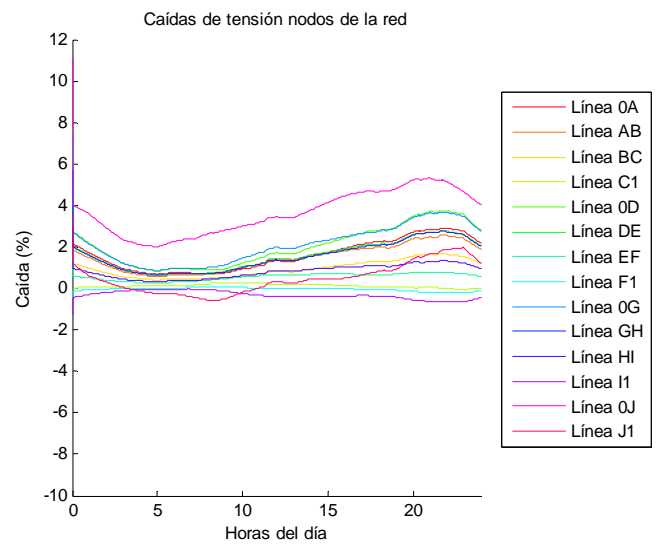


Figura 88. Caídas de tensión líneas

Día festivo Verano

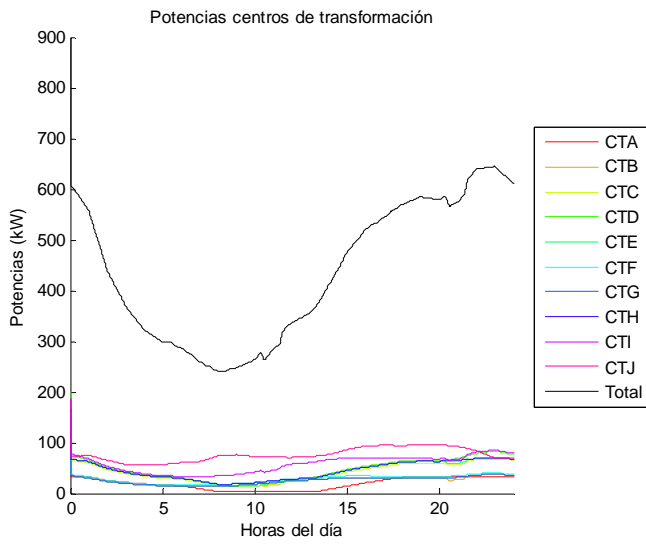


Figura 89. Potencias centros de transformación

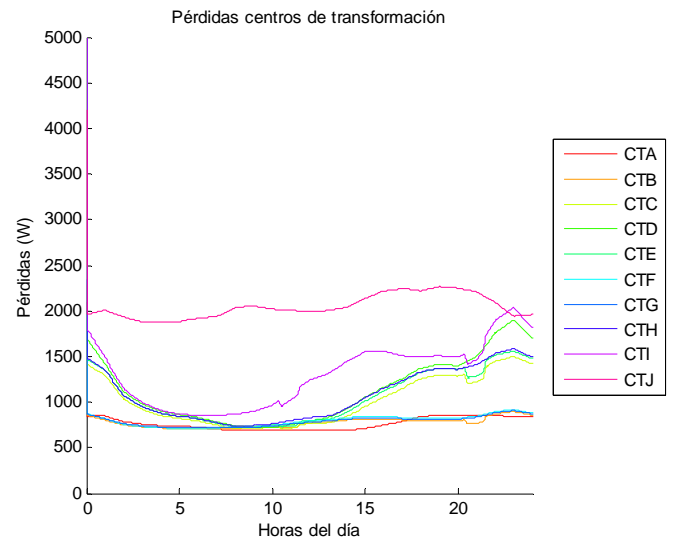


Figura 90. Pérdidas centros de transformación

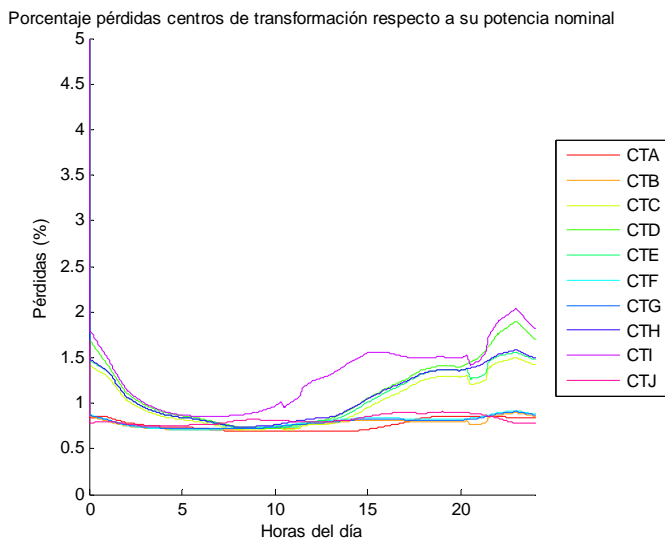


Figura 91. Porcentaje pérdidas centros de transformación

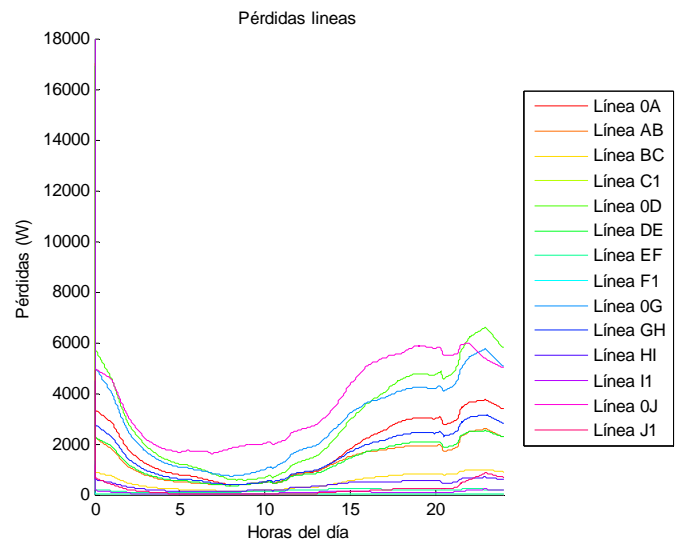


Figura 92. Pérdidas líneas

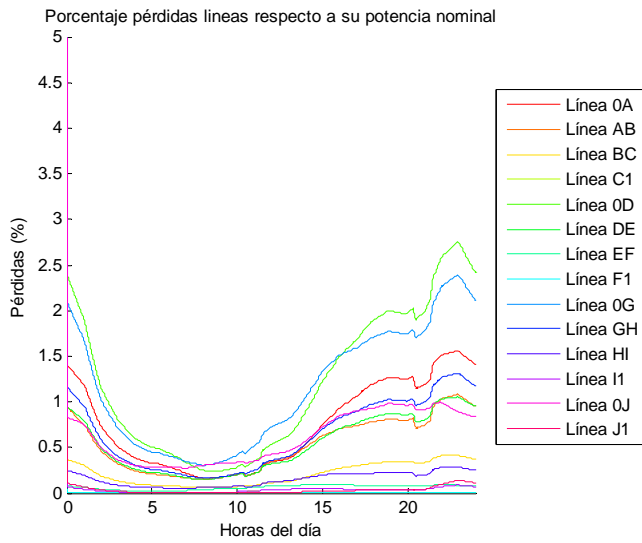


Figura 93. Porcentaje pérdidas líneas

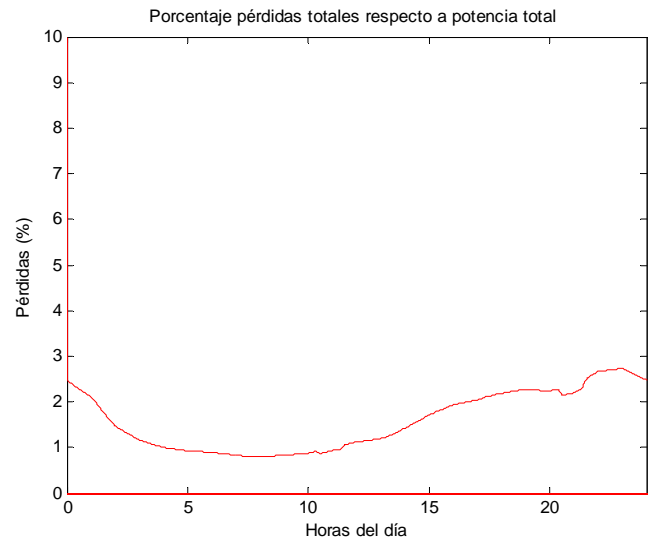


Figura 94. Porcentaje pérdidas totales

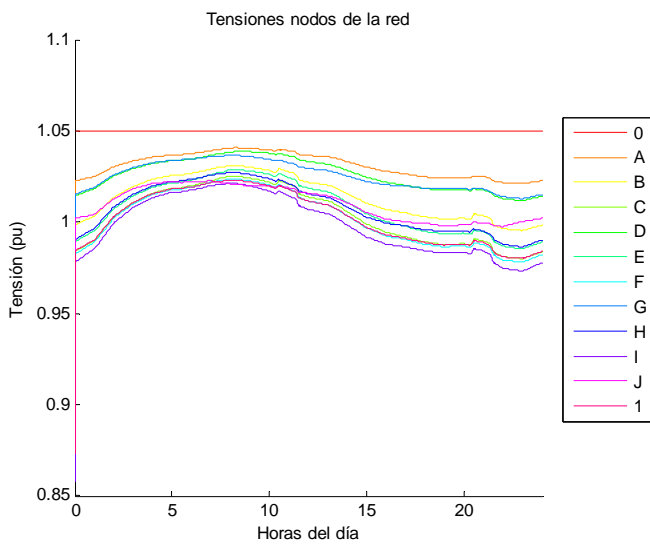


Figura 95. Tensiones nodos de la red

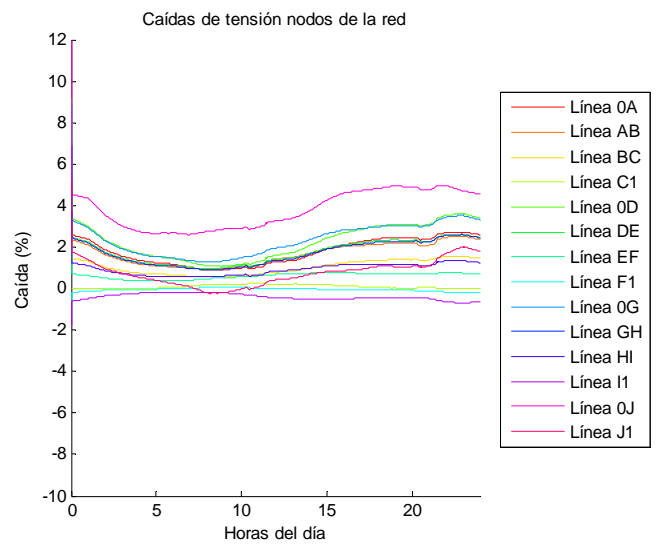


Figura 96. Caídas de tensión líneas

Nivel 3

Día laboral invierno

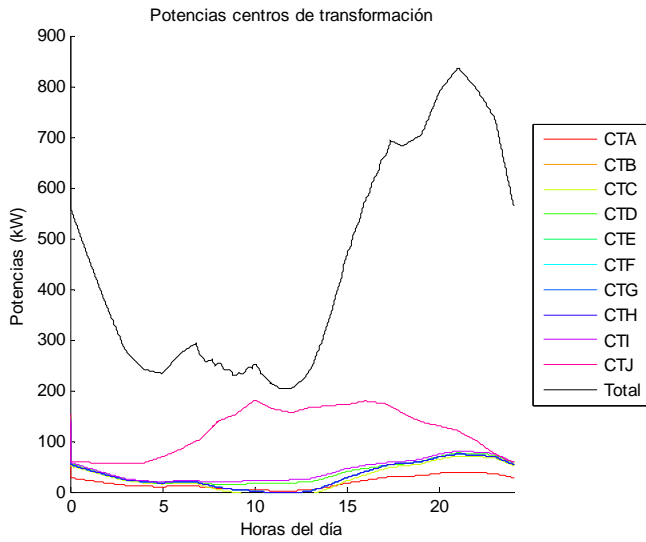


Figura 97. Potencias centros de transformación

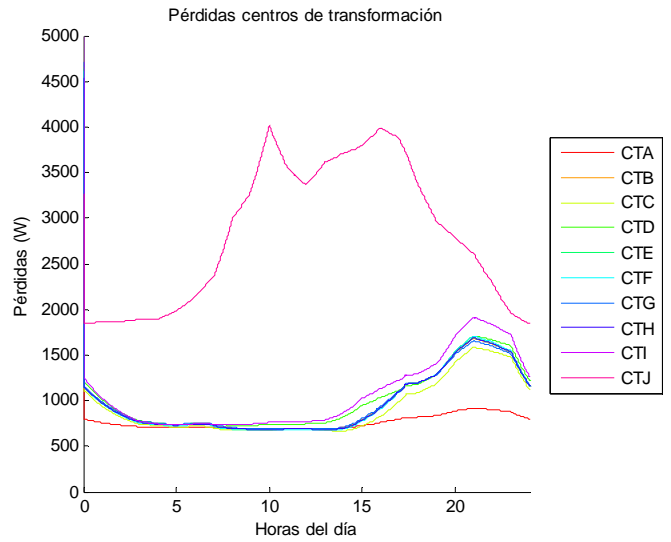


Figura 98. Pérdidas centros de transformación

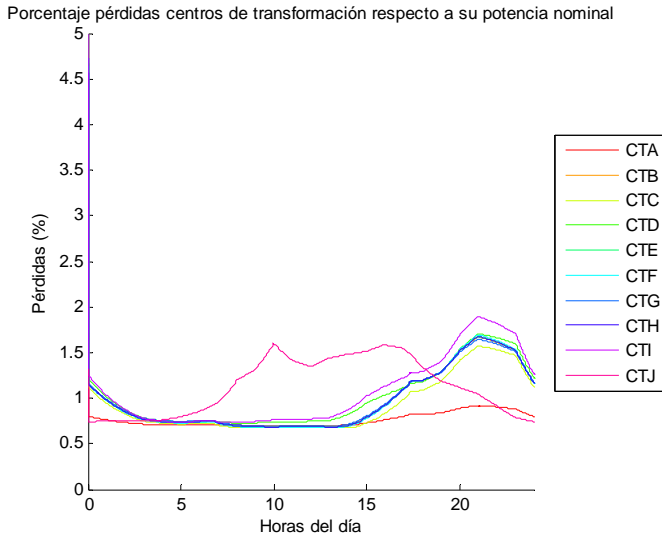


Figura 99. Porcentaje pérdidas centros de transformación

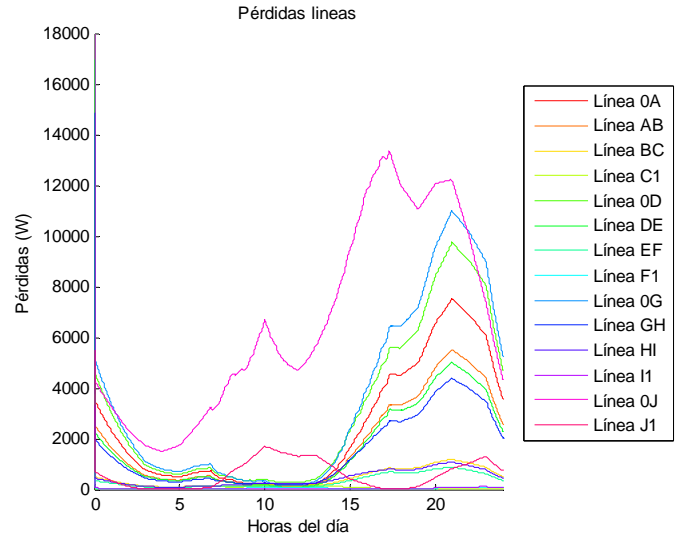


Figura 100. Pérdidas líneas

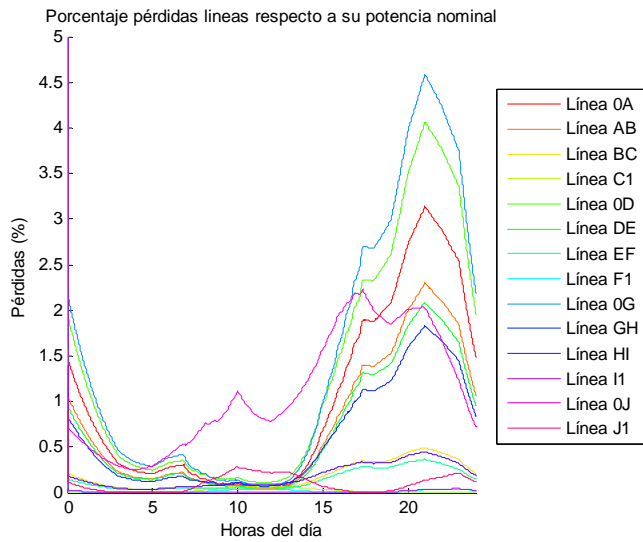


Figura 101. Porcentaje pérdidas líneas

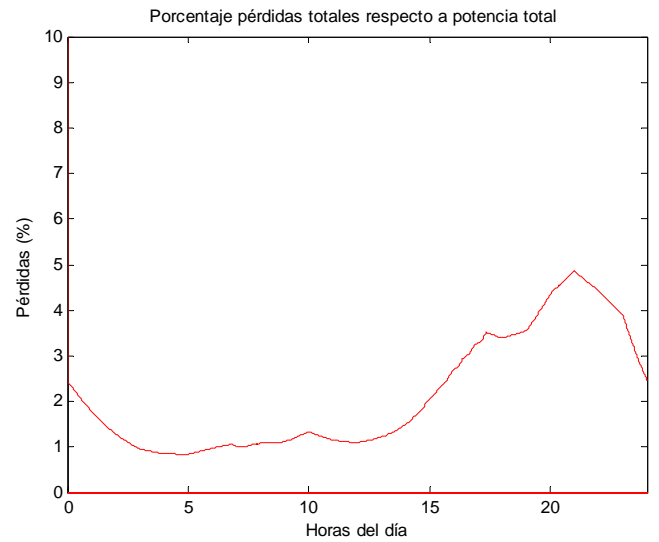


Figura 102. Porcentaje pérdidas totales

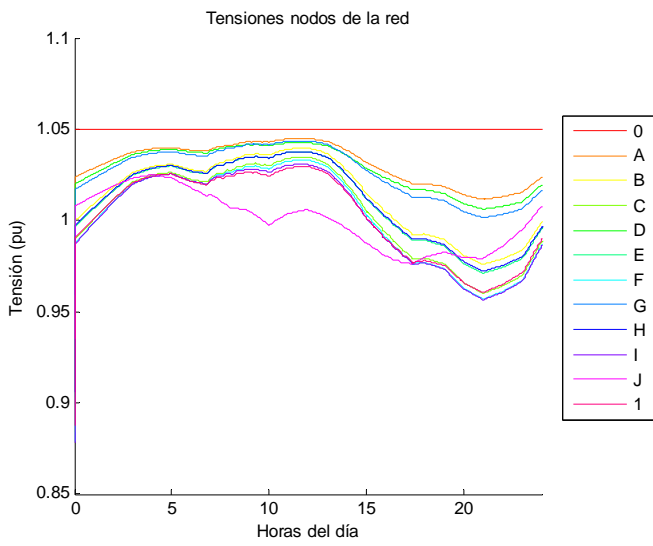


Figura 103. Tensiones nodos de la red

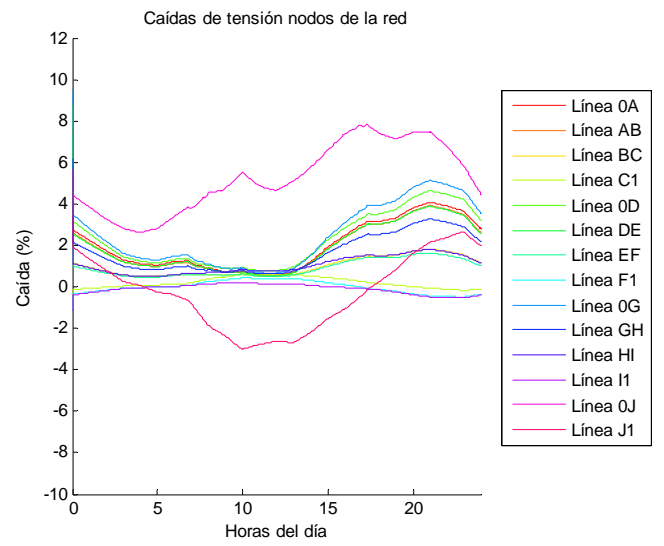


Figura 104. Caídas de tensión líneas

Día laboral Verano

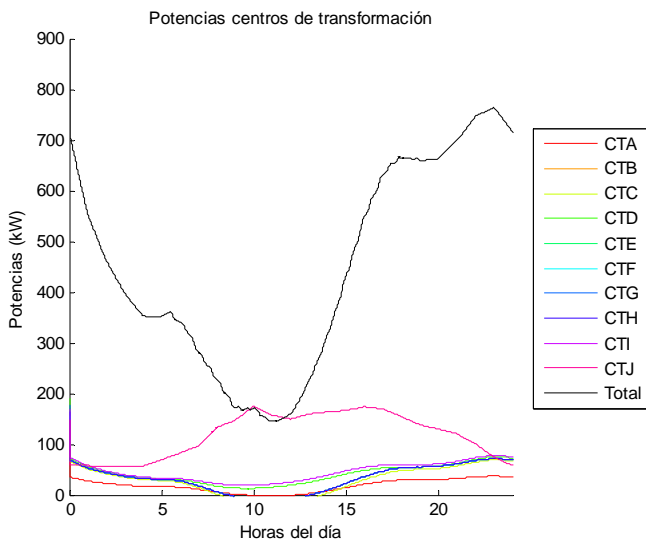


Figura 105. Potencias centros de transformación

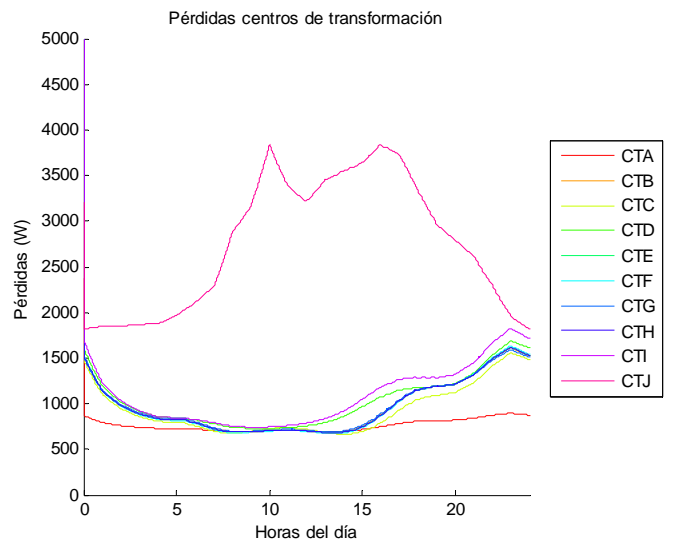


Figura 106. Pérdidas centros de transformación

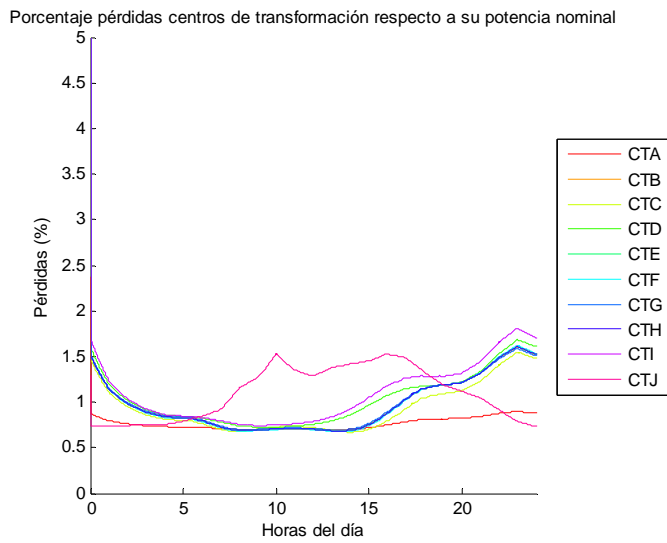


Figura 107. Porcentaje pérdidas centros de transformación

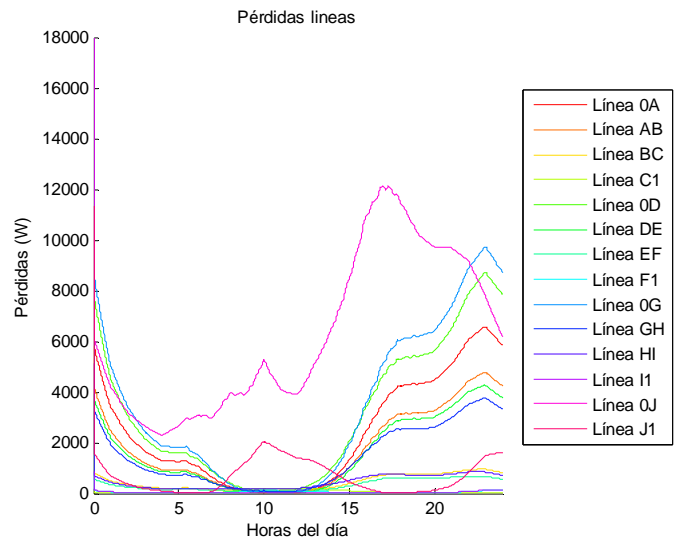


Figura 108. Pérdidas líneas

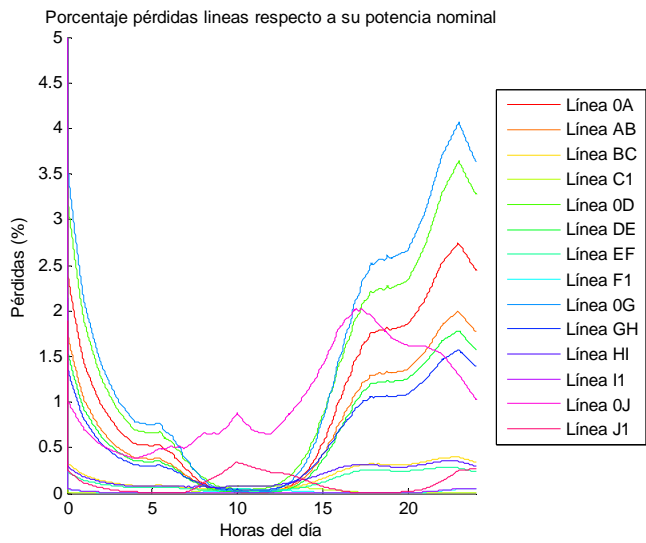


Figura 109. Porcentaje pérdidas líneas

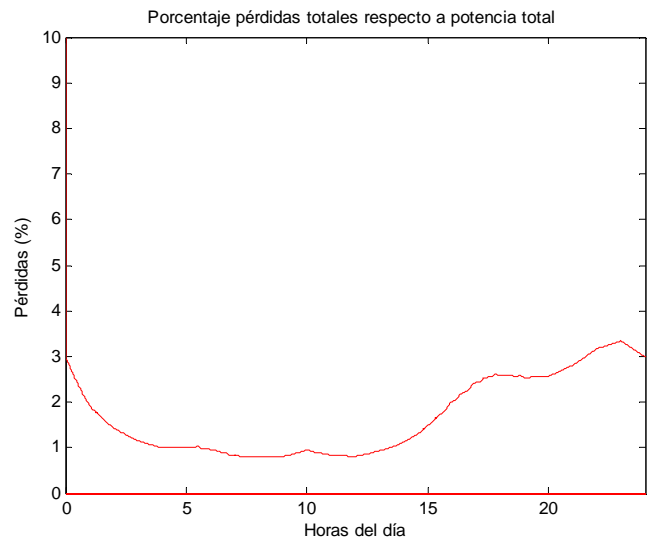


Figura 110. Porcentaje pérdidas totales

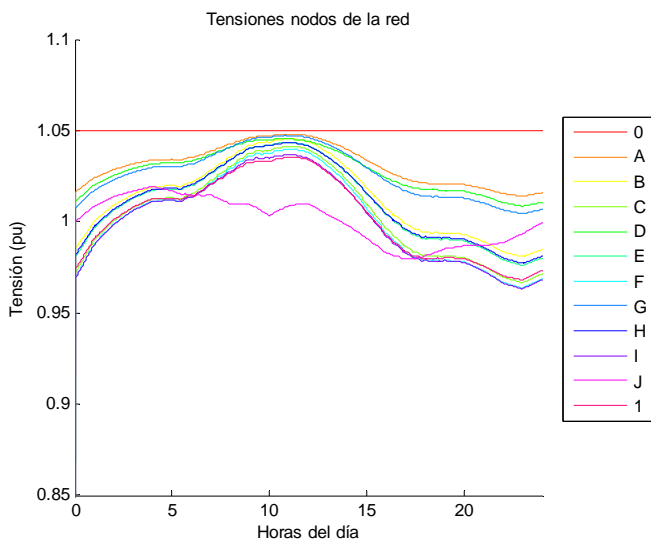


Figura 111. Tensiones nodos de la red

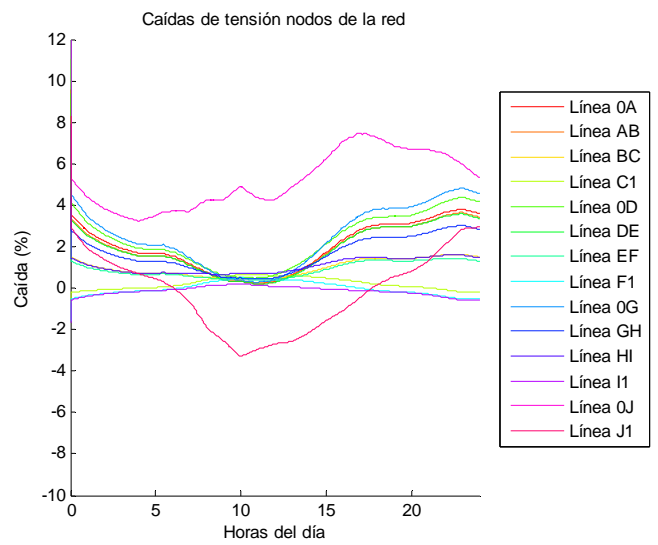


Figura 112. Caídas de tensión líneas

Día festivo Invierno

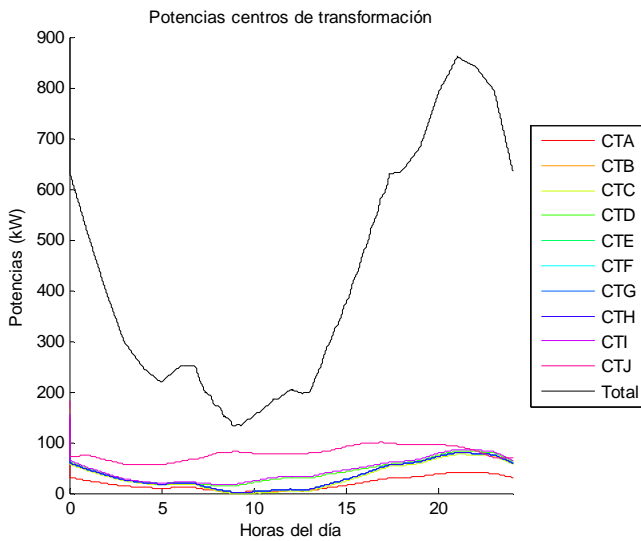


Figura 113. Potencias centros de transformación

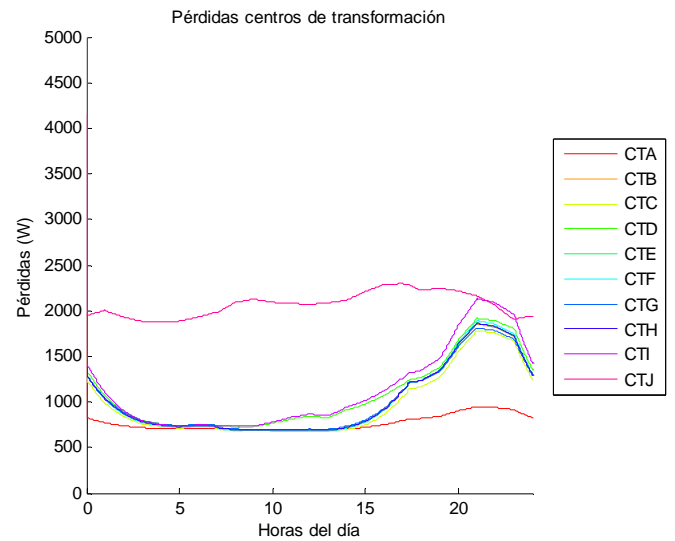


Figura 114. Pérdidas centros de transformación

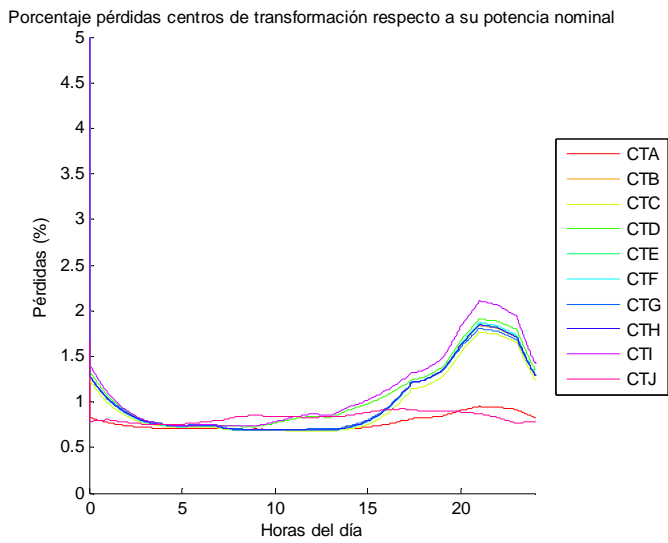


Figura 115. Porcentaje pérdidas centros de transformación

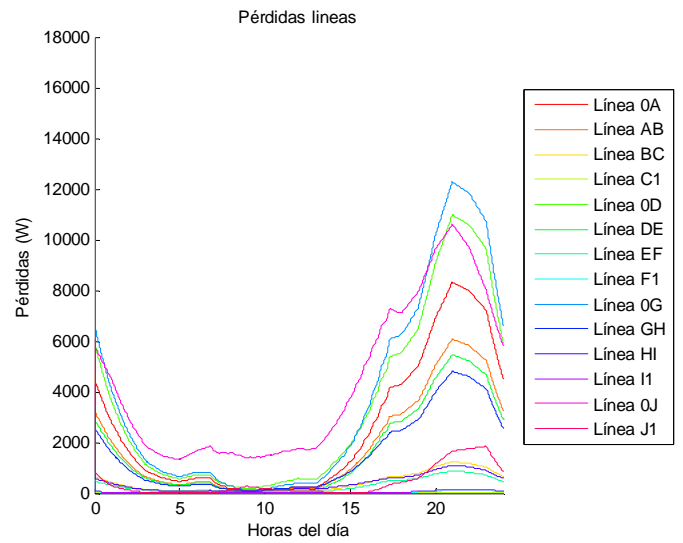


Figura 116. Pérdidas líneas

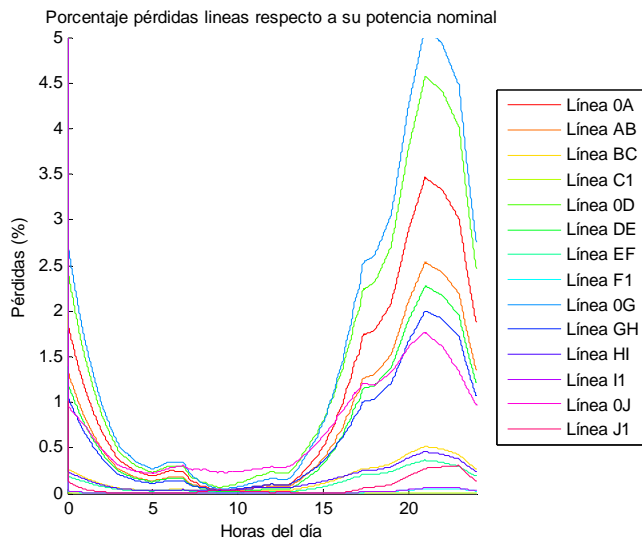


Figura 117. Porcentaje pérdidas líneas

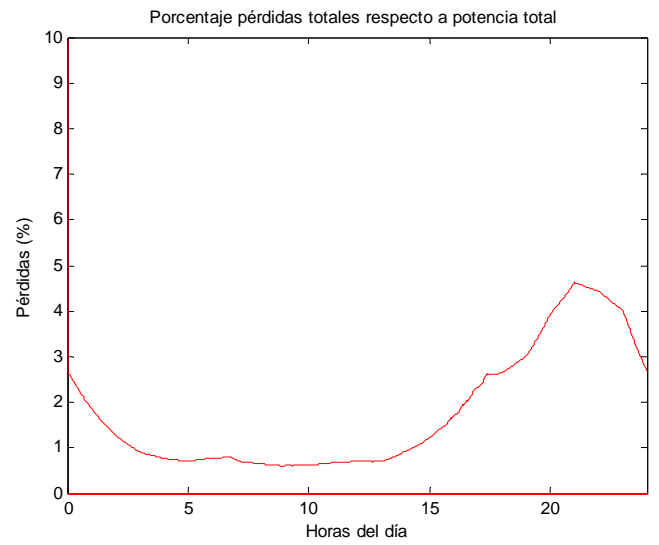


Figura 118. Porcentaje pérdidas totales

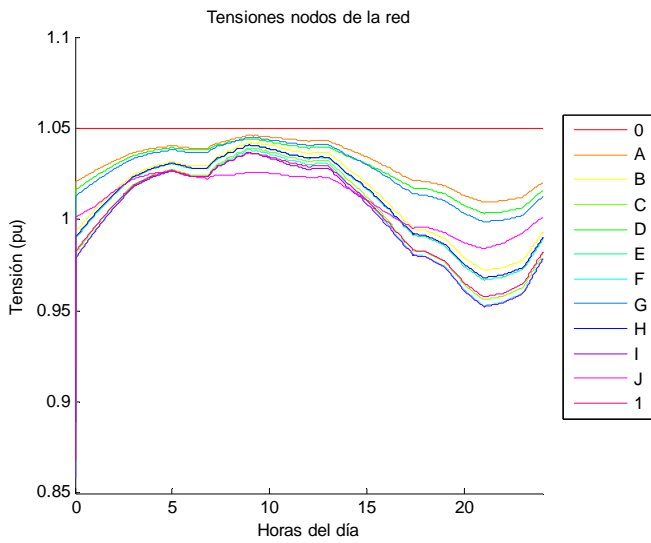


Figura 119. Tensiones nodos de la red

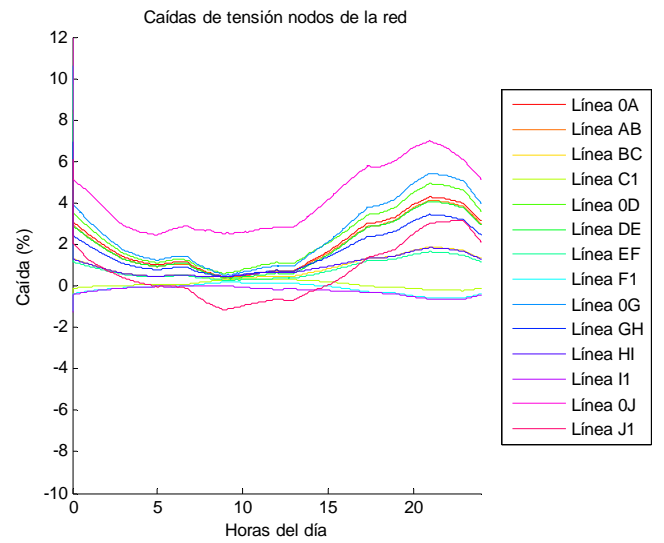


Figura 120. Caídas de tensión líneas

Día festivo Verano

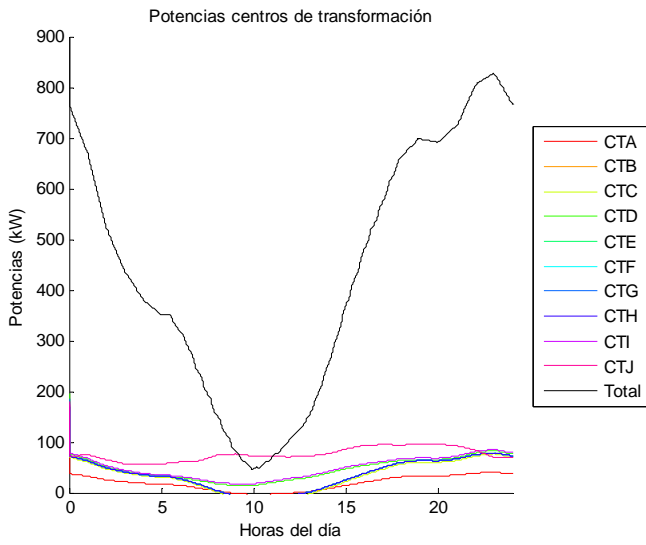


Figura 121. Potencias centros de transformación

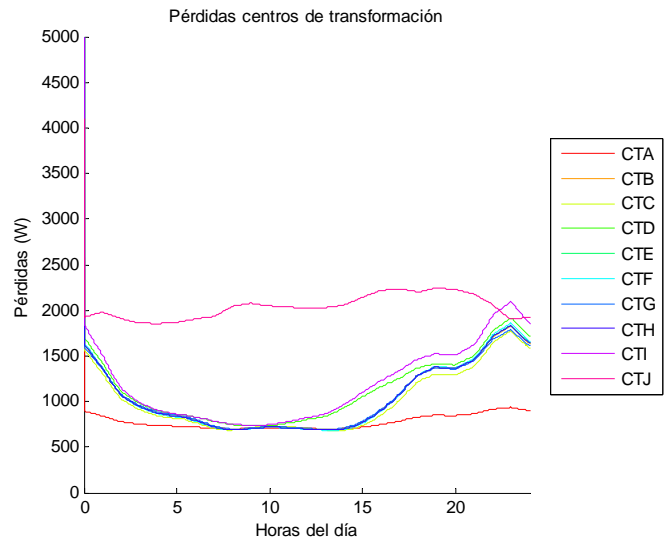


Figura 122. Pérdidas centros de transformación

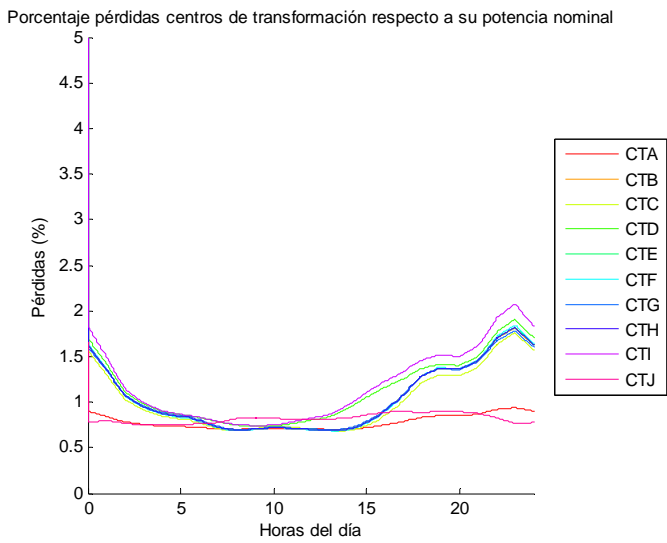


Figura 123. Porcentaje pérdidas centros de transformación

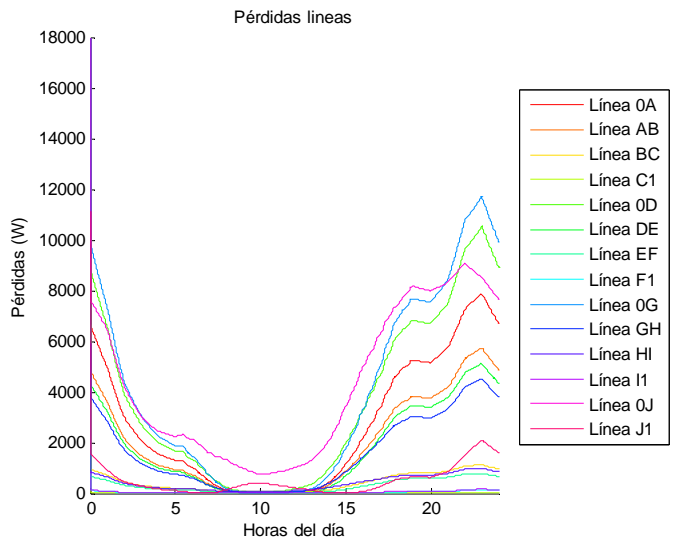


Figura 124. Pérdidas líneas

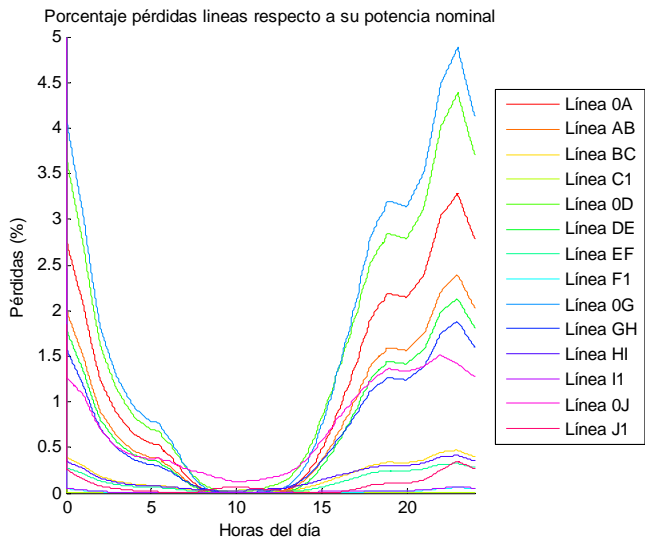


Figura 125. Porcentaje pérdidas líneas

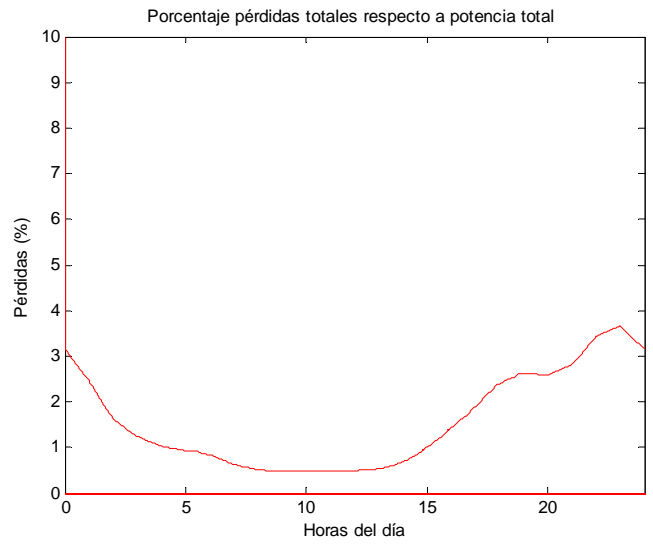


Figura 126. Porcentaje pérdidas totales

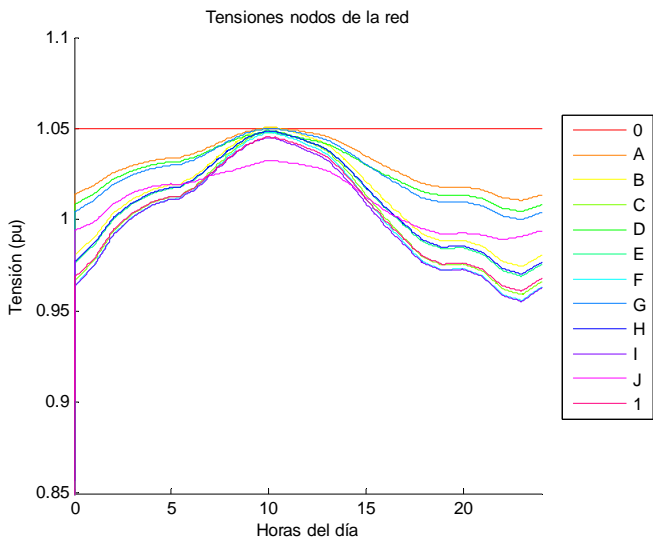


Figura 127. Tensiones nodos de la red

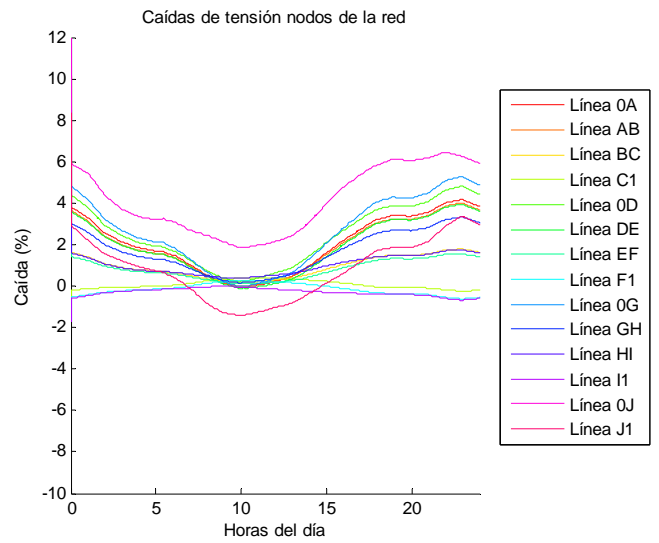


Figura 128. Caídas de tensión líneas

Nivel 4

Día laboral invierno

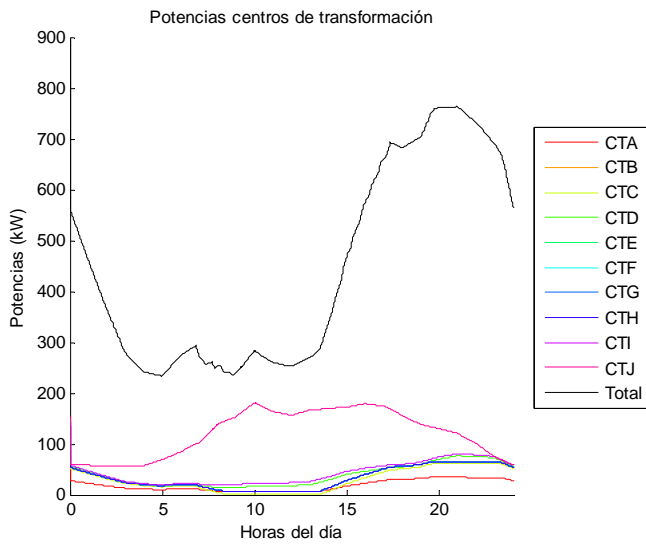


Figura 129. Potencias centros de transformación

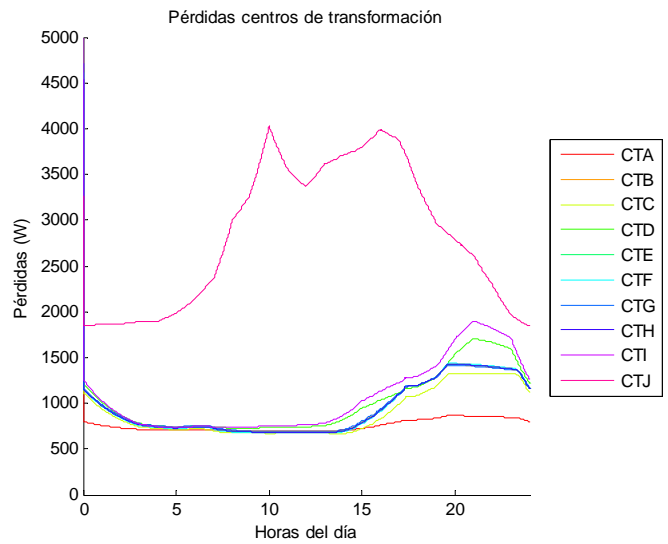


Figura 130. Pérdidas centros de transformación

Porcentaje pérdidas centros de transformación respecto a su potencia nominal

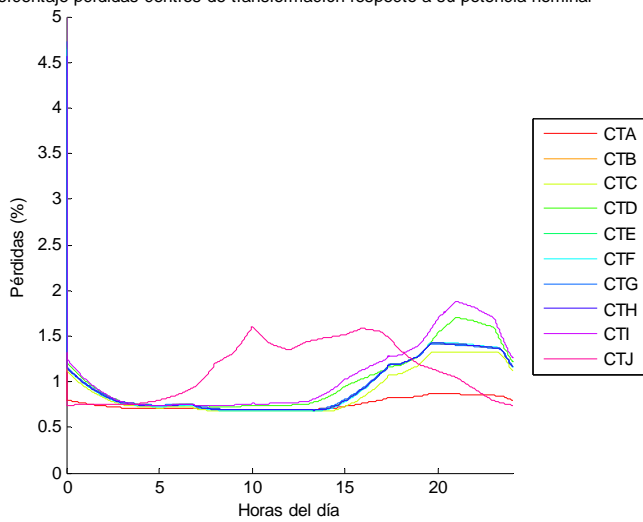


Figura 131. Porcentaje pérdidas centros de transformación

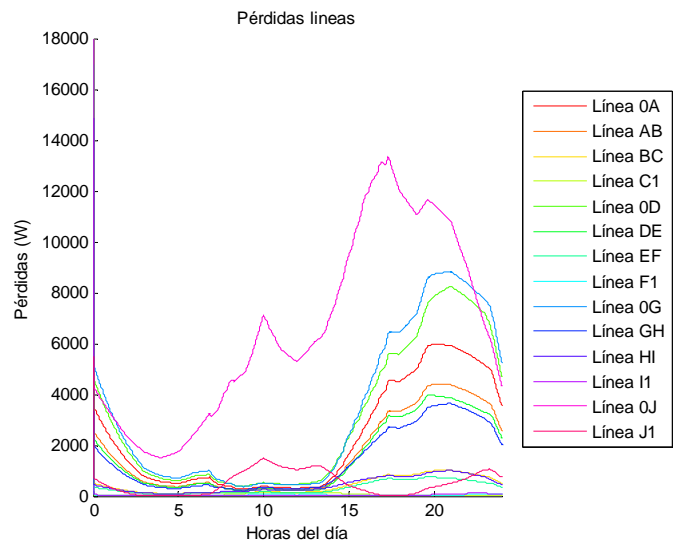


Figura 132. Pérdidas líneas

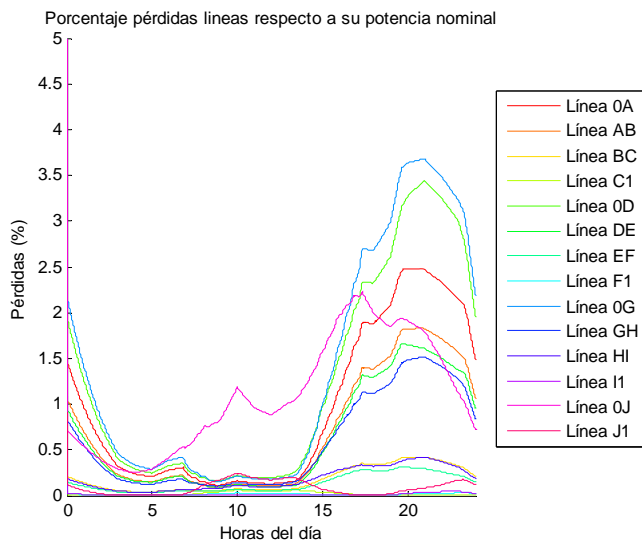


Figura 133. Porcentaje pérdidas líneas

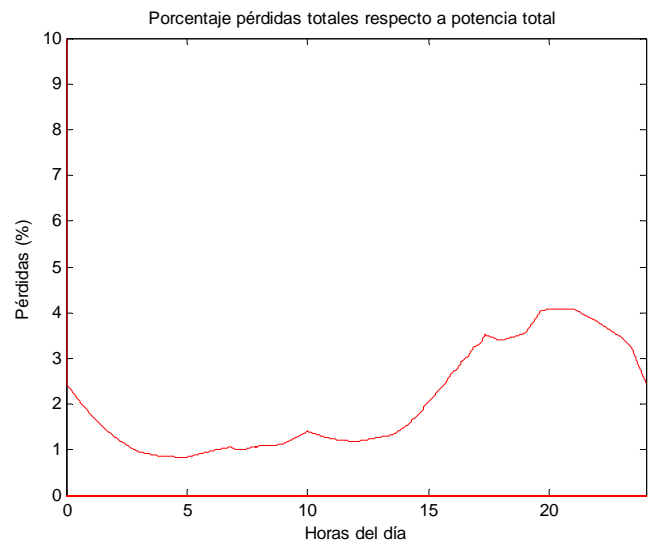


Figura 134. Porcentaje pérdidas totales

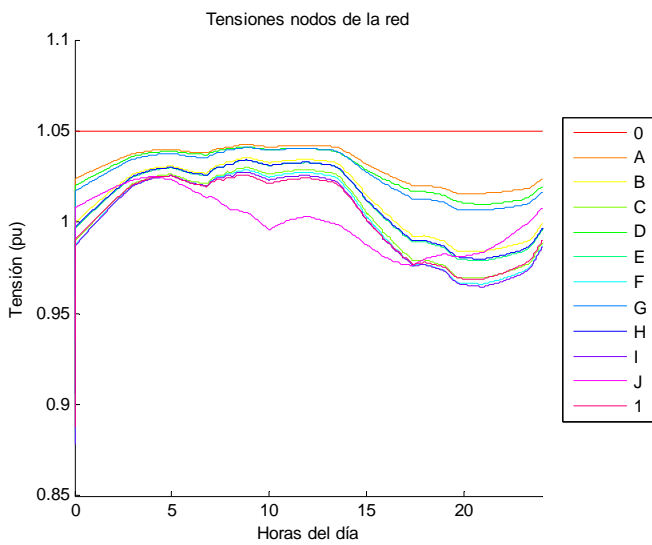


Figura 135. Tensiones nodos de la red

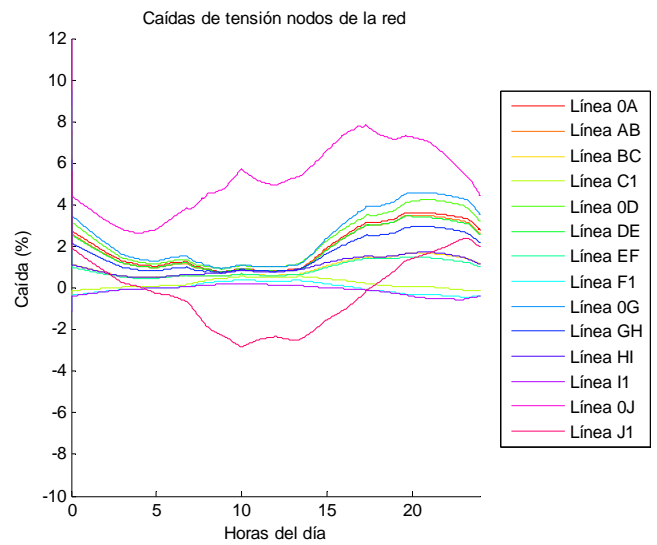


Figura 136. Caídas de tensión líneas

Día laboral Verano

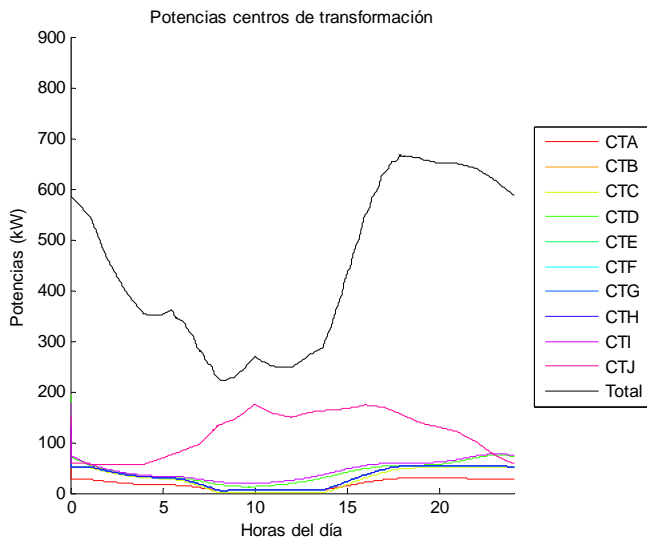


Figura 137. Potencias centros de transformación

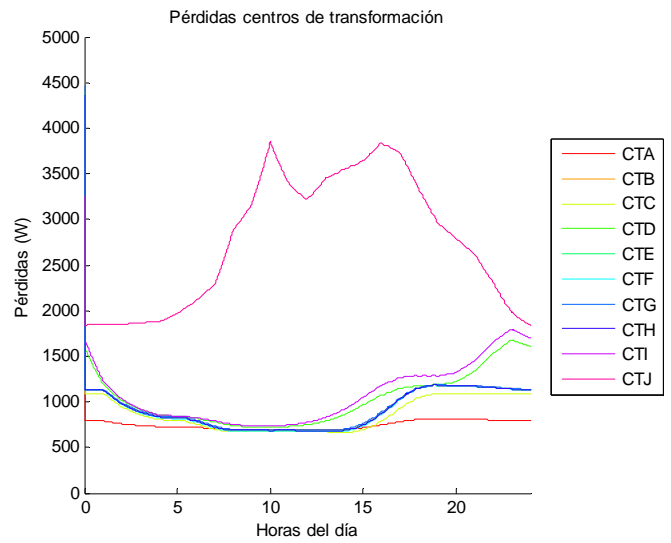


Figura 138. Pérdidas centros de transformación

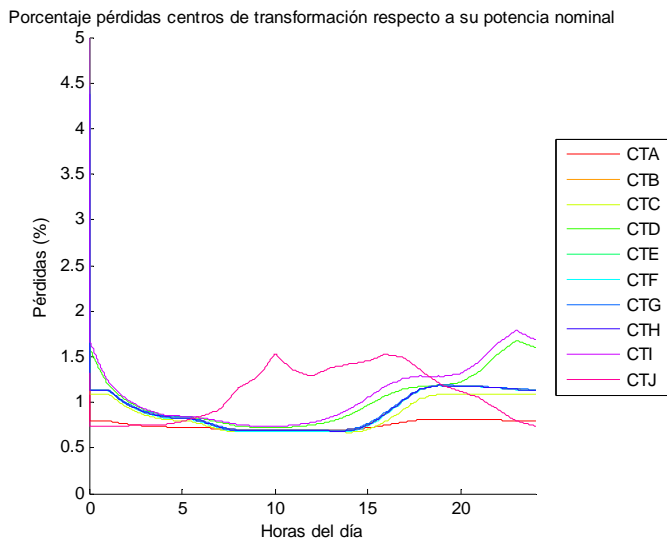


Figura 139. Porcentaje pérdidas centros de transformación

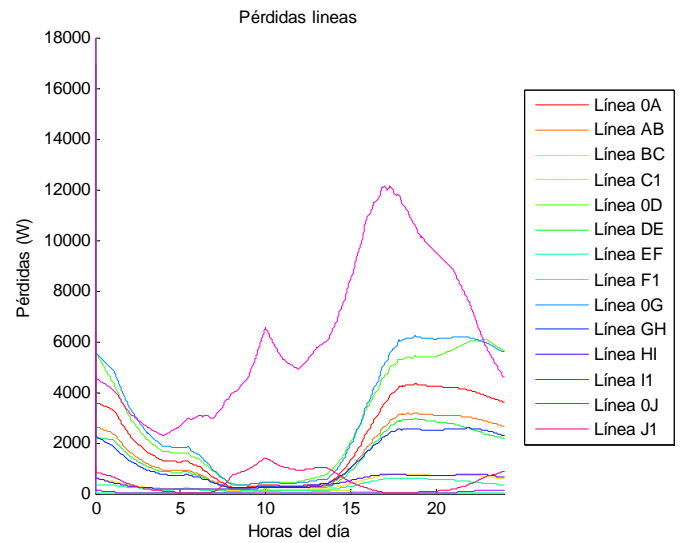


Figura 140. Pérdidas líneas

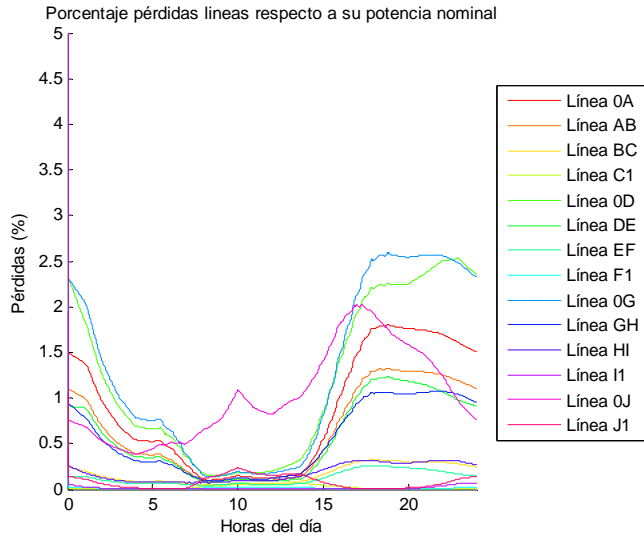


Figura 141. Porcentaje pérdidas líneas

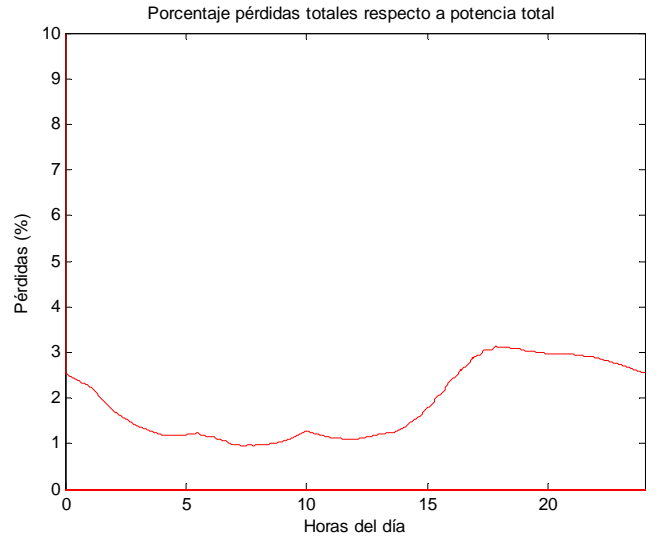


Figura 142. Porcentaje pérdidas totales

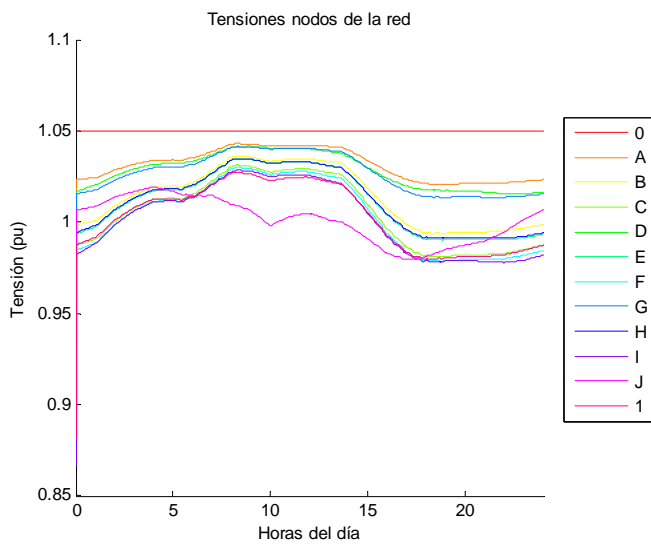


Figura 143. Tensiones nodos de la red

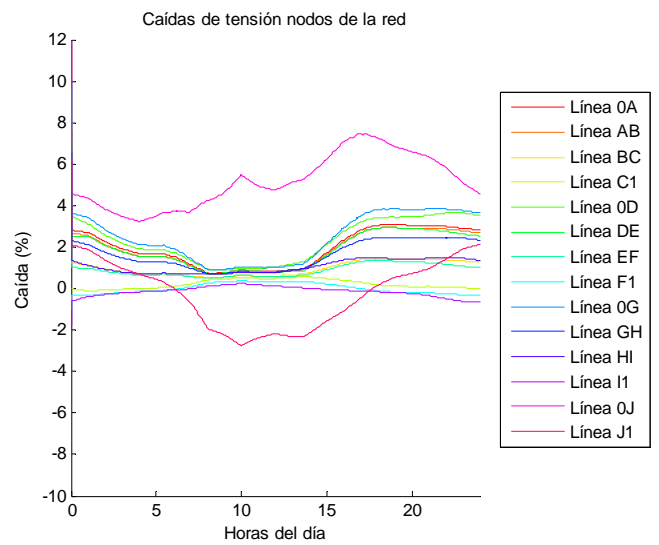


Figura 144. Caídas de tensión líneas

Día festivo Invierno

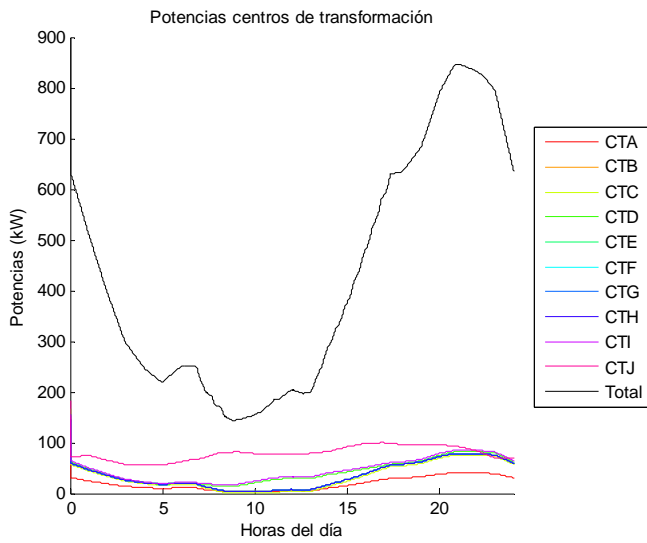


Figura 145. Potencias centros de transformación

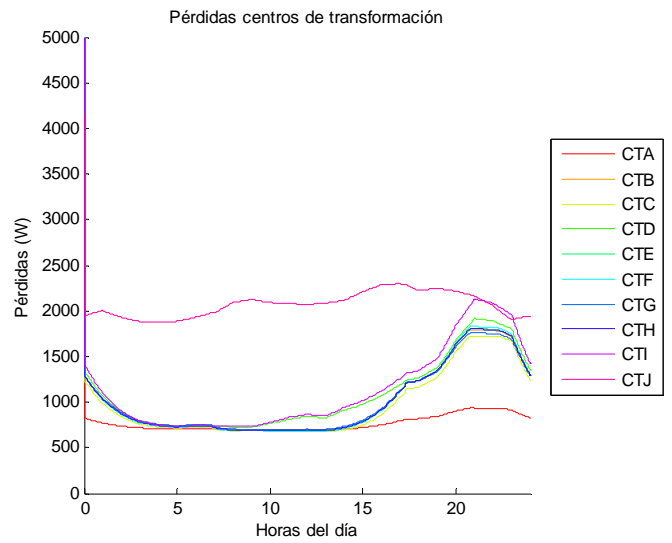


Figura 146. Pérdidas centros de transformación

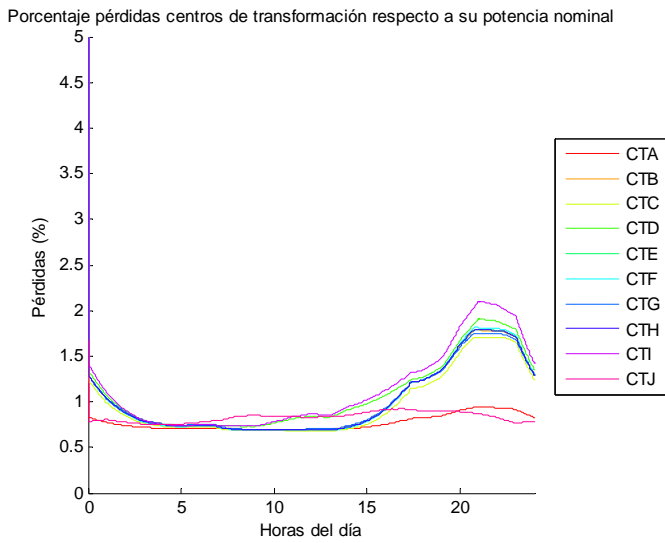


Figura 147. Porcentaje pérdidas centros de transformación

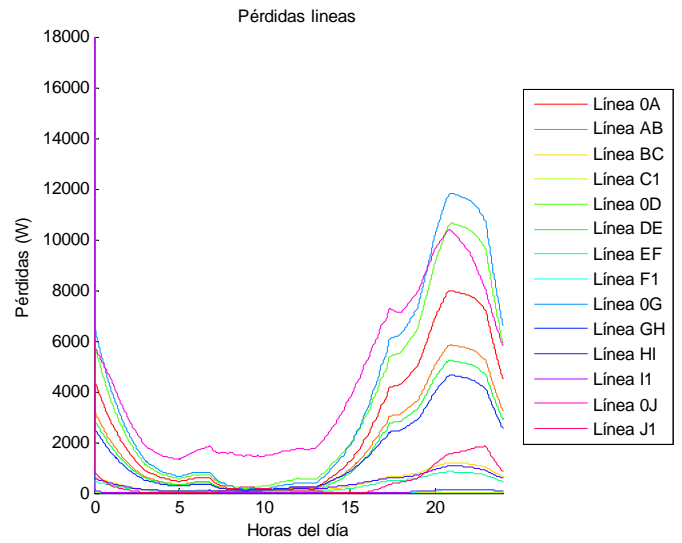


Figura 148. Pérdidas líneas

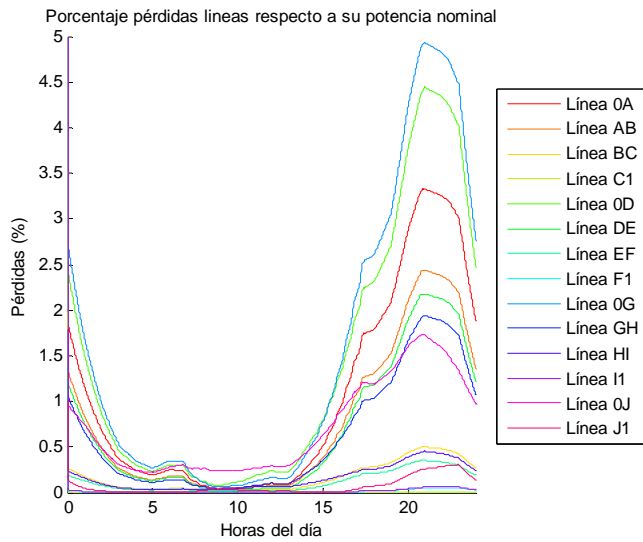


Figura 149. Porcentaje pérdidas líneas

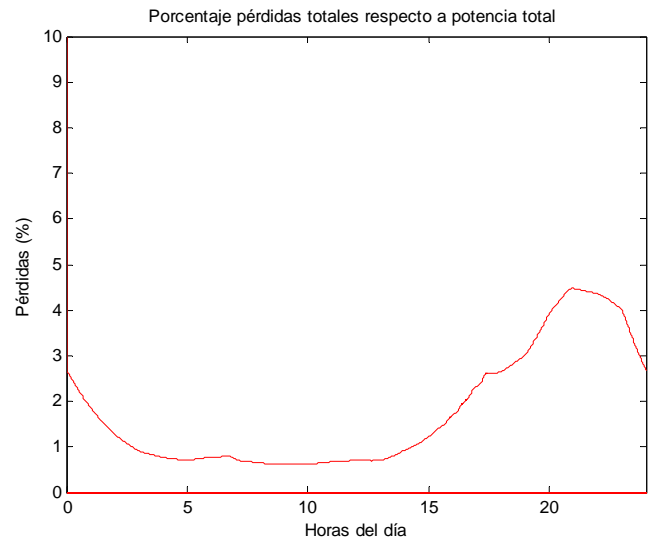


Figura 150. Porcentaje pérdidas totales

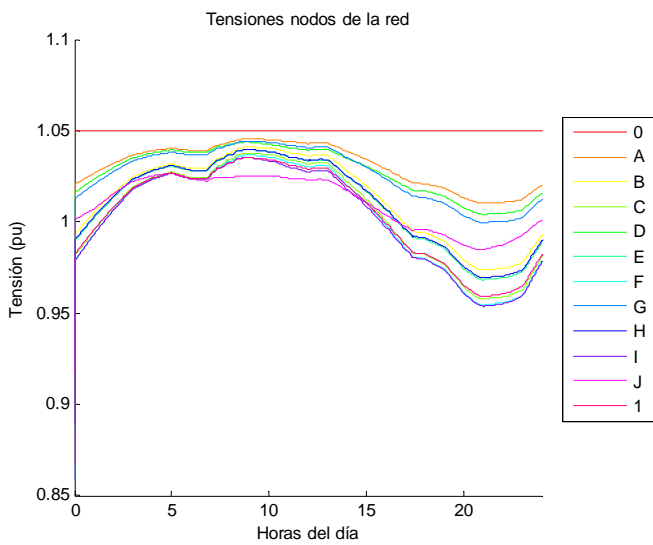


Figura 151. Tensiones nodos de la red

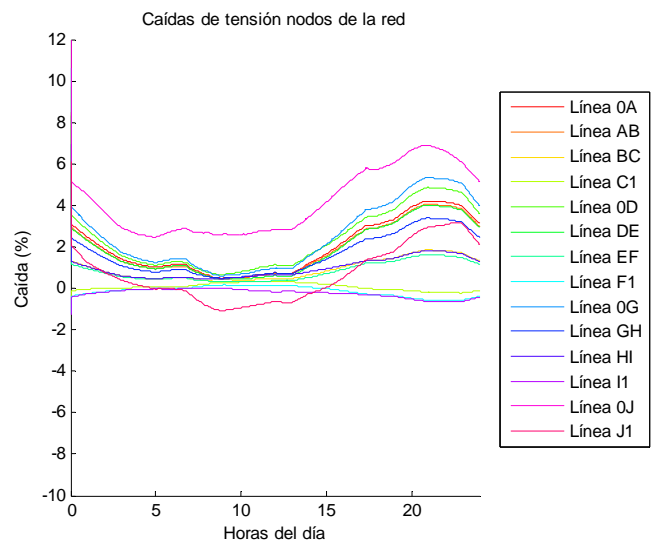


Figura 152. Caídas de tensión líneas

Día festivo Verano

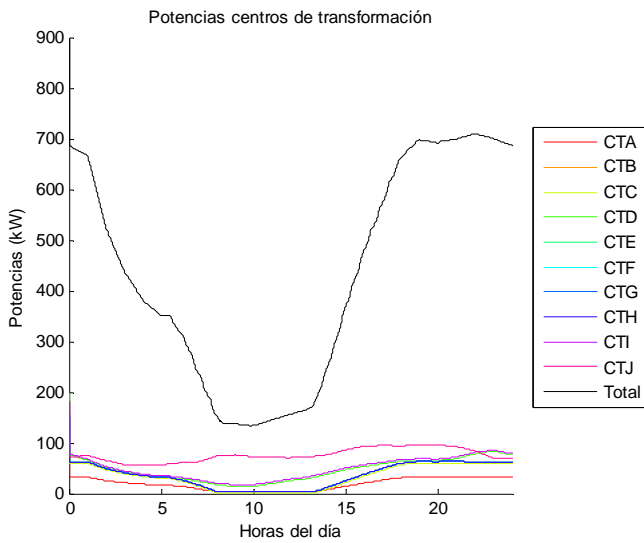


Figura 153. Potencias centros de transformación

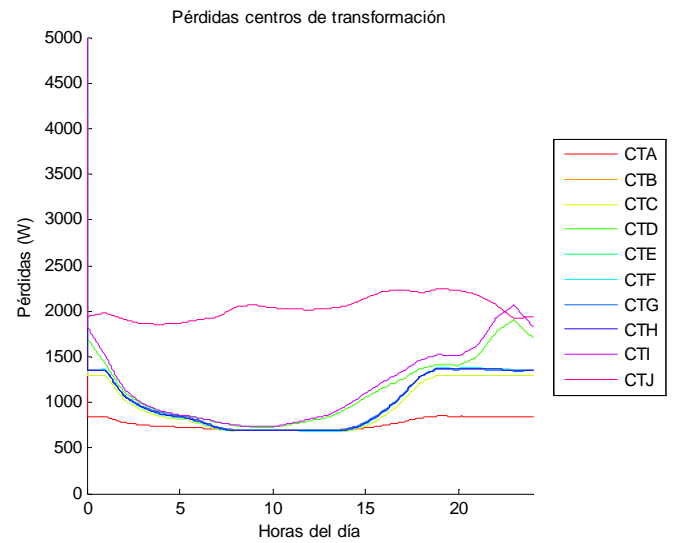


Figura 154. Pérdidas centros de transformación

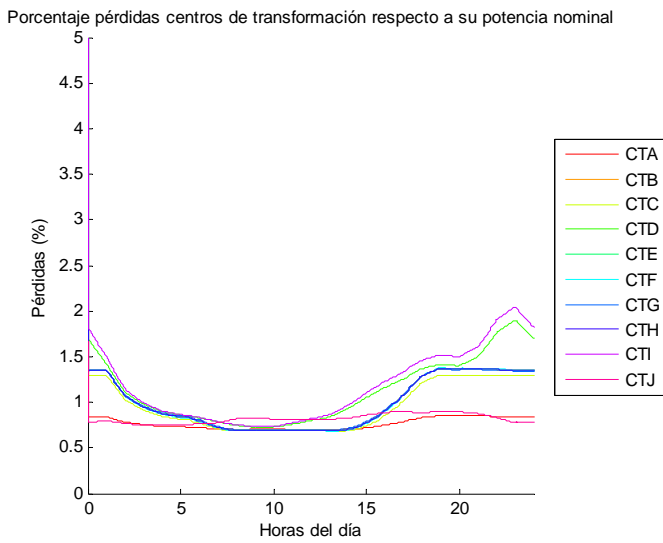


Figura 155. Porcentaje pérdidas centros de transformación

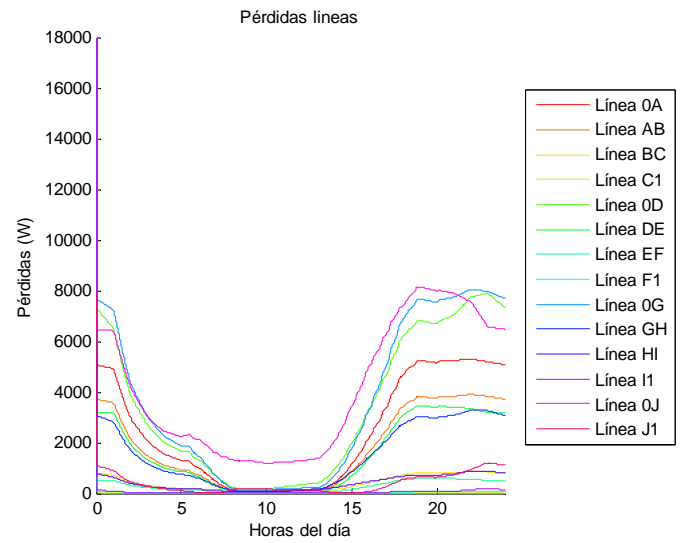


Figura 156. Pérdidas líneas

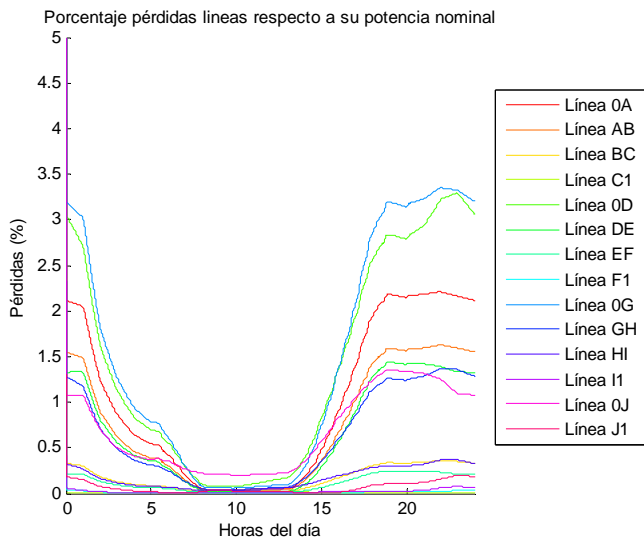


Figura 157. Porcentaje pérdidas líneas

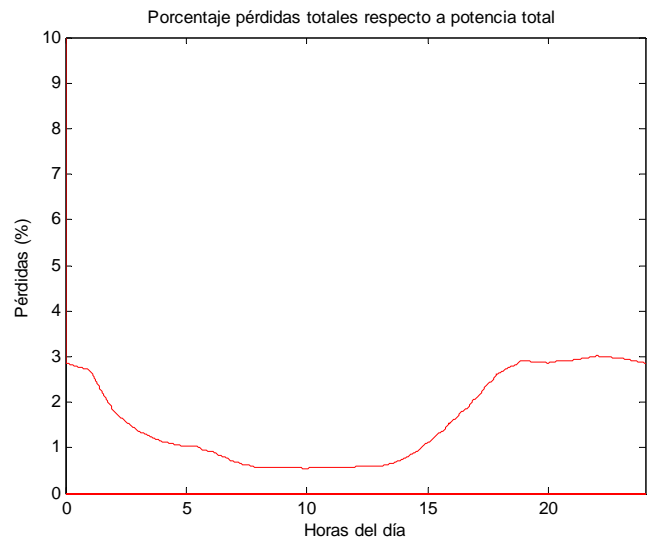


Figura 158. Porcentaje pérdidas totales

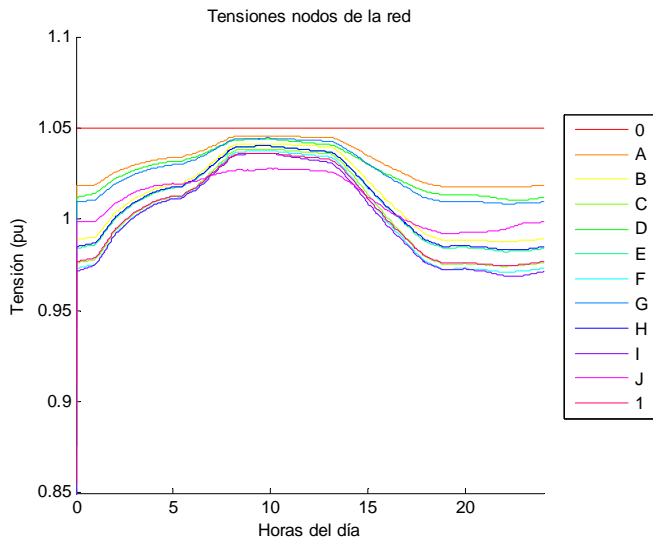


Figura 159. Tensiones nodos de la red

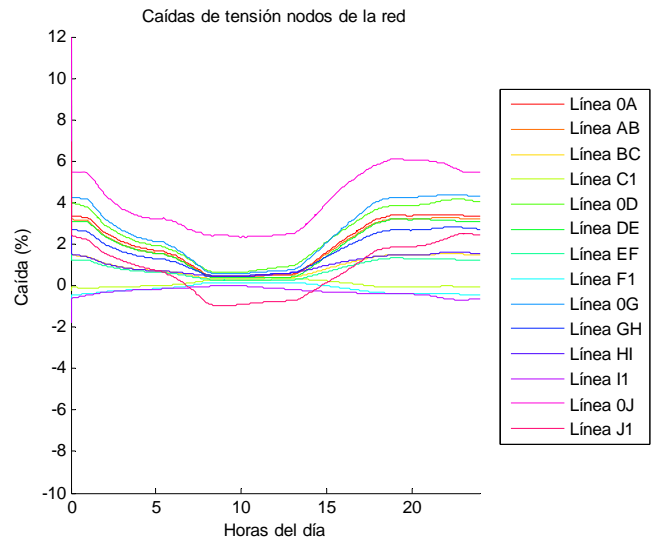


Figura 160. Caídas de tensión líneas

## Resultados zona rural

### Nivel 0

#### Día laboral invierno

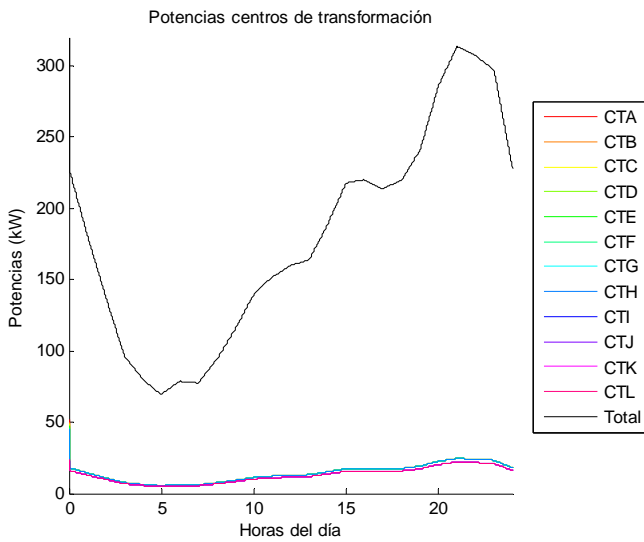


Figura 161. Potencias centros de transformación

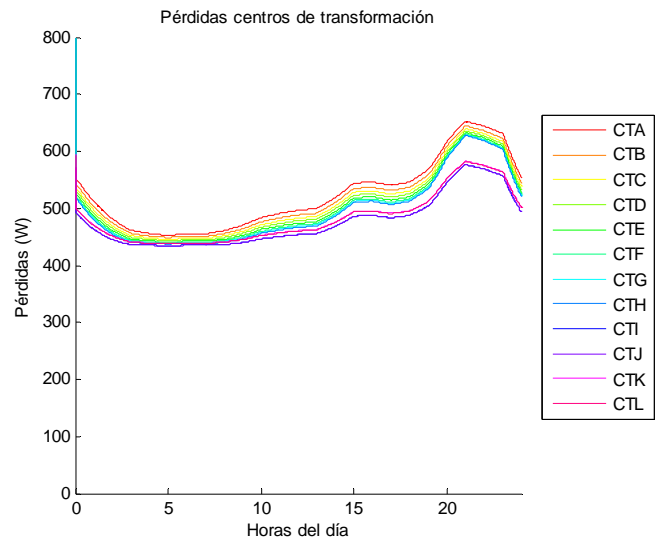


Figura 162. Pérdidas centros de transformación

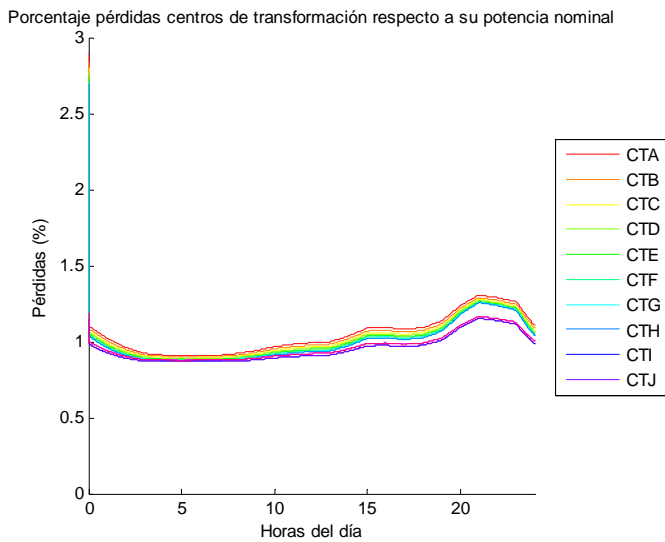


Figura 163. Porcentaje pérdidas centros de transformación

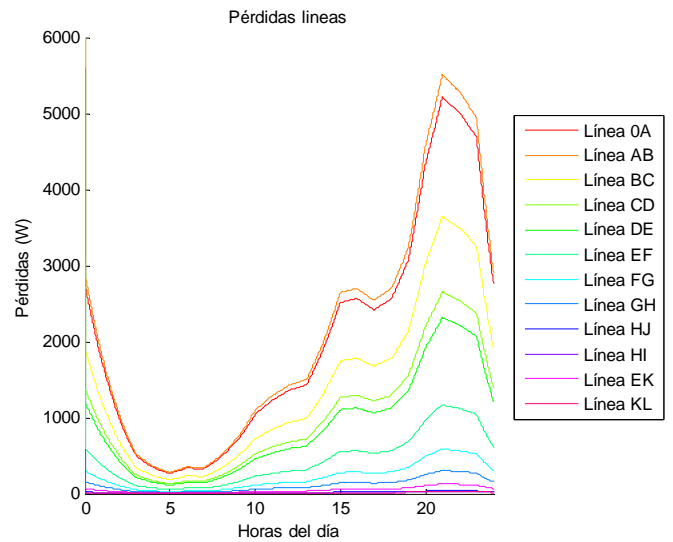


Figura 164. Pérdidas líneas

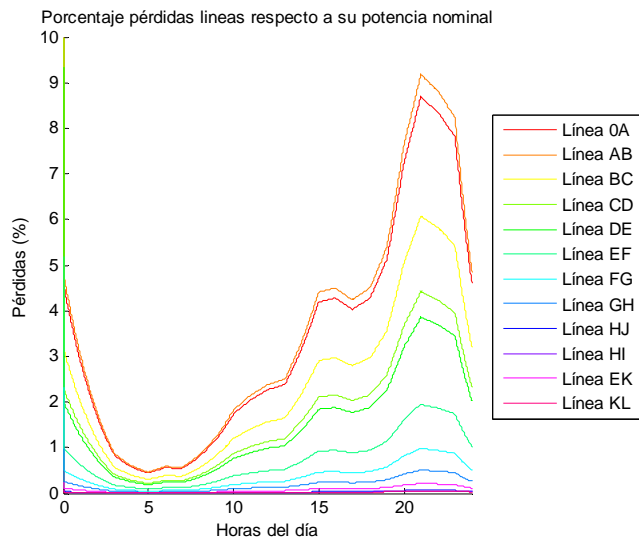


Figura 165. Porcentaje pérdidas líneas

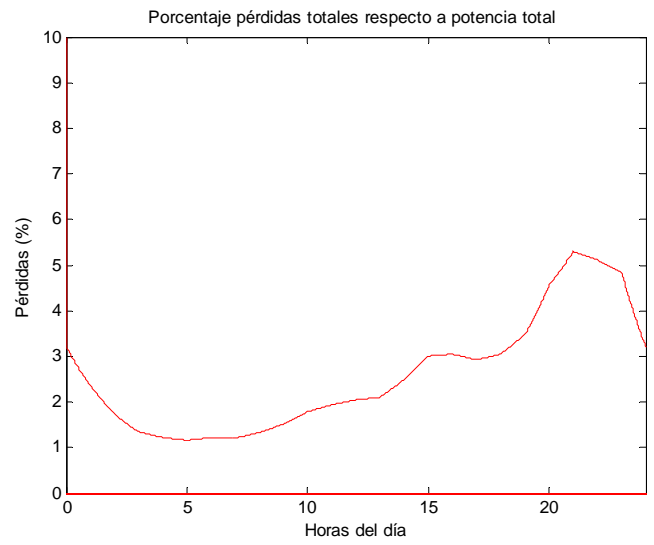


Figura 166. Porcentaje pérdidas totales

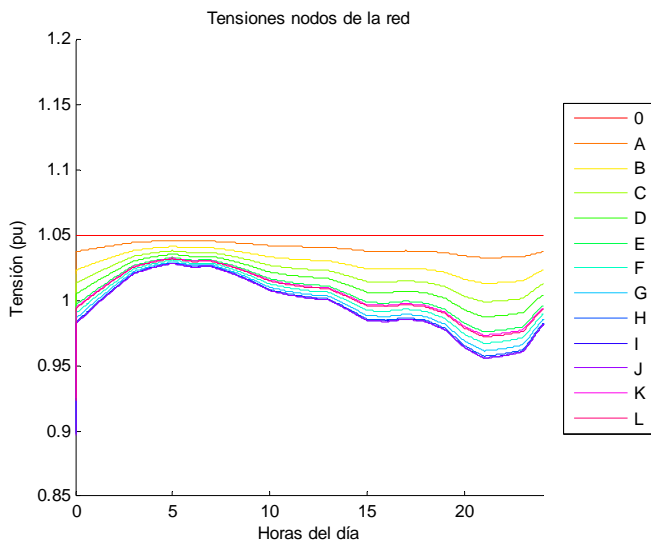


Figura 167. Tensiones nodos de la red

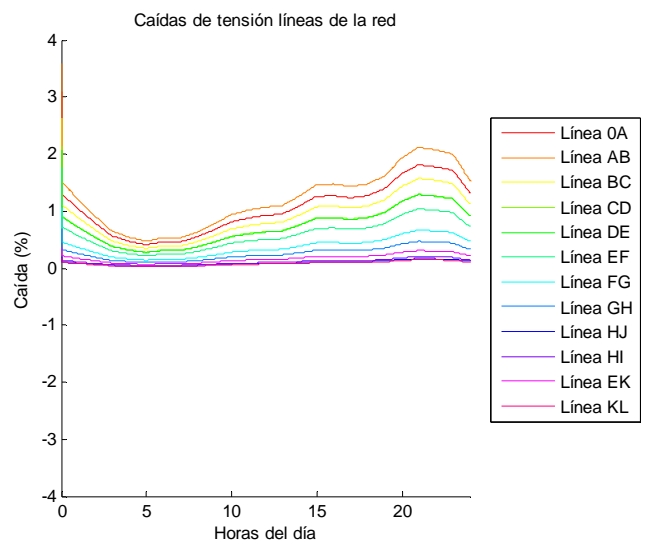


Figura 168. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

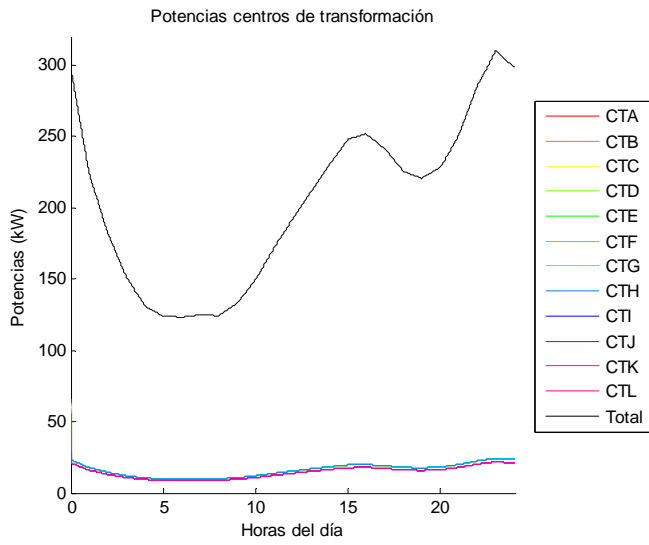


Figura 169. Potencias centros de transformación

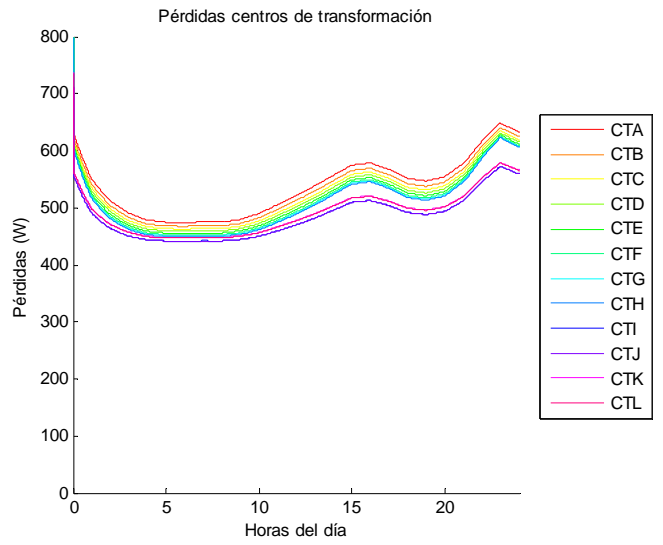


Figura 170. Pérdidas centros de transformación

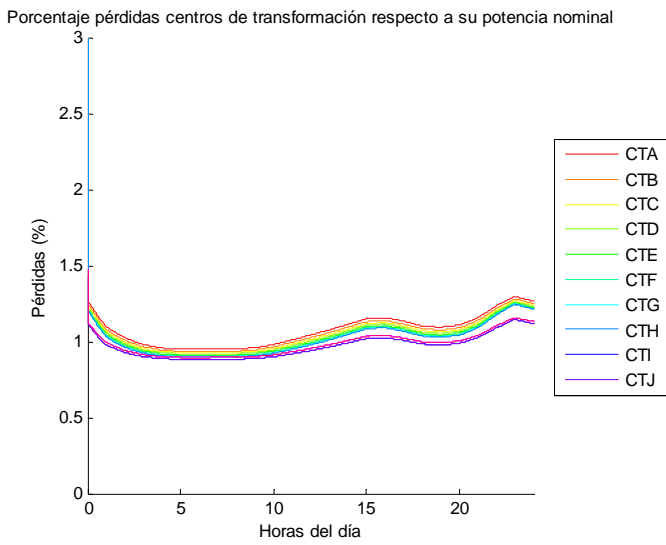


Figura 171. Porcentaje pérdidas centros de transformación

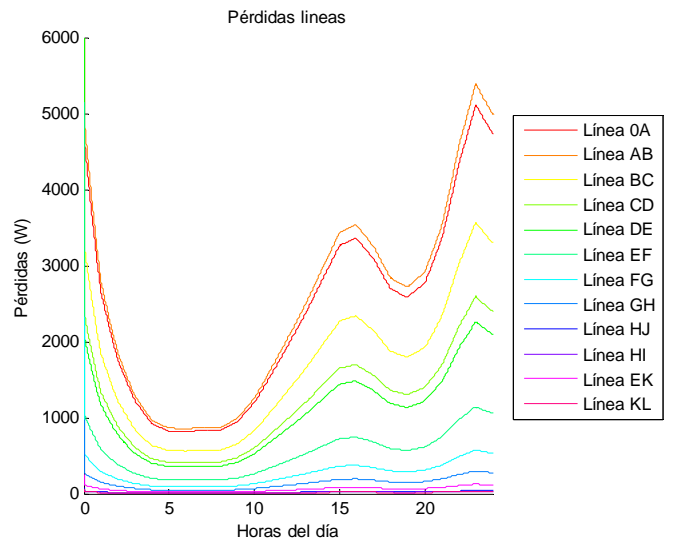


Figura 172. Pérdidas líneas

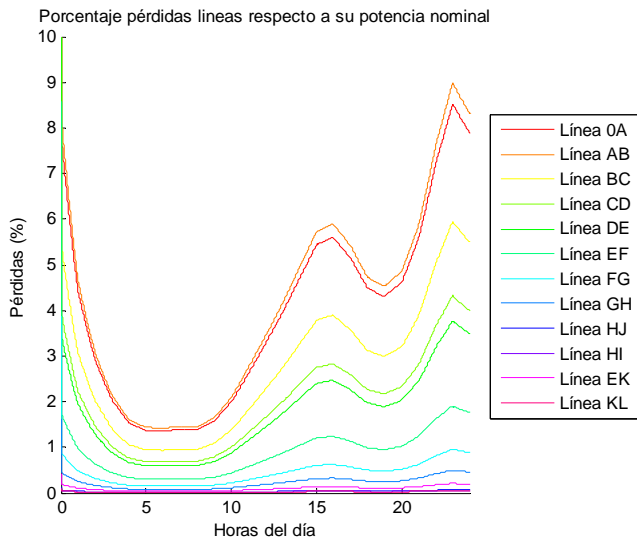


Figura 173. Porcentaje pérdidas líneas

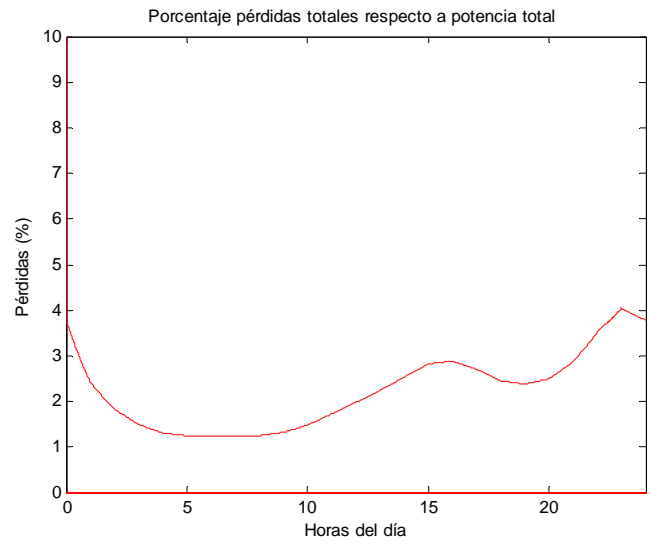


Figura 174. Porcentaje pérdidas totales

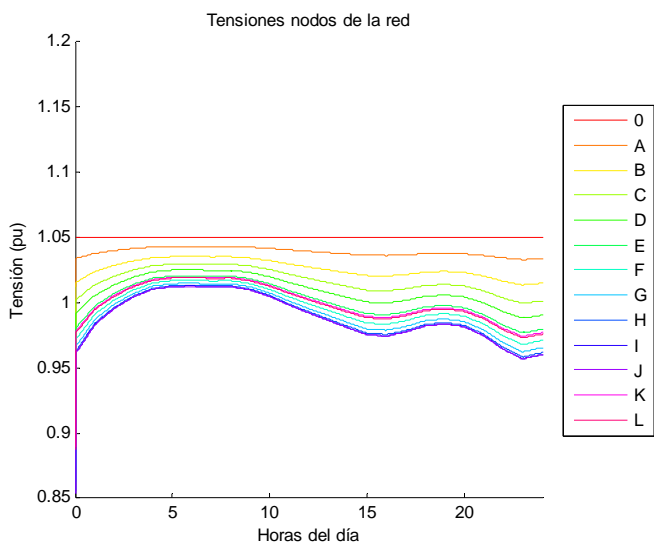


Figura 175. Tensiones nodos de la red

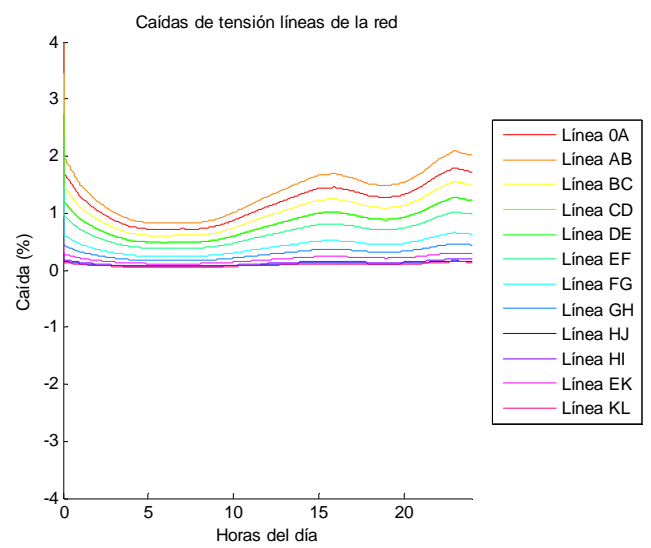


Figura 176. Caídas de tensión líneas

Día festivo invierno

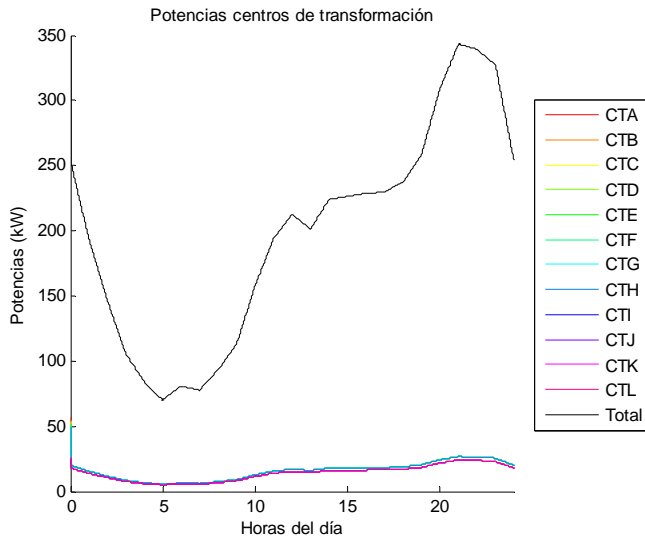


Figura 177. Potencias centros de transformación

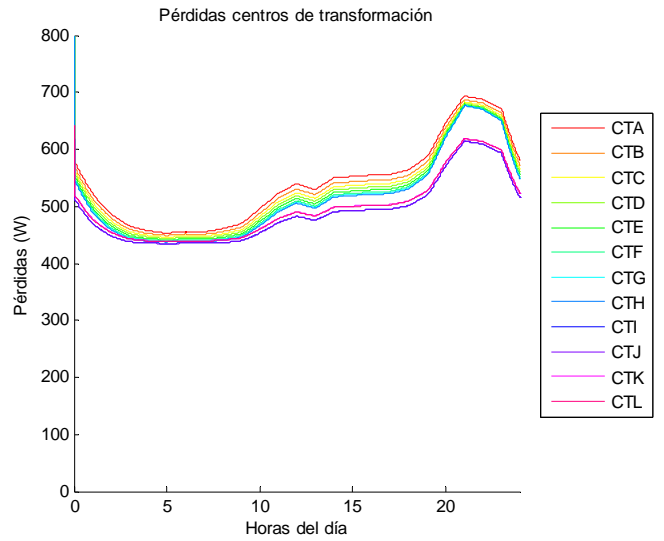


Figura 178. Pérdidas centros de transformación

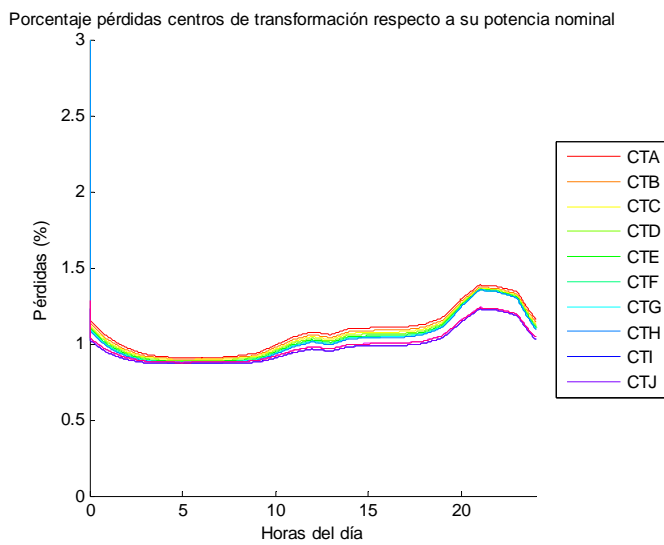


Figura 179. Porcentaje pérdidas centros de transformación

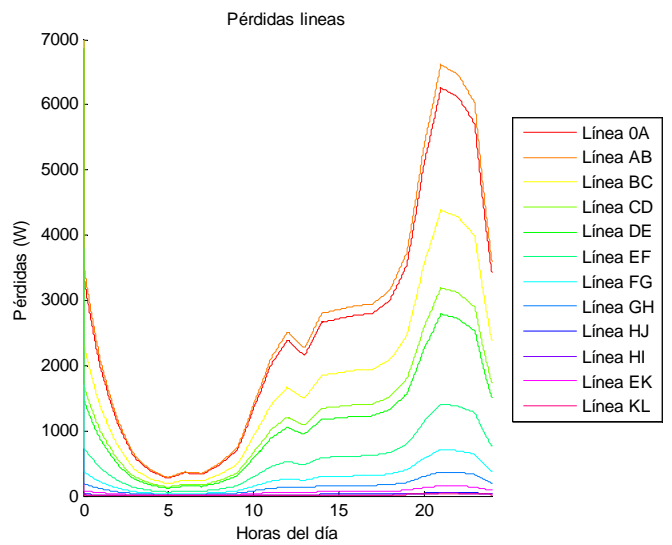


Figura 180. Pérdidas líneas

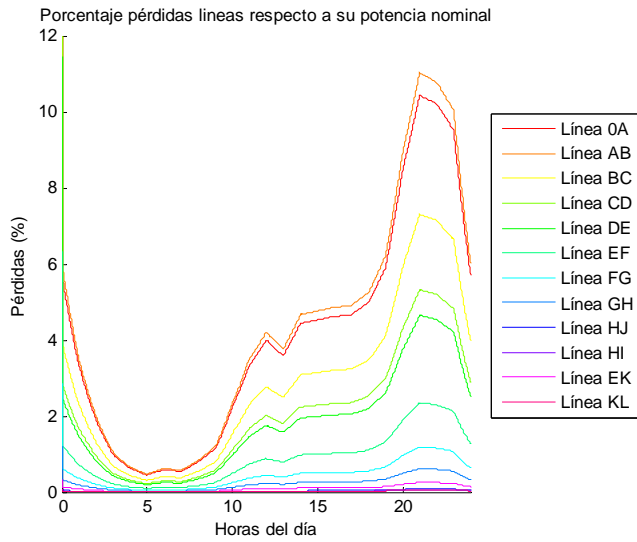


Figura 181. Porcentaje pérdidas líneas

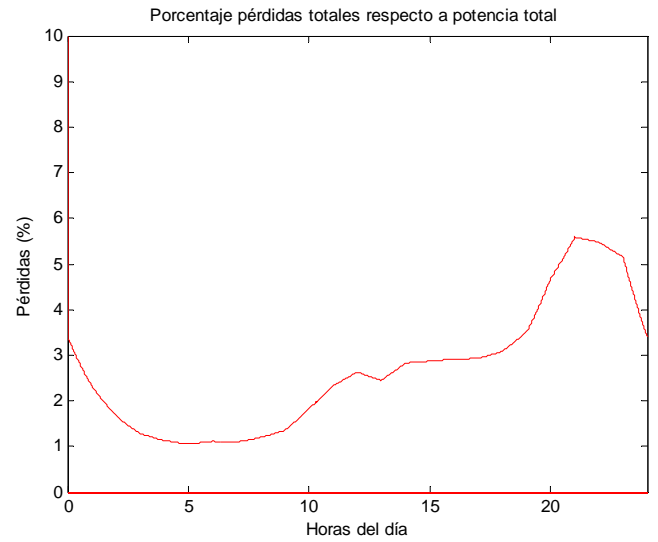


Figura 182. Porcentaje pérdidas totales

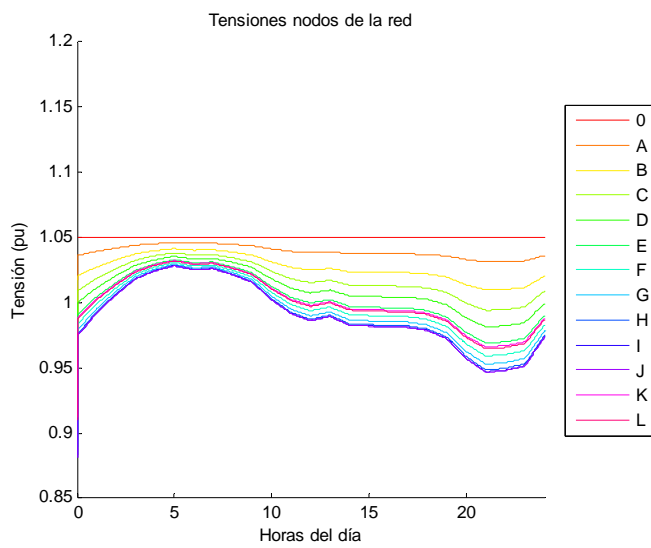


Figura 183. Tensiones nodos de la red

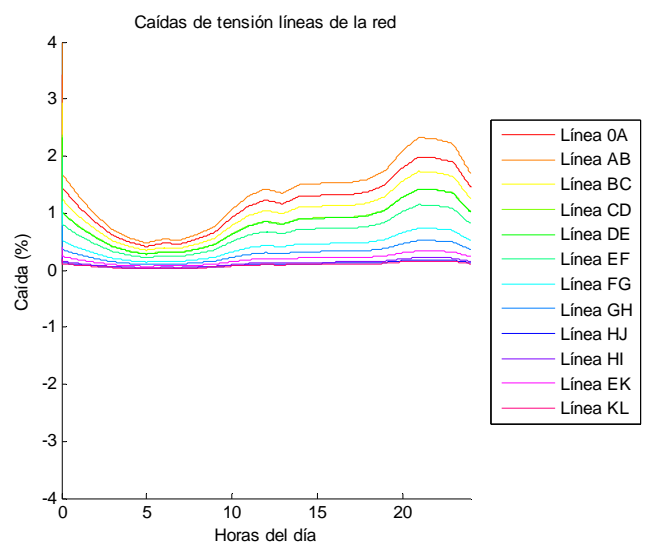


Figura 184. Caídas de tensión líneas

Día festivo verano

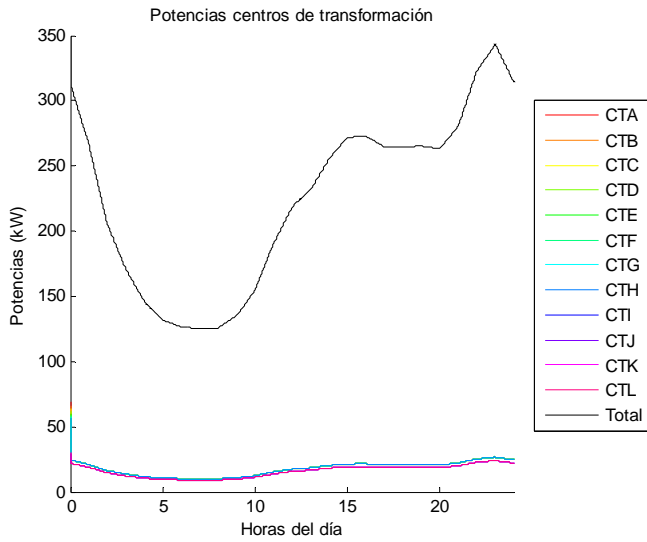


Figura 185. Potencias centros de transformación

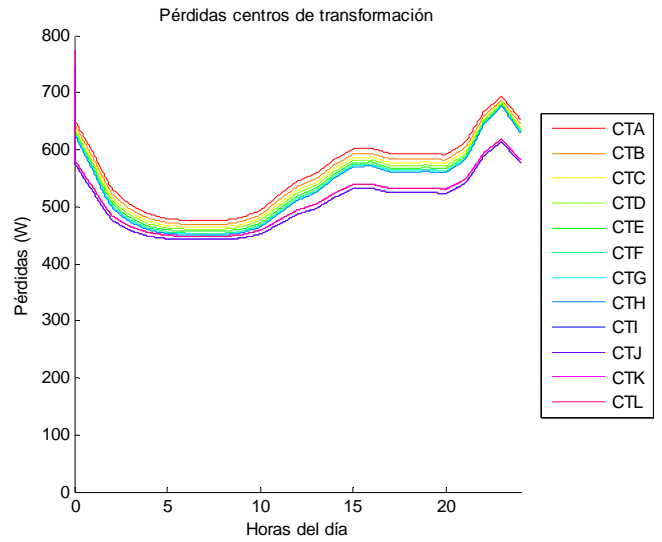


Figura 186. Pérdidas centros de transformación

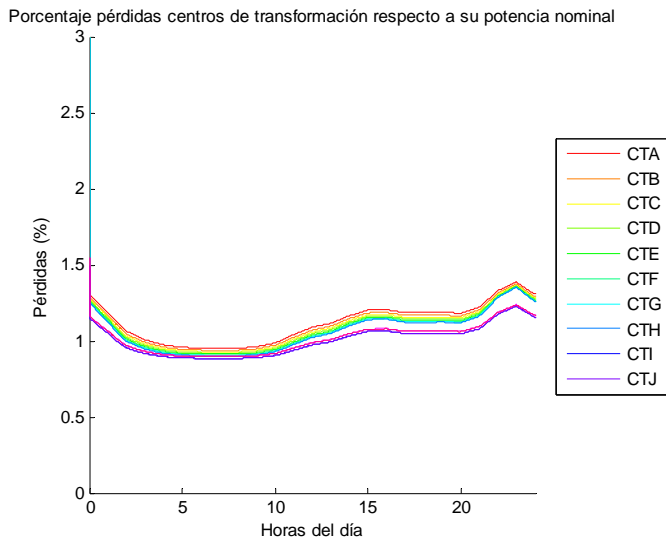


Figura 187. Porcentaje pérdidas centros de transformación

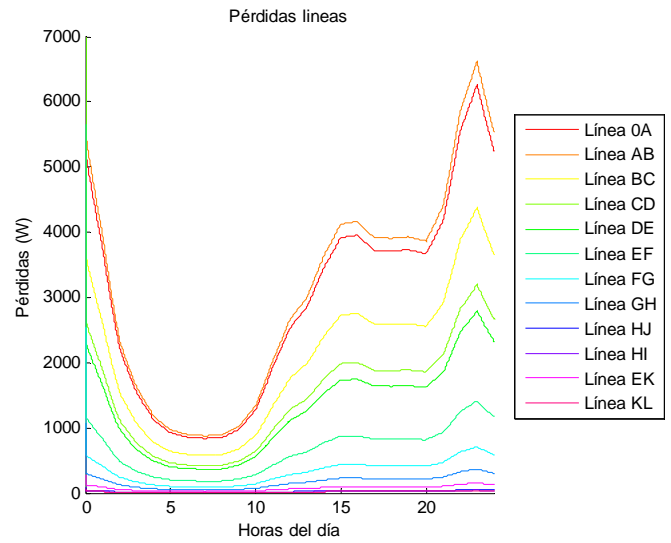


Figura 188. Pérdidas líneas

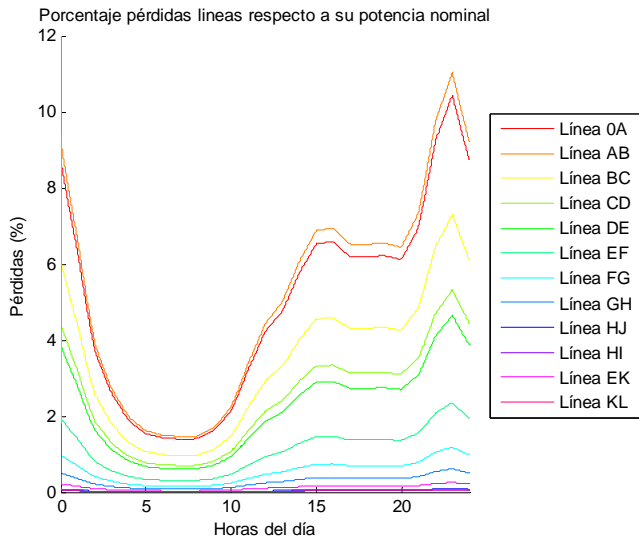


Figura 189. Porcentaje pérdidas líneas

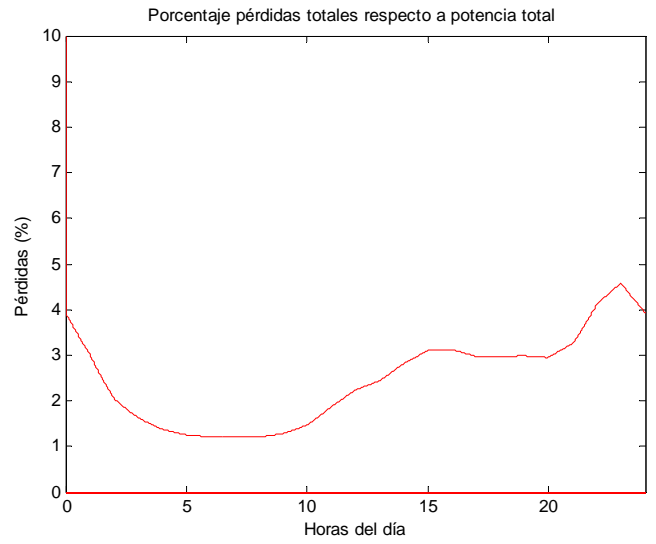


Figura 190. Porcentaje pérdidas totales

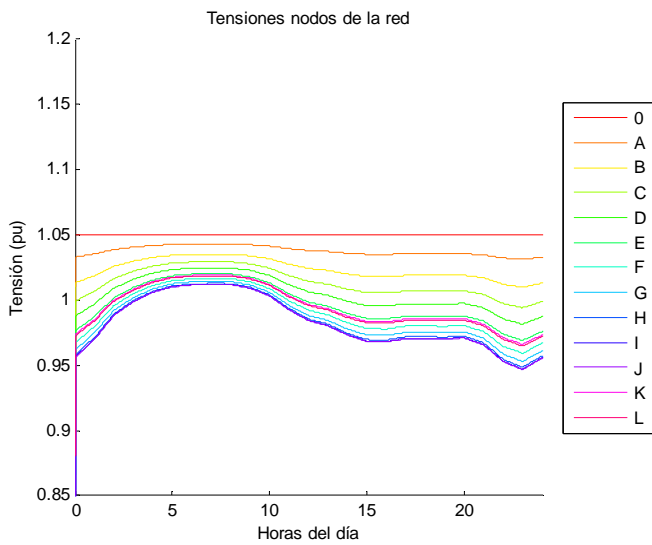


Figura 191. Tensiones nodos de la red

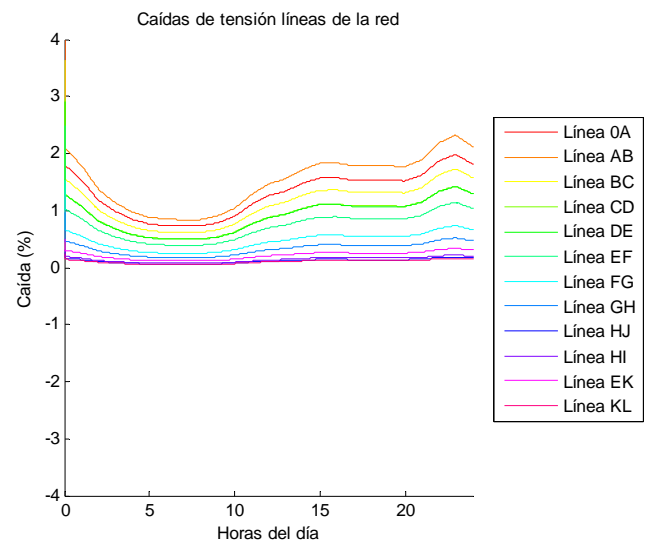


Figura 192. Caídas de tensión líneas

### Nivel 1

#### Día laboral invierno

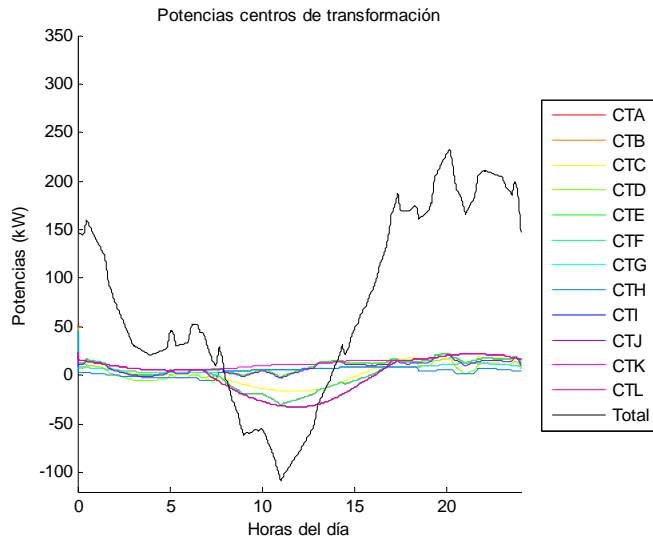


Figura 193. Potencias centros de transformación

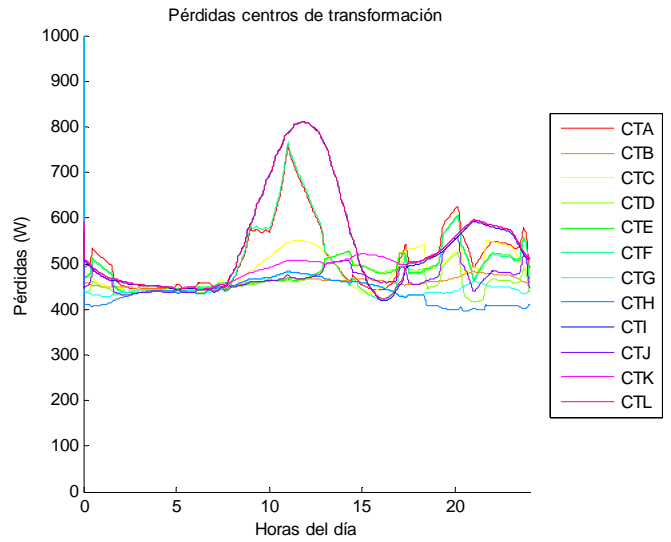


Figura 194. Pérdidas centros de transformación

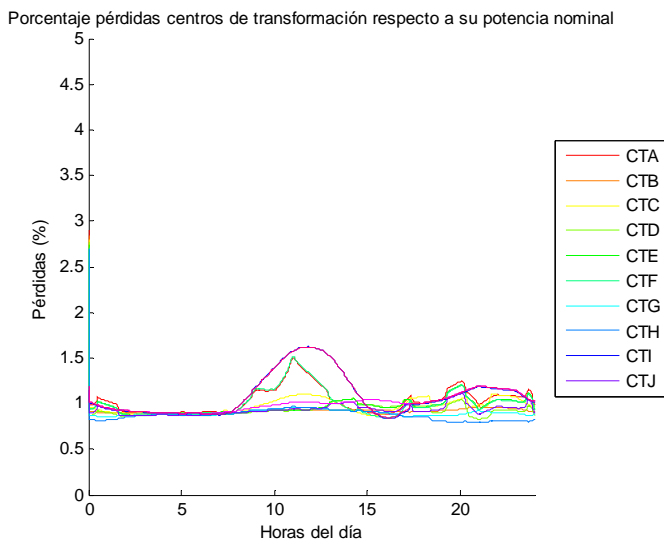


Figura 195. Porcentaje pérdidas centros de transformación

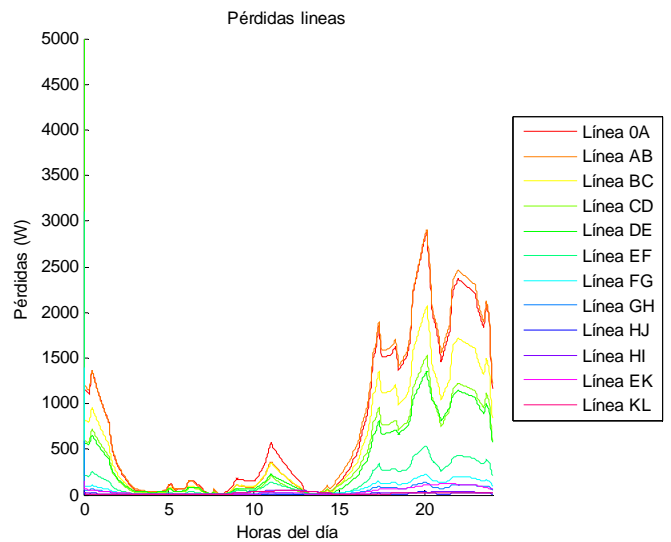


Figura 196. Pérdidas líneas

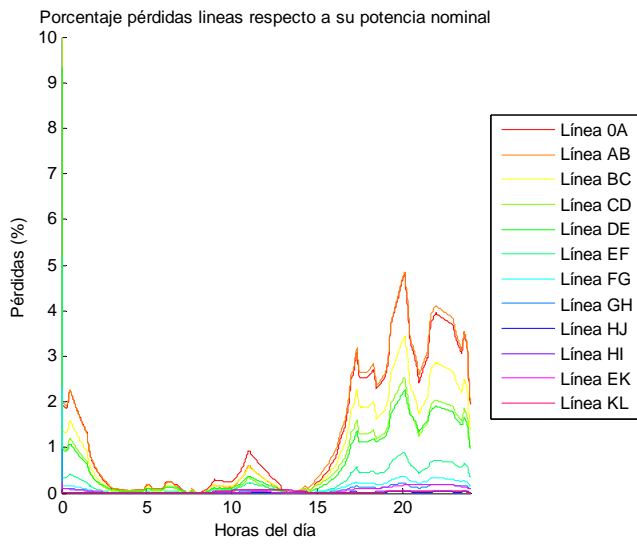


Figura 197. Porcentaje pérdidas líneas

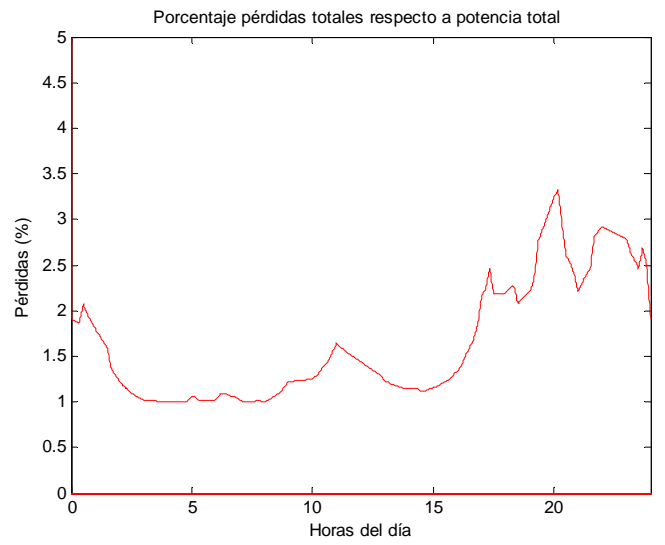


Figura 198. Porcentaje pérdidas totales

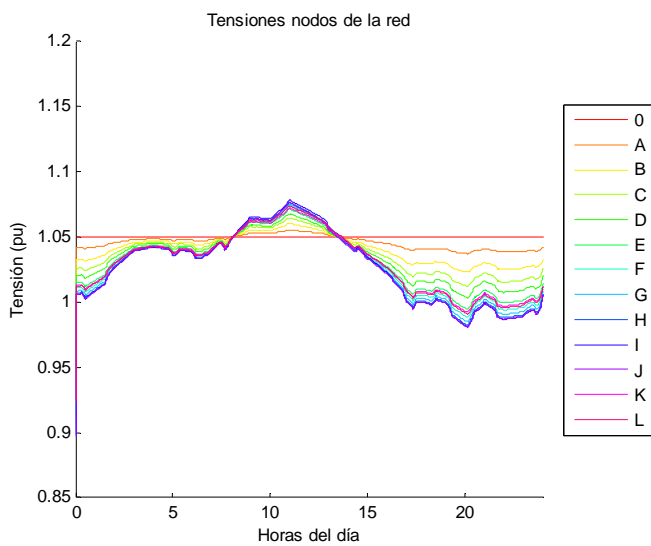


Figura 199. Tensiones nodos de la red

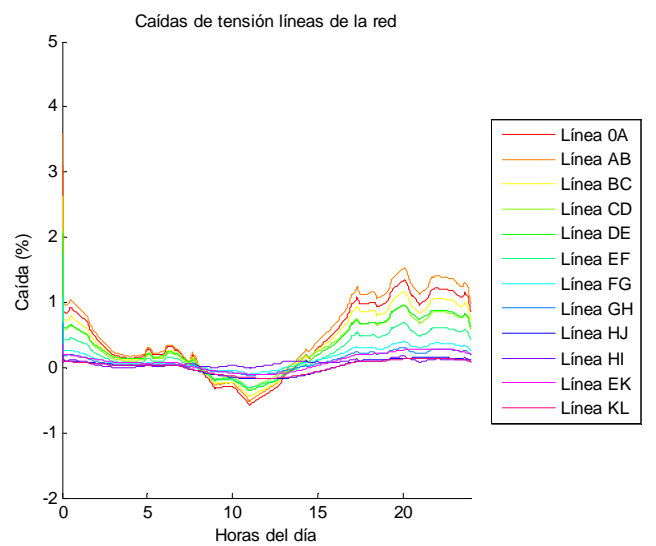


Figura 200. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

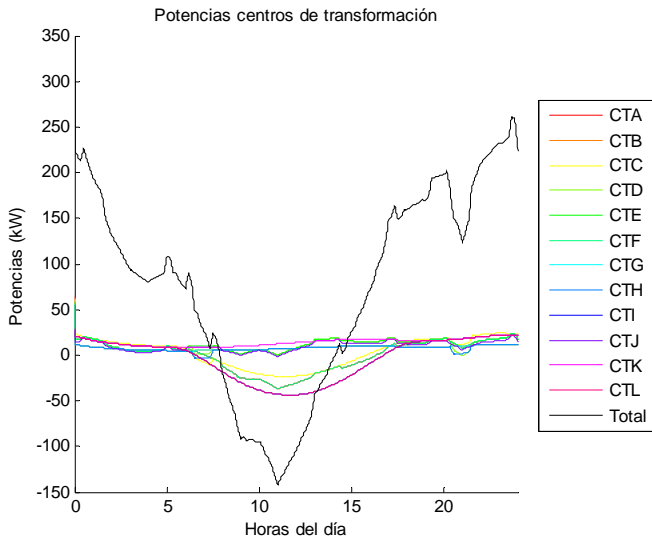


Figura 201. Potencias centros de transformación

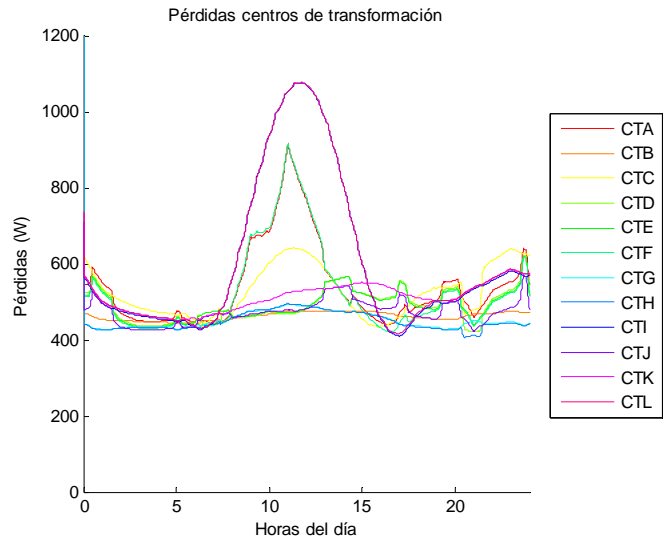


Figura 202. Pérdidas centros de transformación

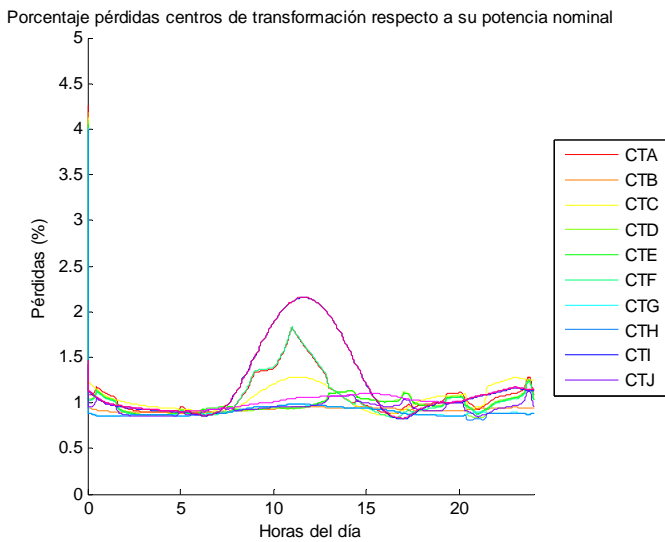


Figura 203. Porcentaje pérdidas centros de transformación

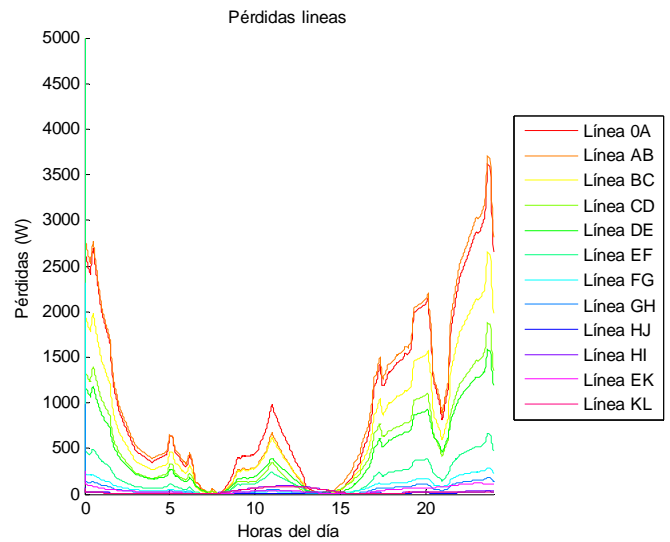


Figura 204. Pérdidas líneas

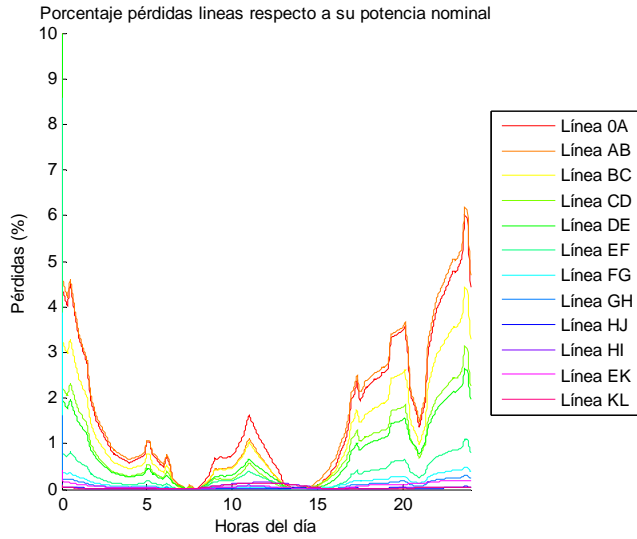


Figura 205. Porcentaje pérdidas líneas

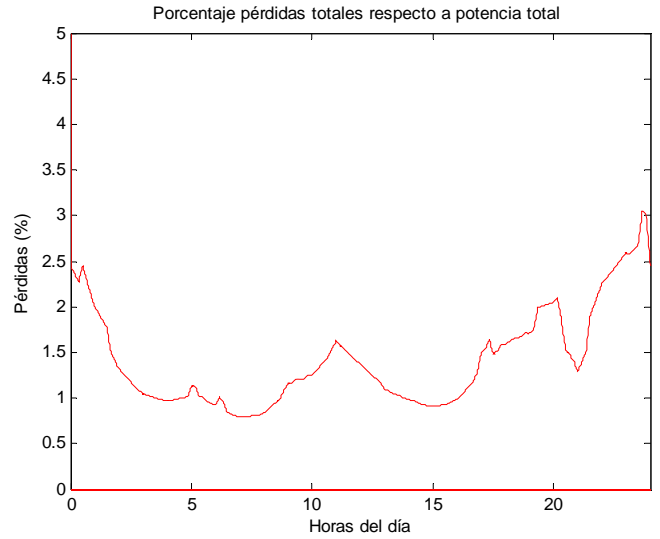


Figura 206. Porcentaje pérdidas totales

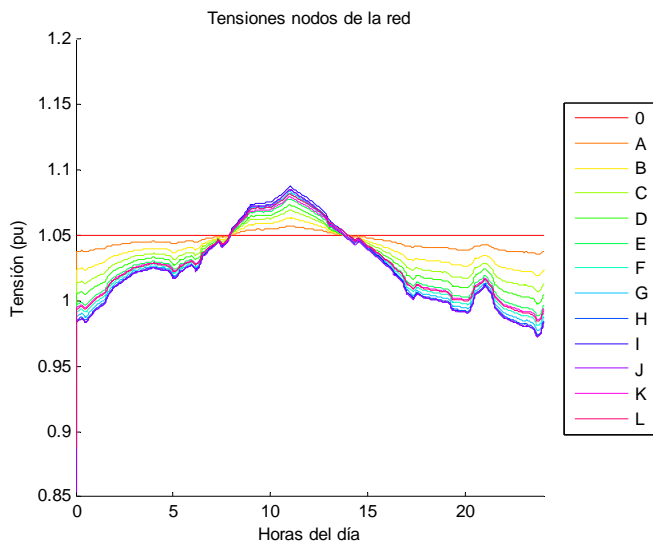


Figura 207. Tensiones nodos de la red

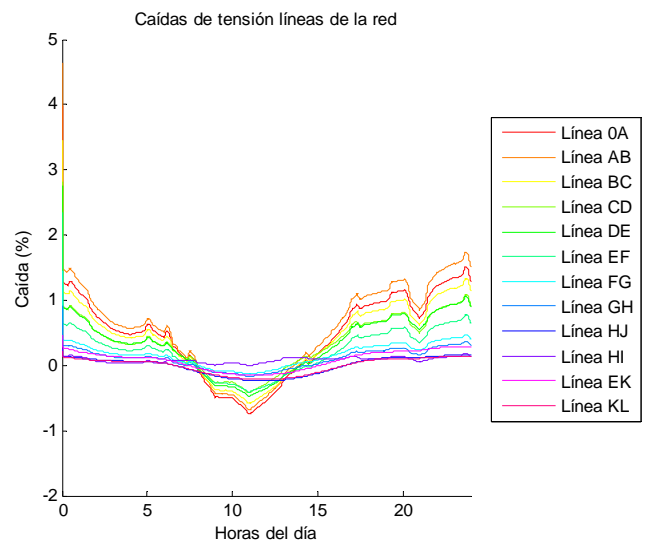


Figura 208. Caídas de tensión líneas

Día festivo invierno

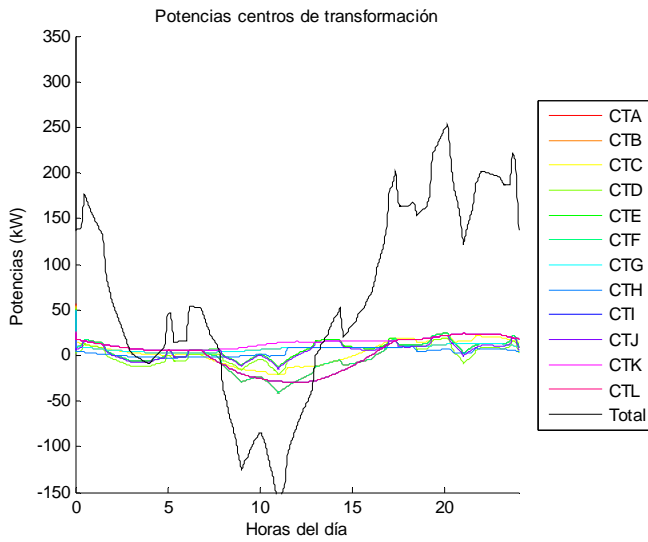


Figura 209. Potencias centros de transformación

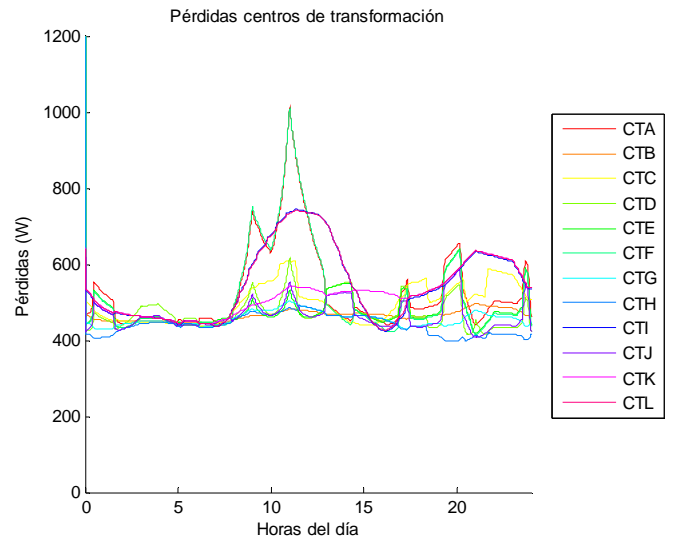


Figura 210. Pérdidas centros de transformación

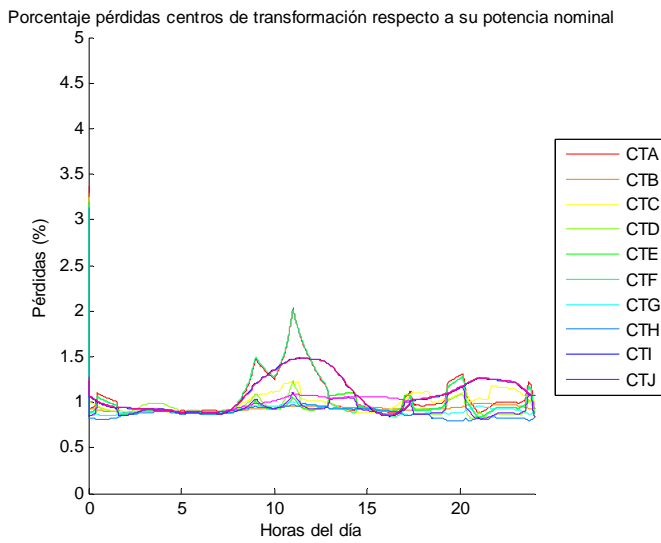


Figura 211. Porcentaje pérdidas centros de transformación

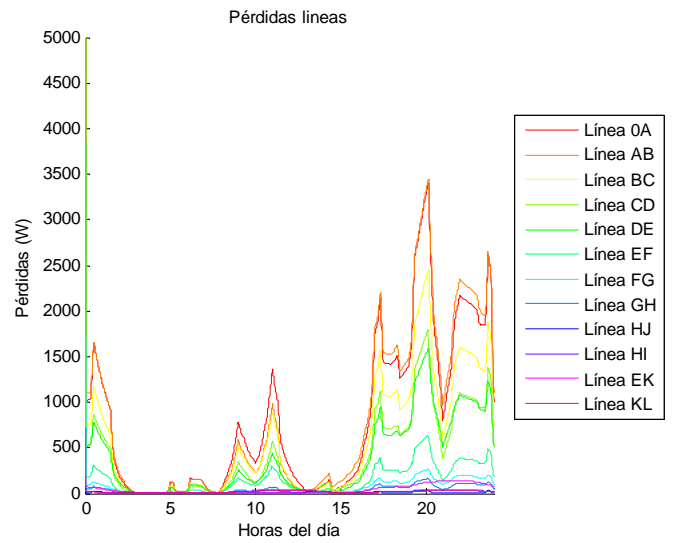


Figura 212. Pérdidas líneas

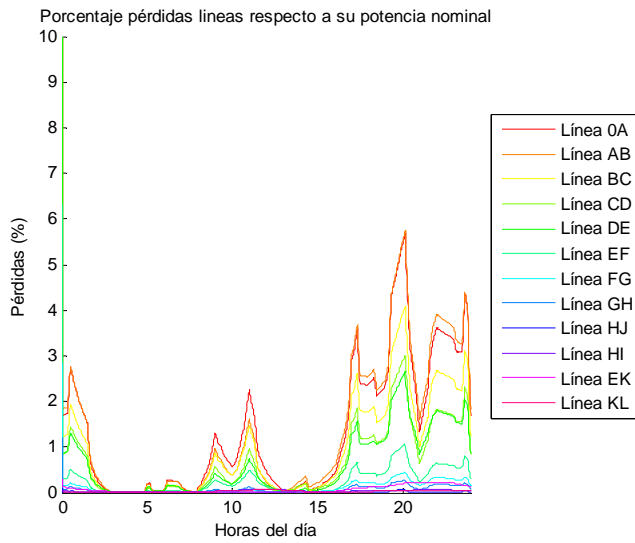


Figura 213. Porcentaje pérdidas líneas

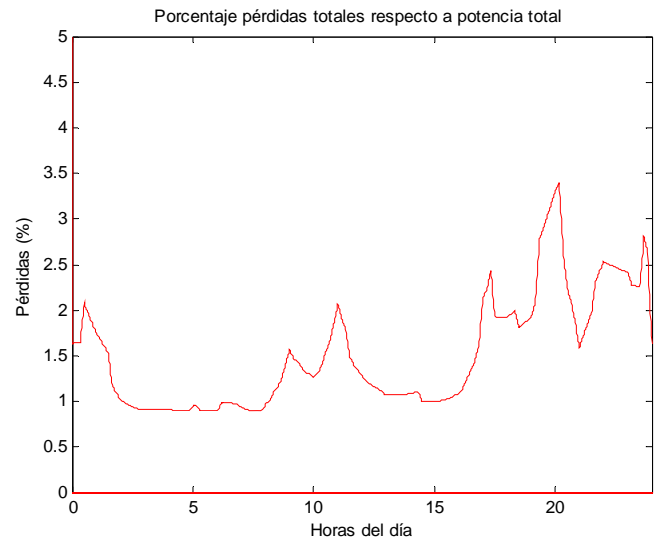


Figura 214. Porcentaje pérdidas totales

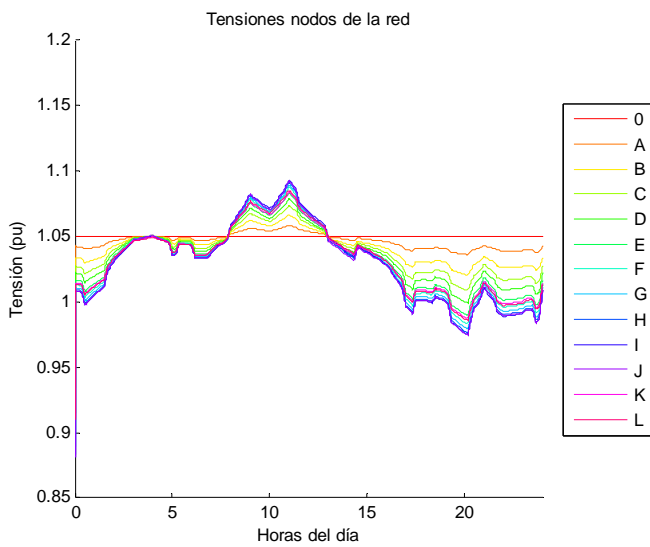


Figura 215. Tensiones nodos de la red

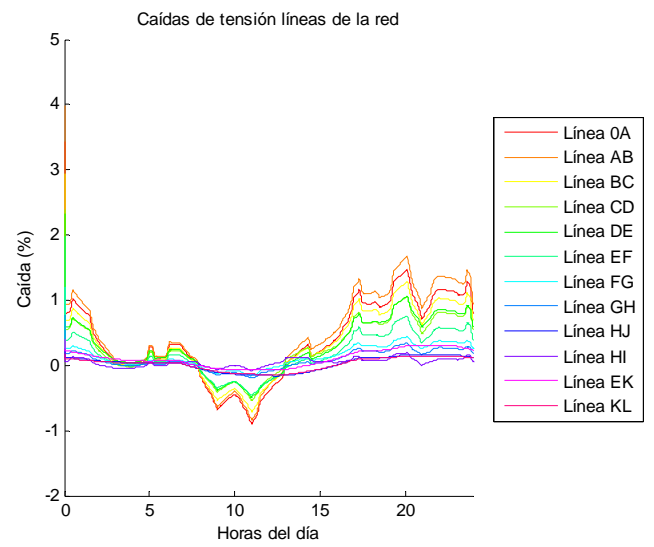


Figura 216. Caídas de tensión líneas

Día festivo verano

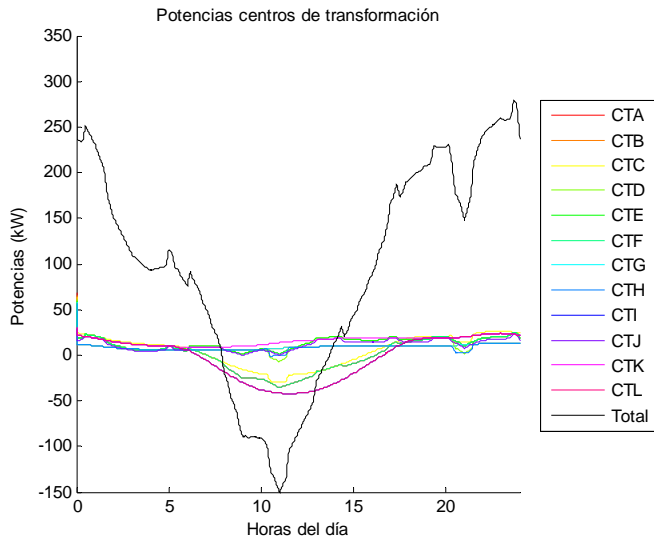


Figura 217. Potencias centros de transformación

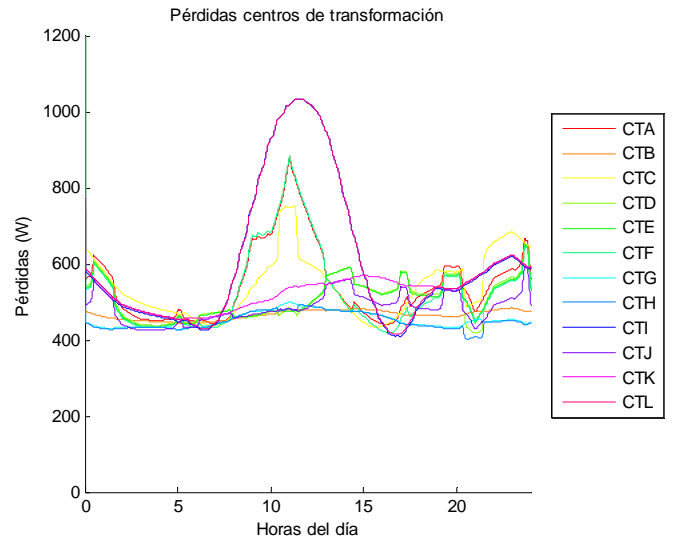


Figura 218. Pérdidas centros de transformación

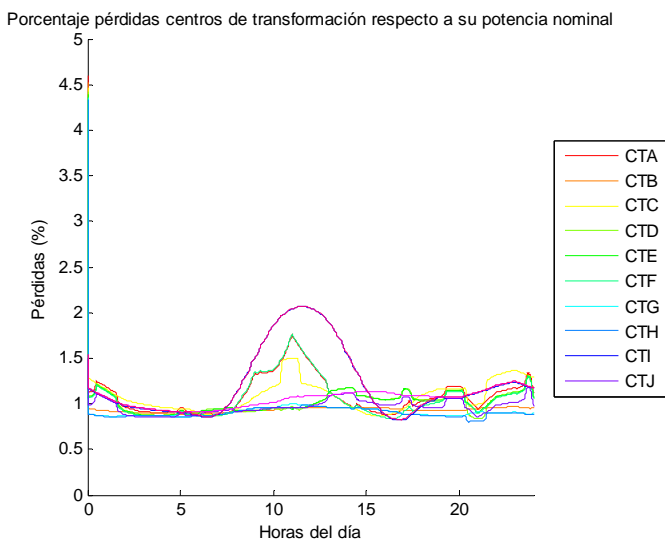


Figura 219. Porcentaje pérdidas centros de transformación

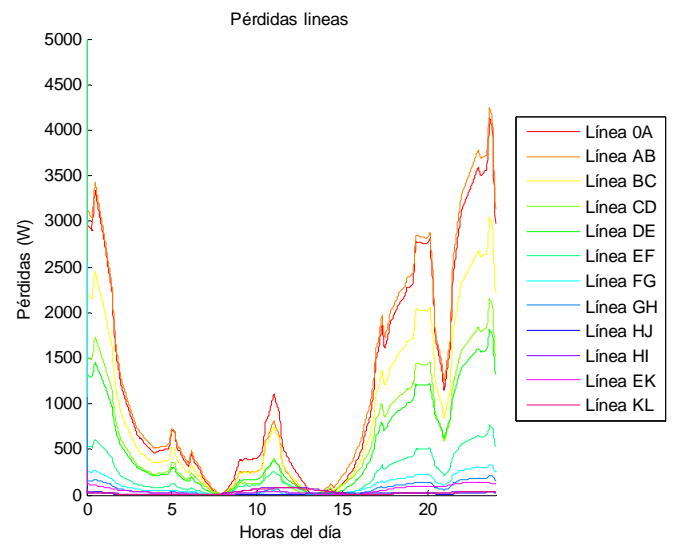


Figura 220. Pérdidas líneas

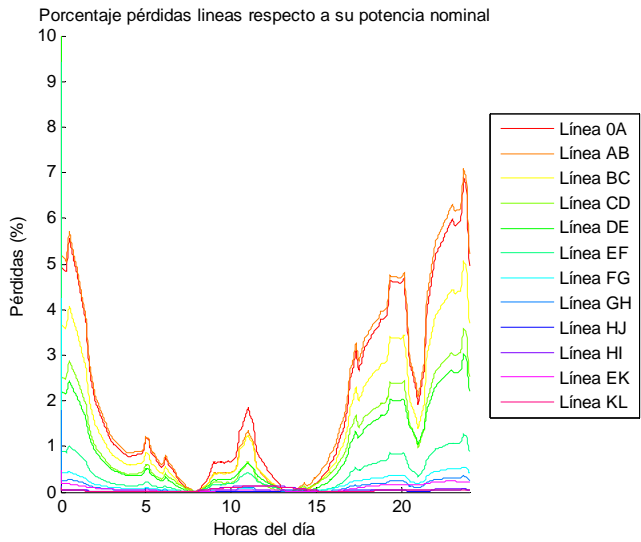


Figura 221. Porcentaje pérdidas líneas

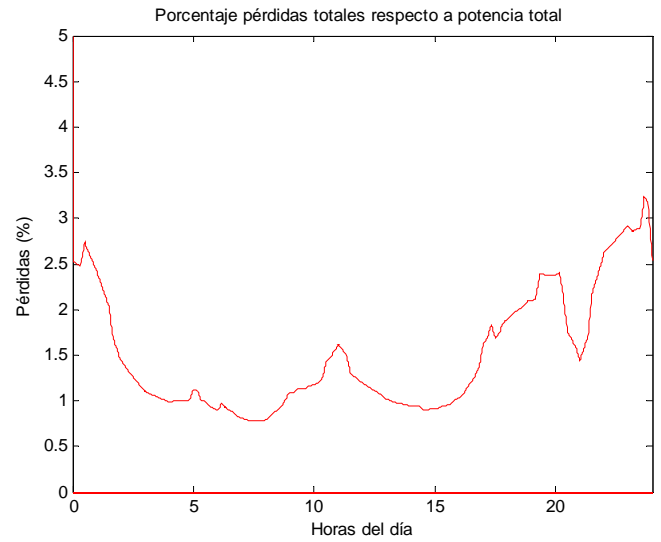


Figura 222. Porcentaje pérdidas totales

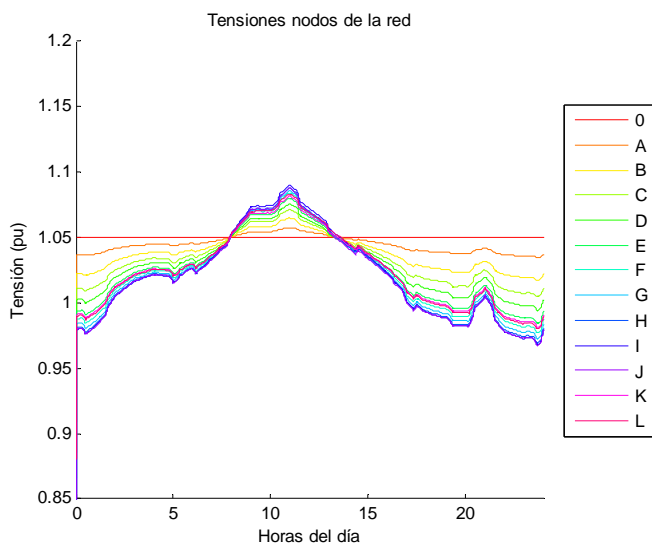


Figura 223. Tensiones nodos de la red

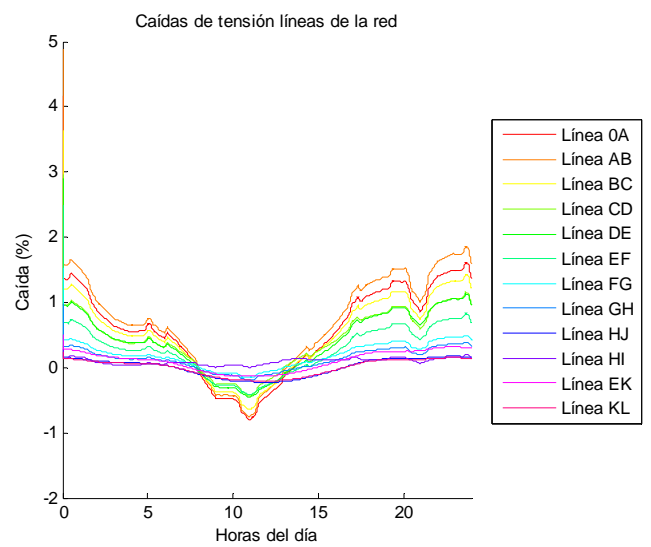


Figura 224. Caídas de tensión líneas

## Nivel 2

### Día laboral invierno

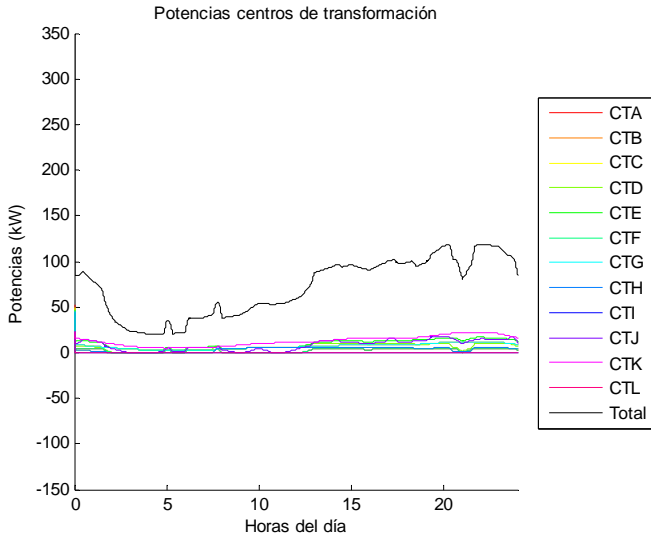


Figura 225. Potencias centros de transformación

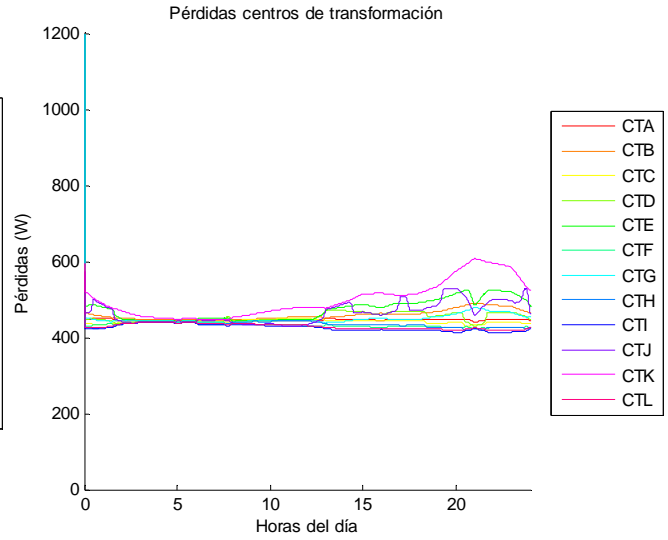


Figura 226. Pérdidas centros de transformación

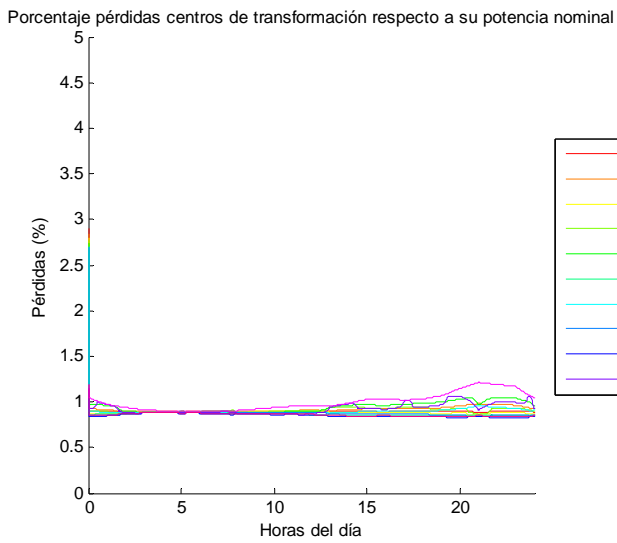


Figura 227. Porcentaje pérdidas centros de transformación

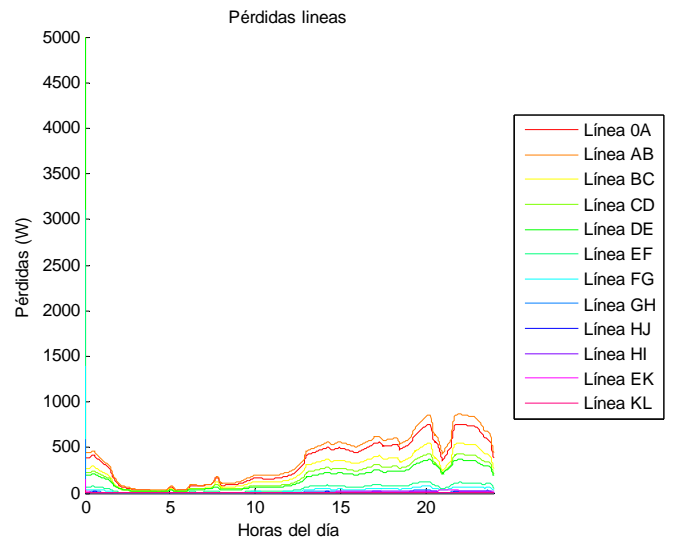


Figura 228. Pérdidas líneas

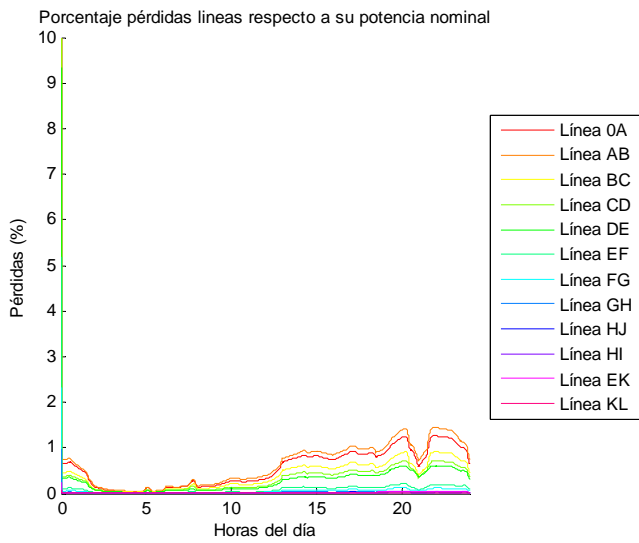


Figura 229. Porcentaje pérdidas líneas

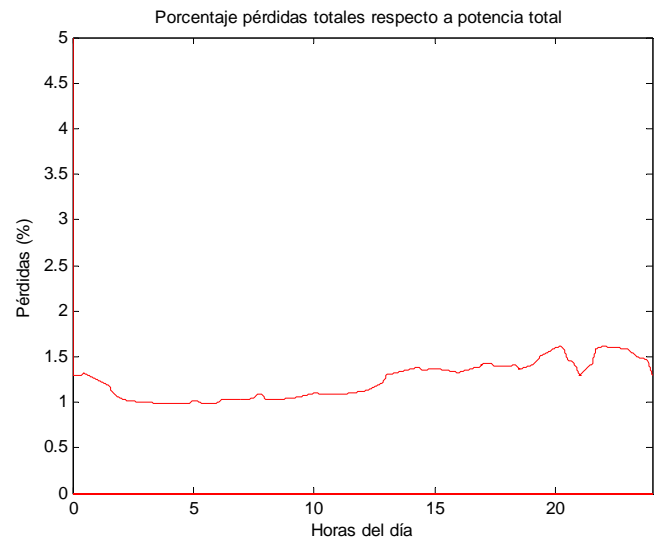


Figura 230. Porcentaje pérdidas totales

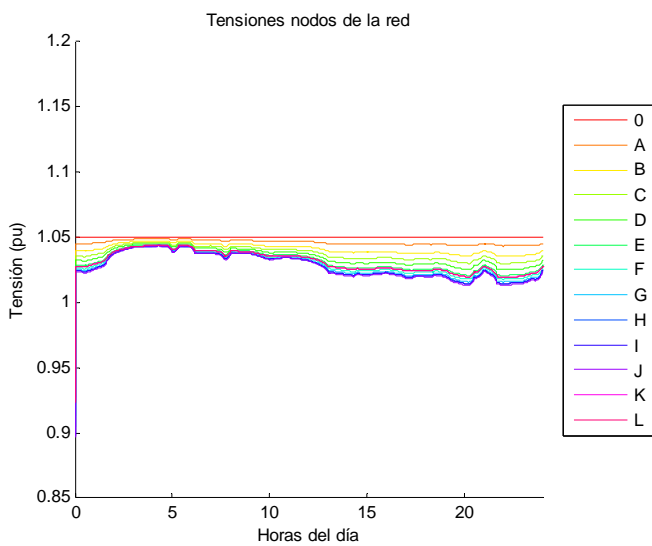


Figura 231. Tensiones nodos de la red

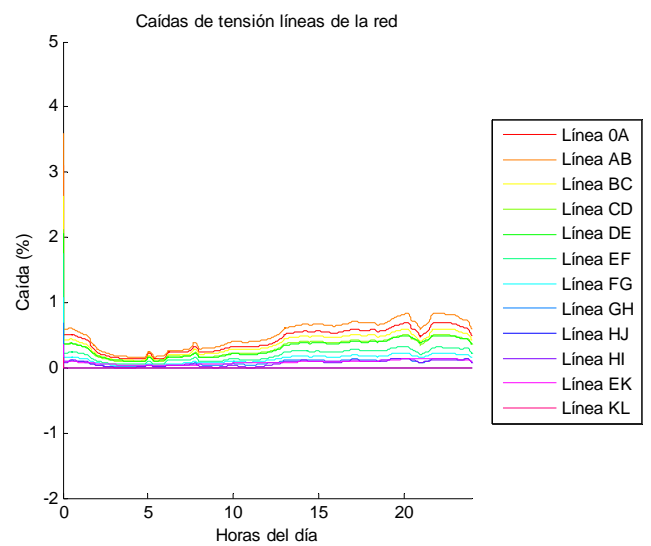


Figura 232. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

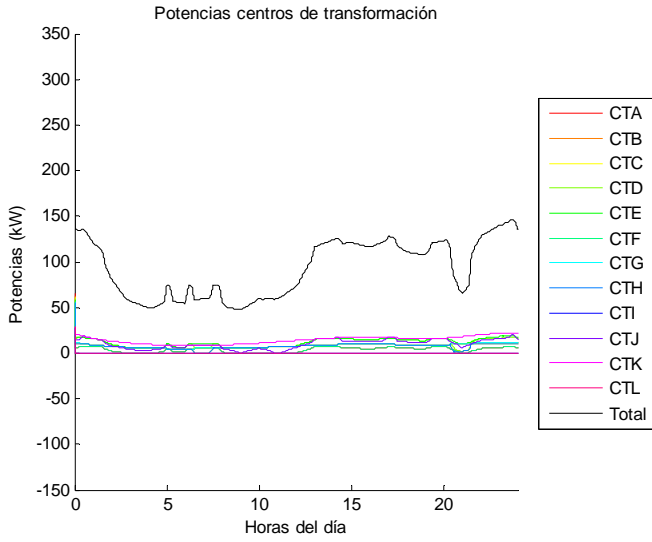


Figura 233. Potencias centros de transformación

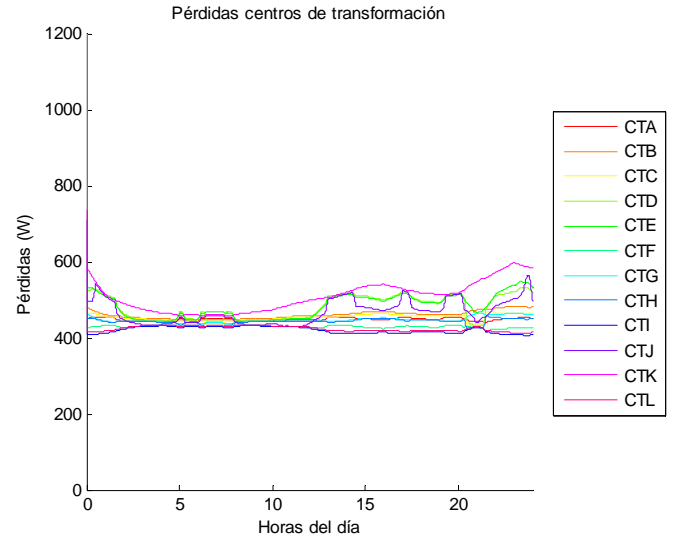


Figura 234. Pérdidas centros de transformación

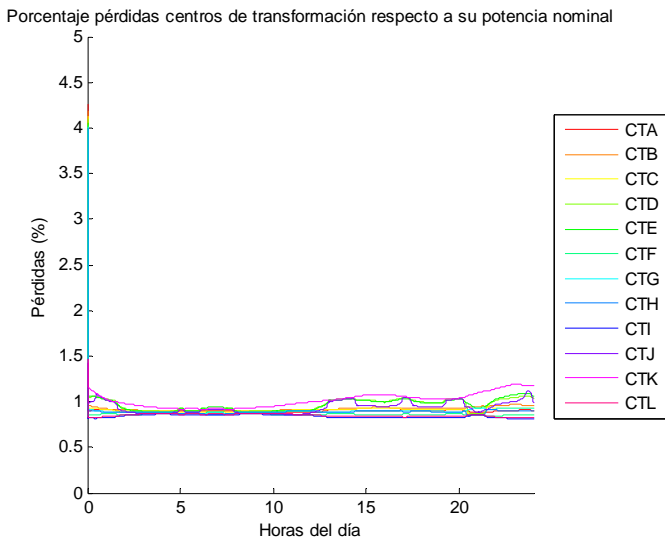


Figura 235. Porcentaje pérdidas centros de transformación

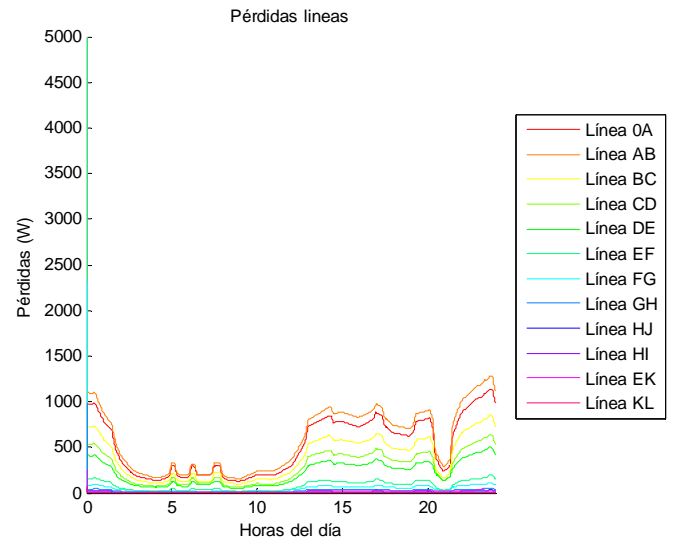


Figura 236. Pérdidas líneas

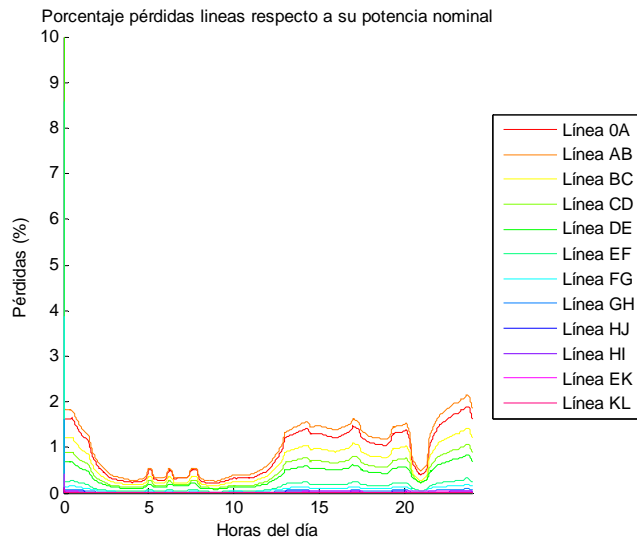


Figura 237. Porcentaje pérdidas líneas

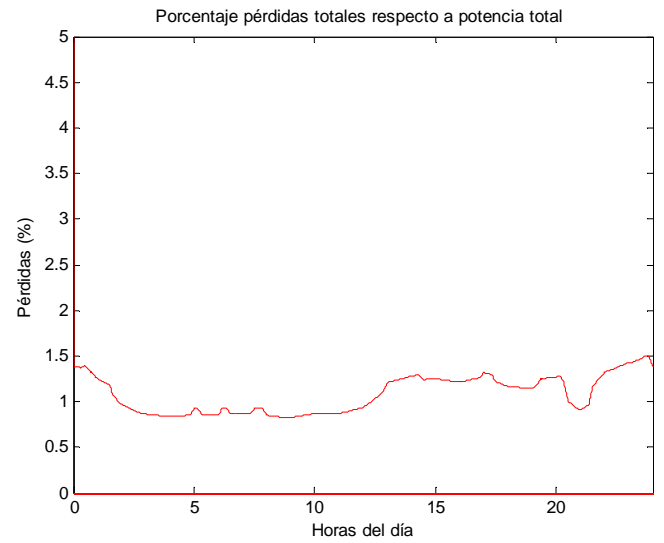


Figura 238. Porcentaje pérdidas totales

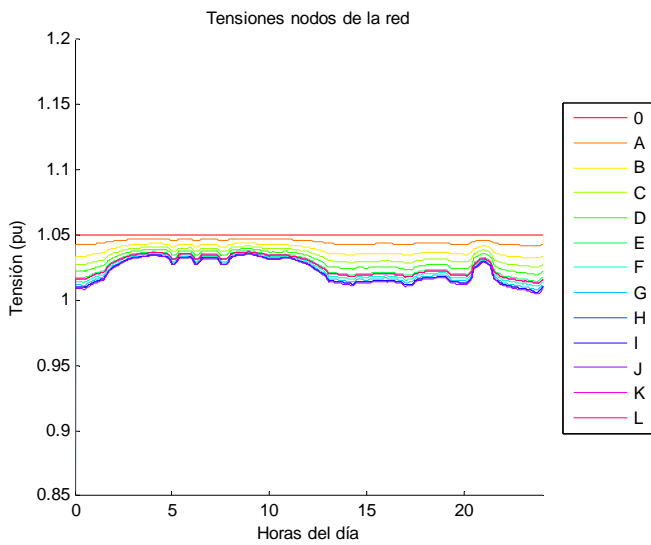


Figura 239. Tensiones nodos de la red

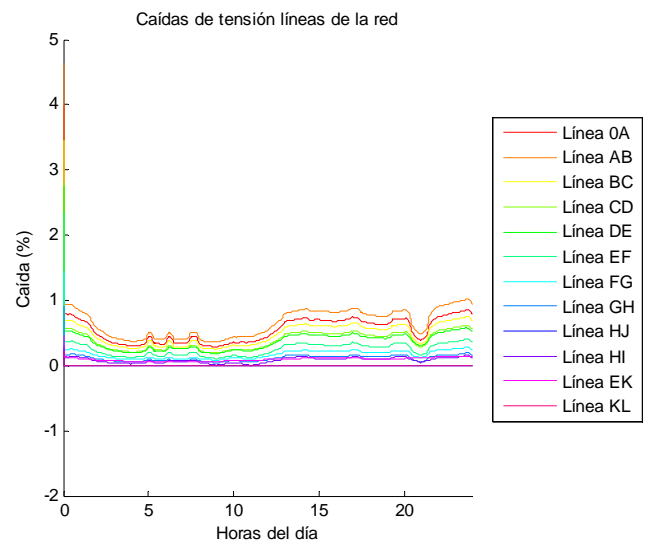


Figura 240. Caídas de tensión líneas

Día festivo invierno

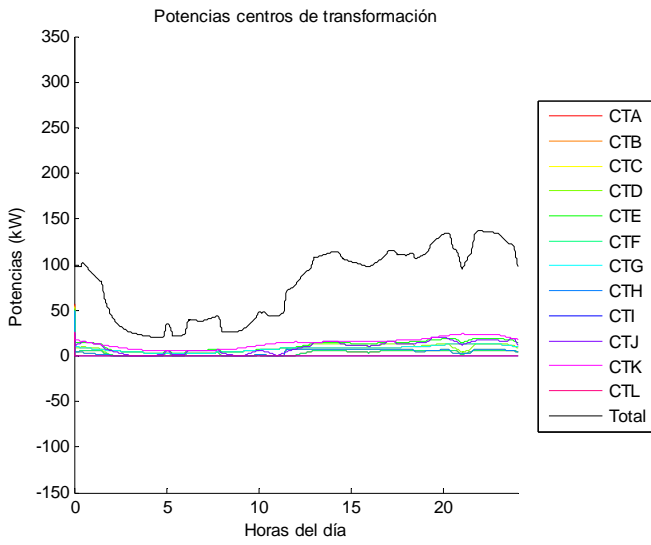


Figura 241. Potencias centros de transformación

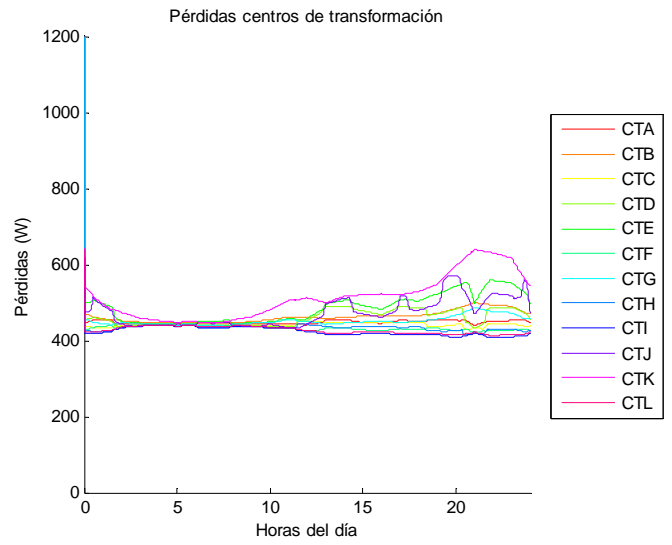


Figura 242. Pérdidas centros de transformación

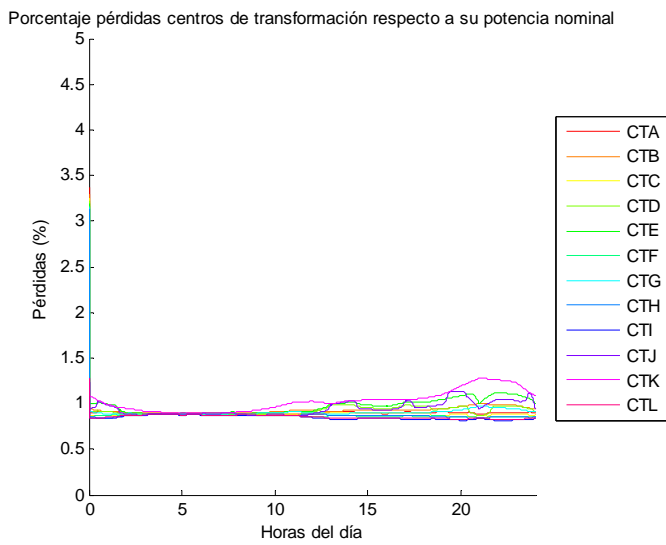


Figura 243. Porcentaje pérdidas centros de transformación

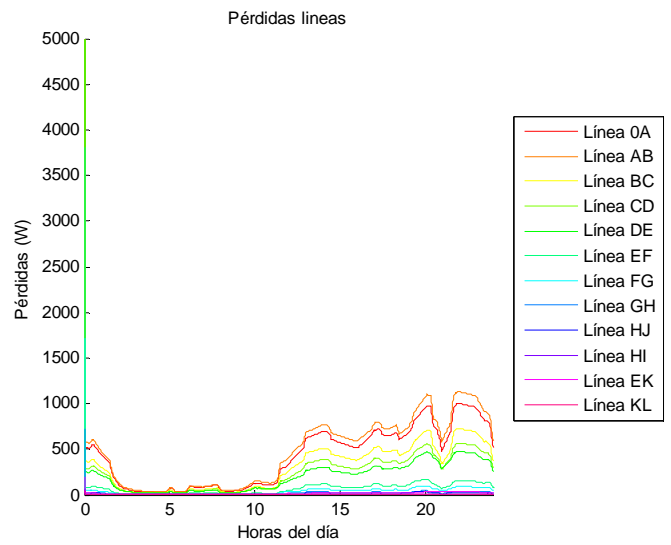


Figura 244. Pérdidas líneas

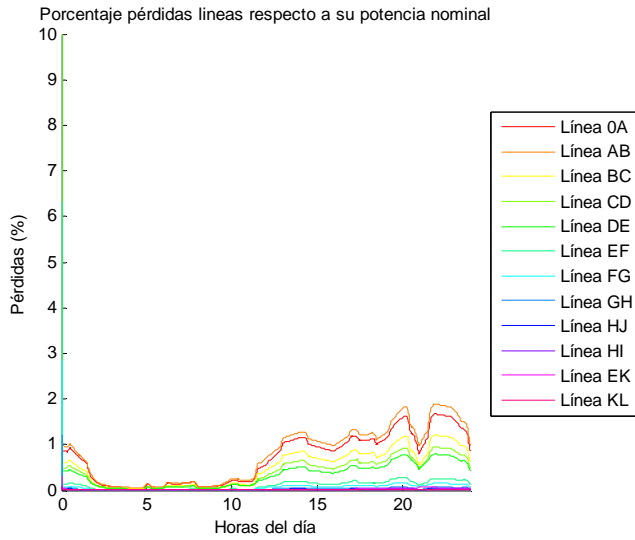


Figura 245. Porcentaje pérdidas líneas

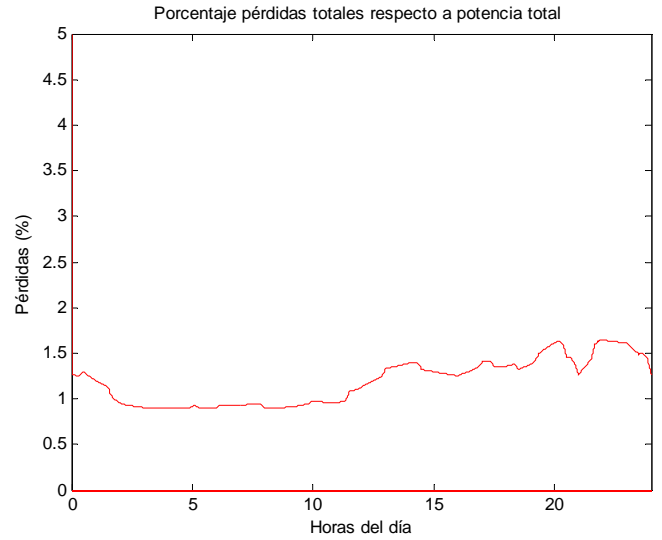


Figura 246. Porcentaje pérdidas totales

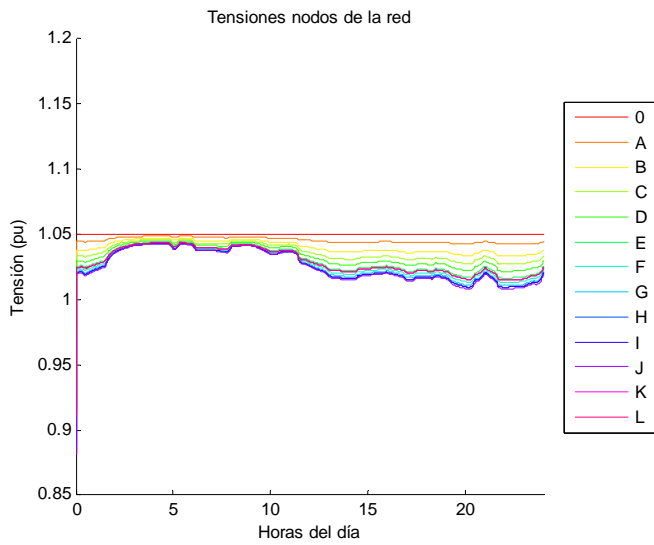


Figura 247. Tensiones nodos de la red

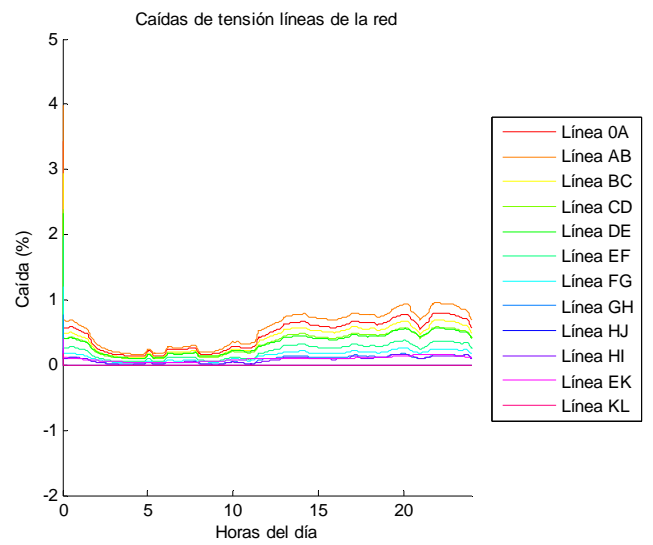


Figura 248. Caídas de tensión líneas

Día festivo verano

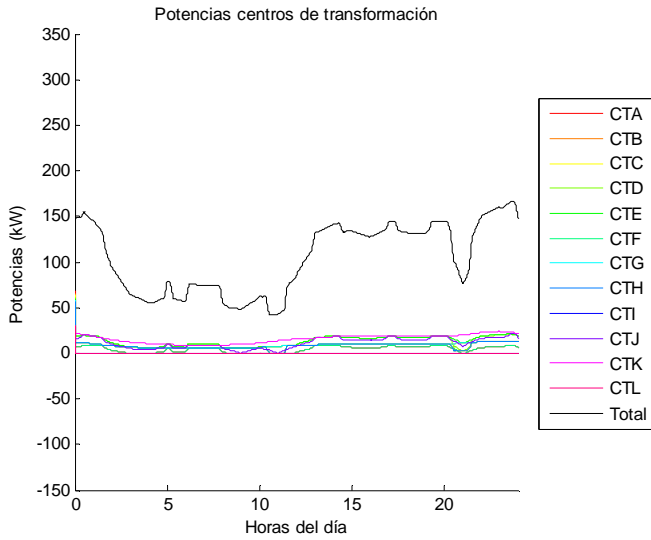


Figura 249. Potencias centros de transformación

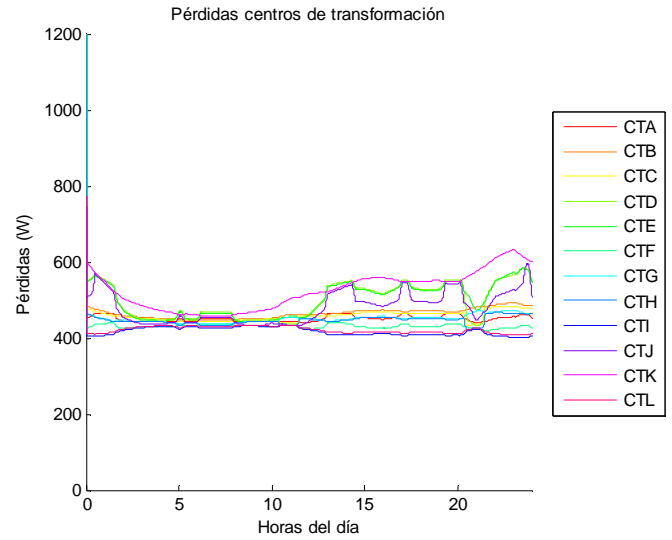


Figura 250. Pérdidas centros de transformación

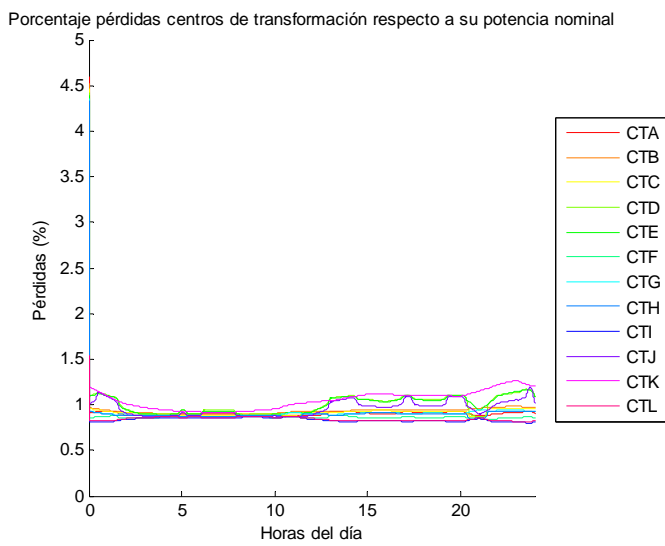


Figura 251. Porcentaje pérdidas centros de transformación

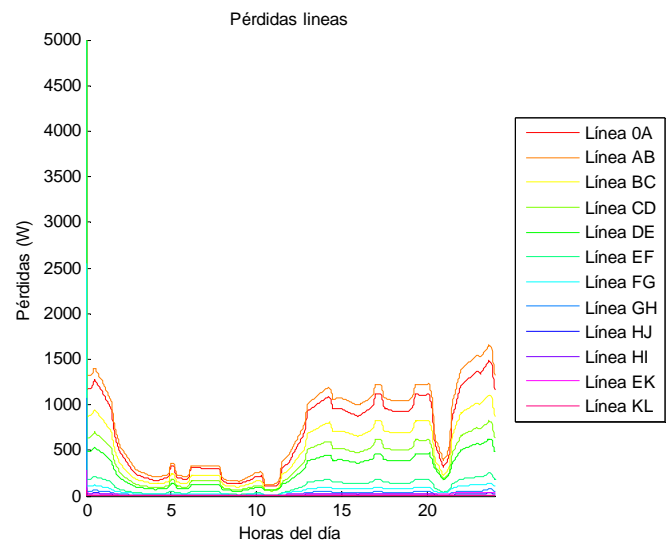


Figura 252. Pérdidas líneas

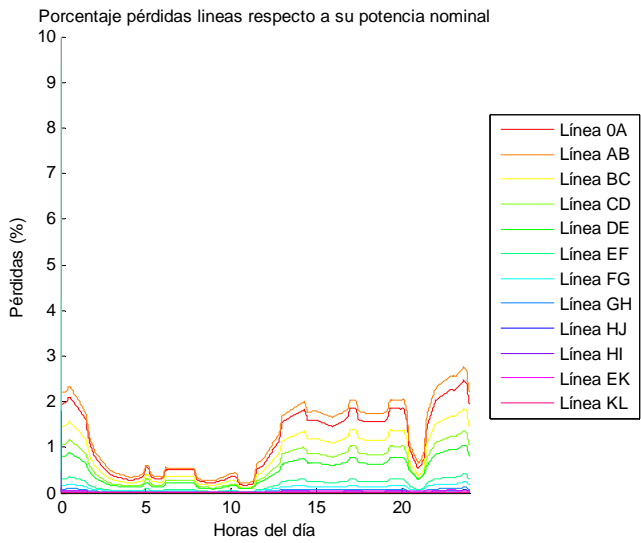


Figura 253. Porcentaje pérdidas líneas

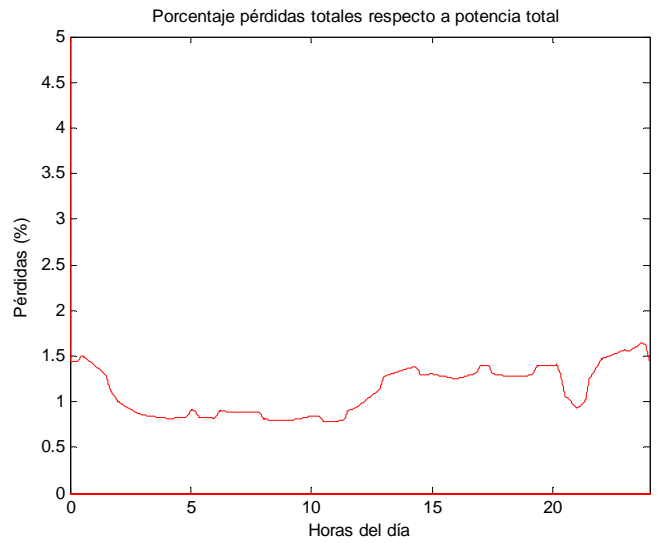


Figura 254. Porcentaje pérdidas totales

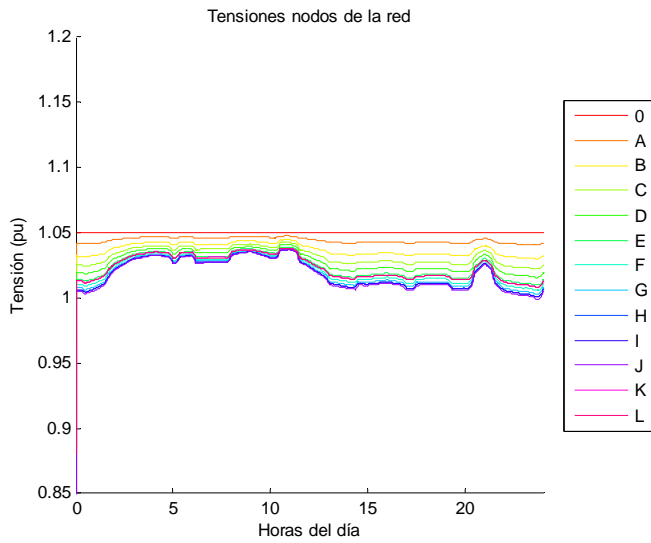


Figura 255. Tensiones nodos de la red

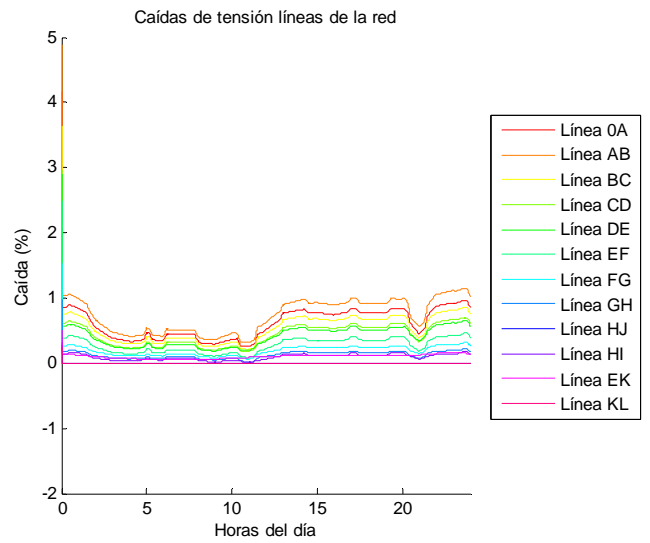


Figura 256. Caídas de tensión líneas

Nivel 3

Día laboral invierno

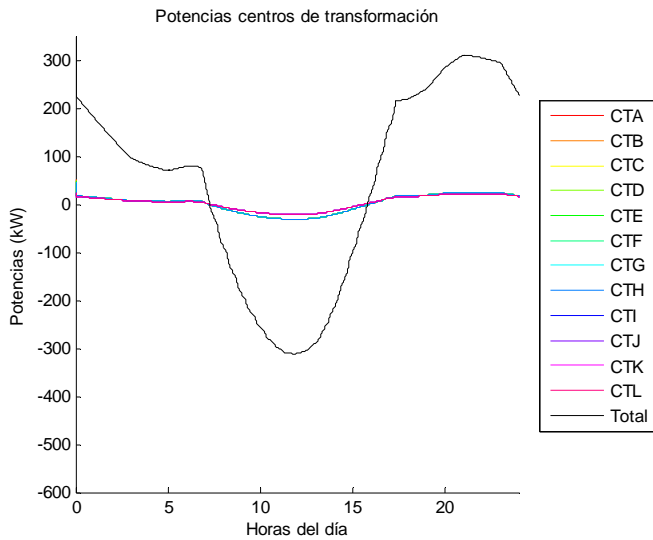


Figura 257. Potencias centros de transformación

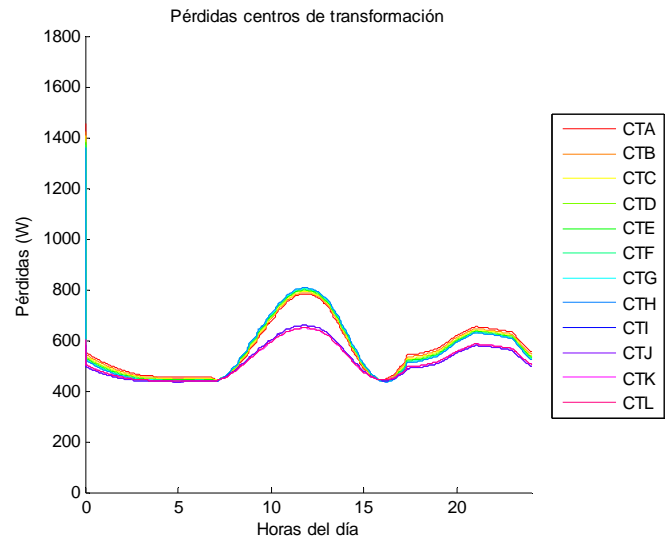


Figura 258. Pérdidas centros de transformación

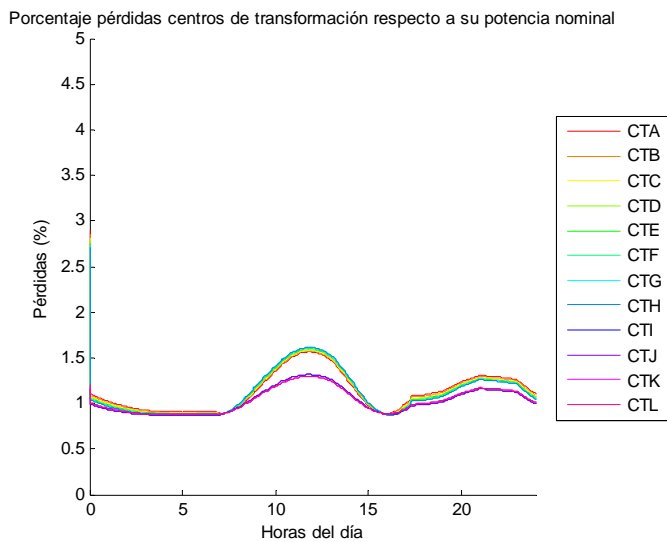


Figura 259. Porcentaje pérdidas centros de transformación

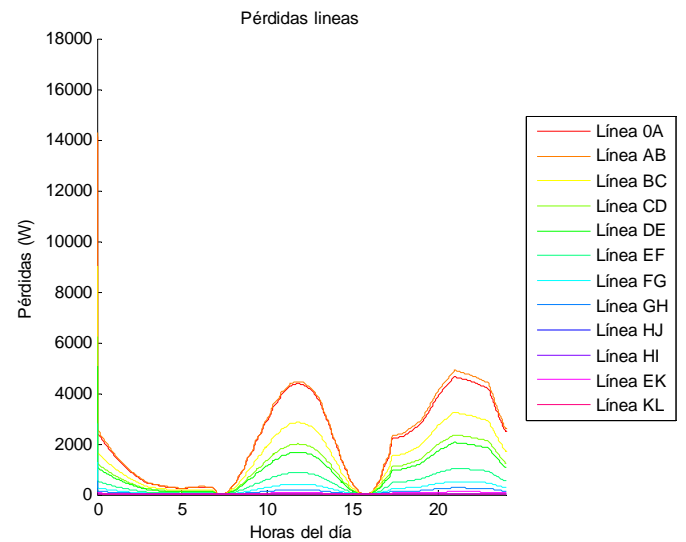


Figura 260. Pérdidas líneas

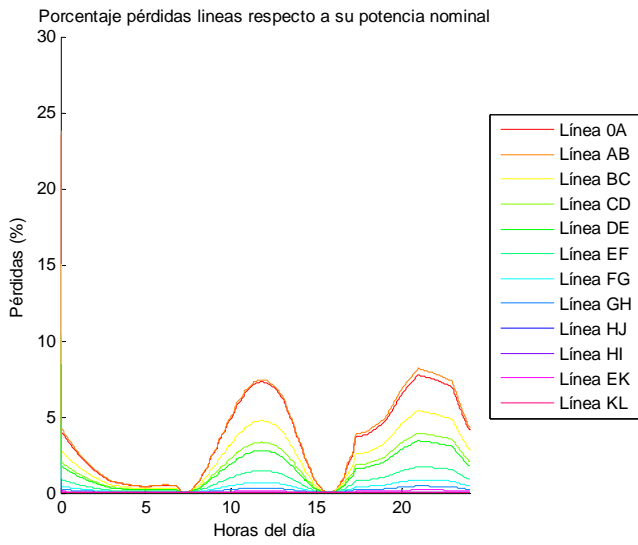


Figura 261. Porcentaje pérdidas líneas

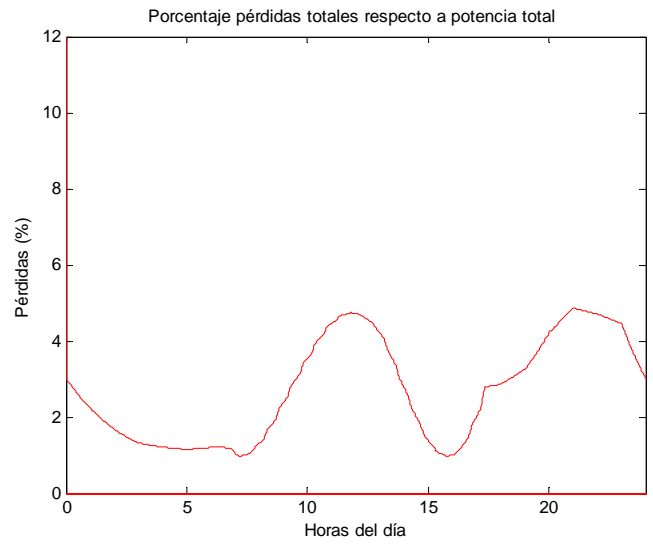


Figura 262. Porcentaje pérdidas totales

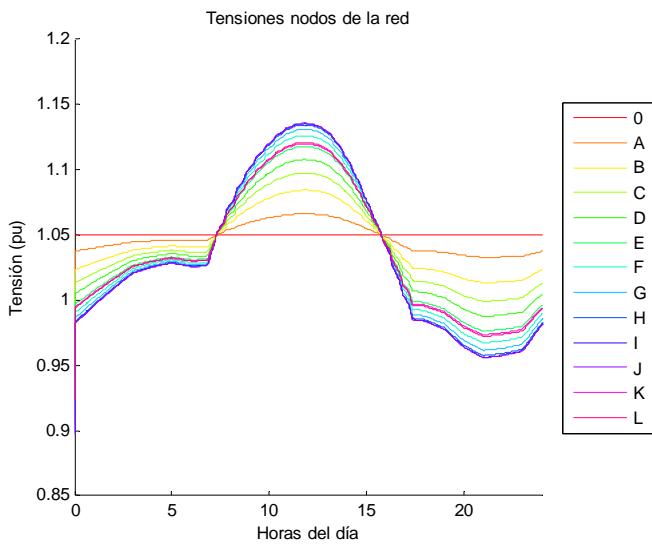


Figura 263. Tensiones nodos de la red

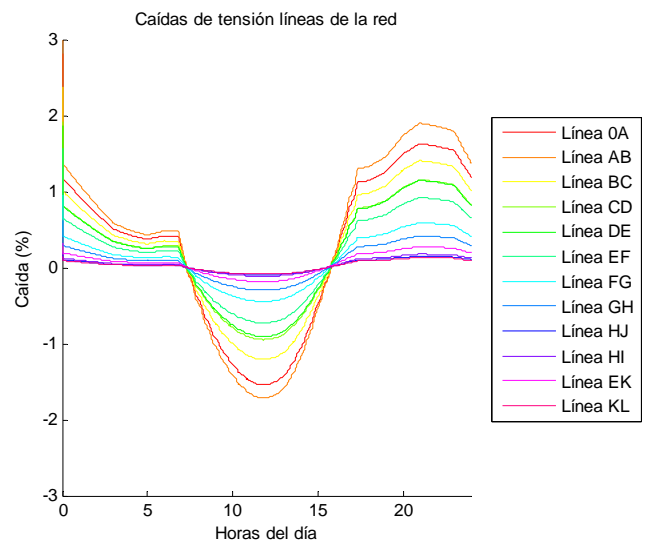


Figura 264. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

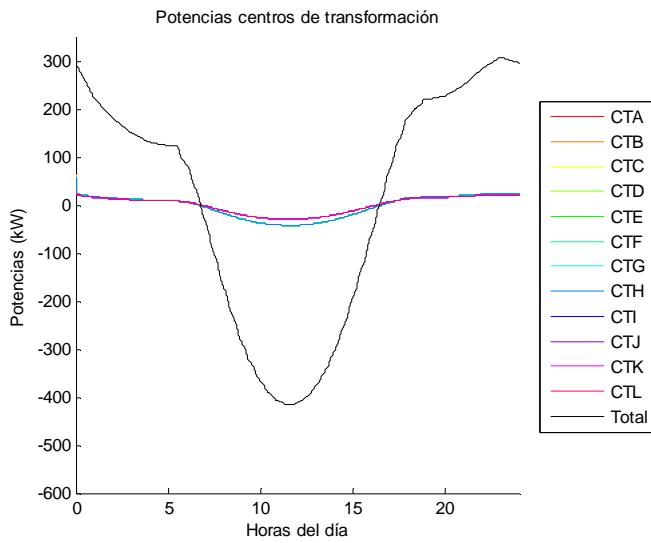


Figura 265. Potencias centros de transformación

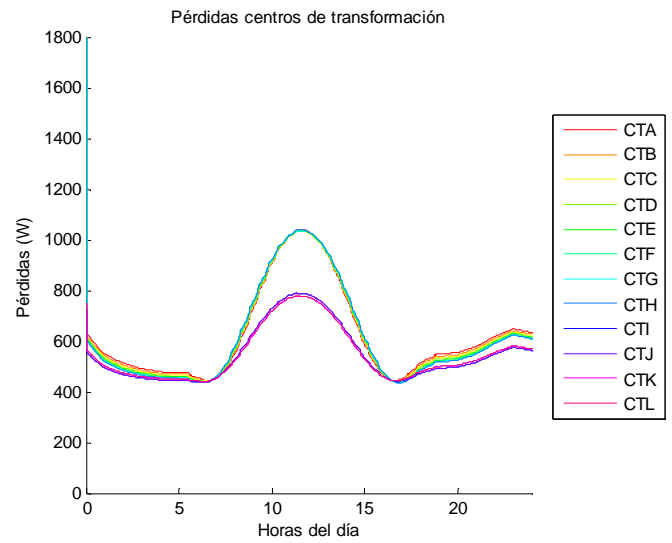


Figura 266. Pérdidas centros de transformación

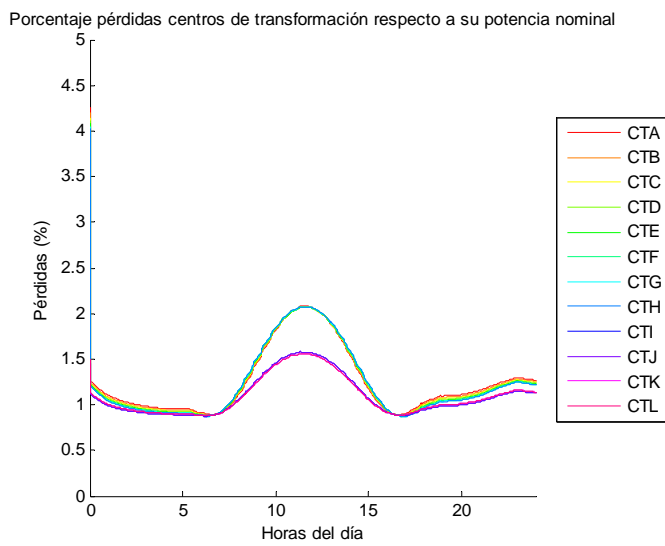


Figura 267. Porcentaje pérdidas centros de transformación

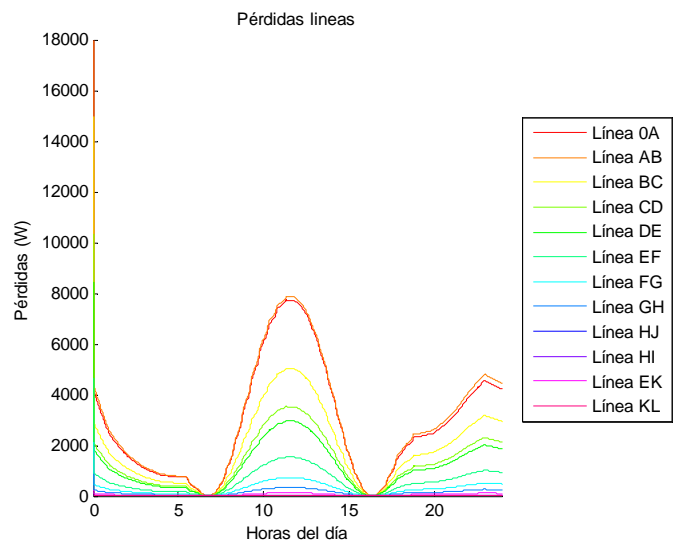


Figura 268. Pérdidas líneas

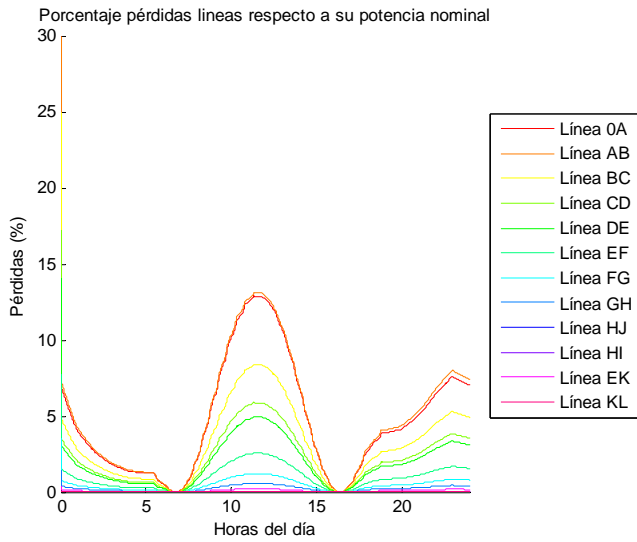


Figura 269. Porcentaje pérdidas líneas

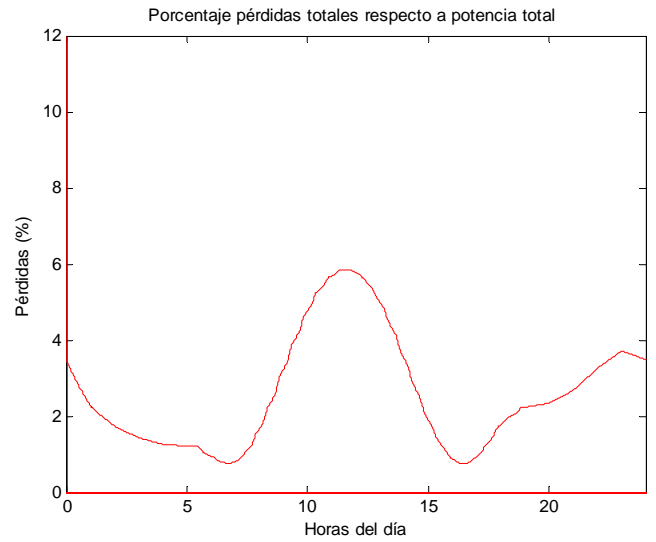


Figura 270. Porcentaje pérdidas totales

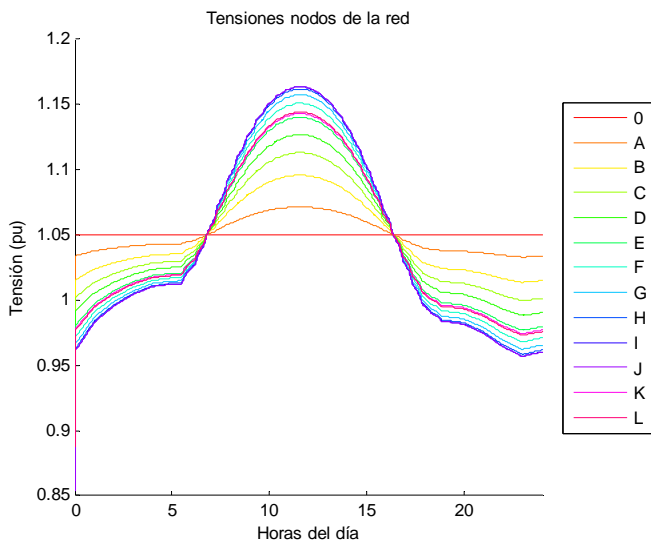


Figura 271. Tensiones nodos de la red

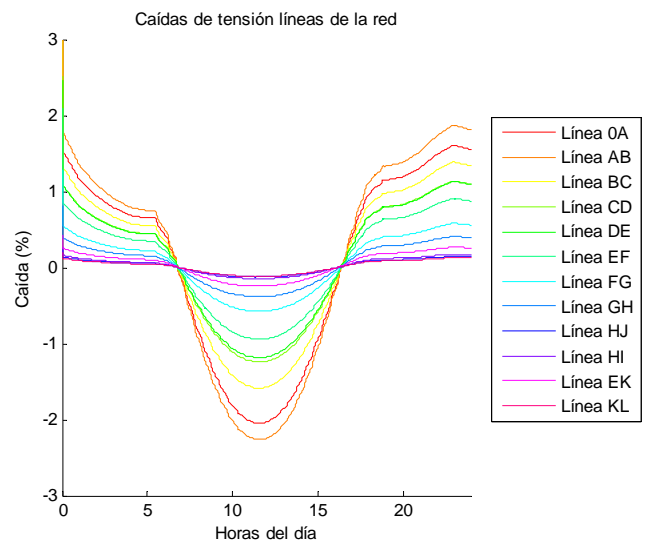


Figura 272. Caídas de tensión líneas

Día festivo invierno

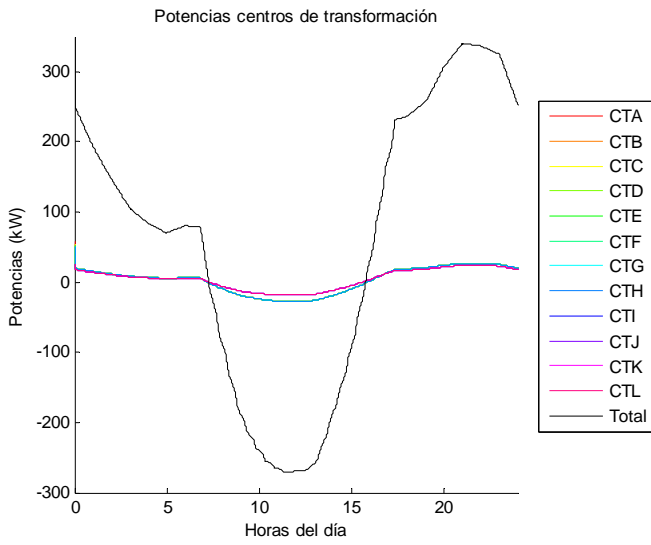


Figura 273. Potencias centros de transformación

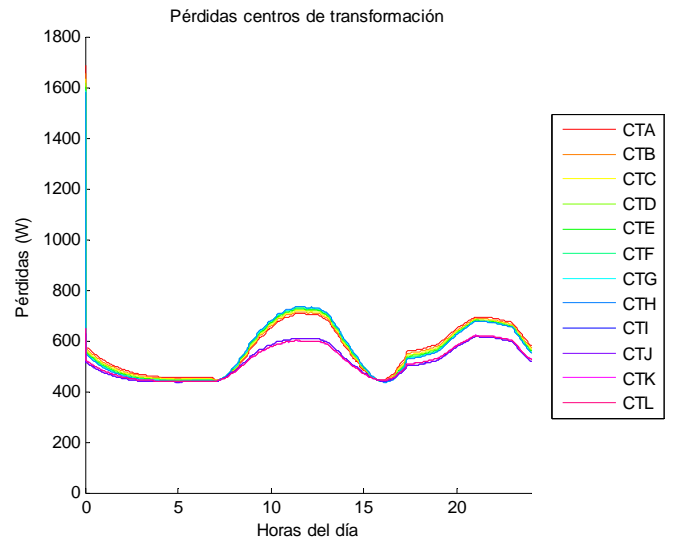


Figura 274. Pérdidas centros de transformación

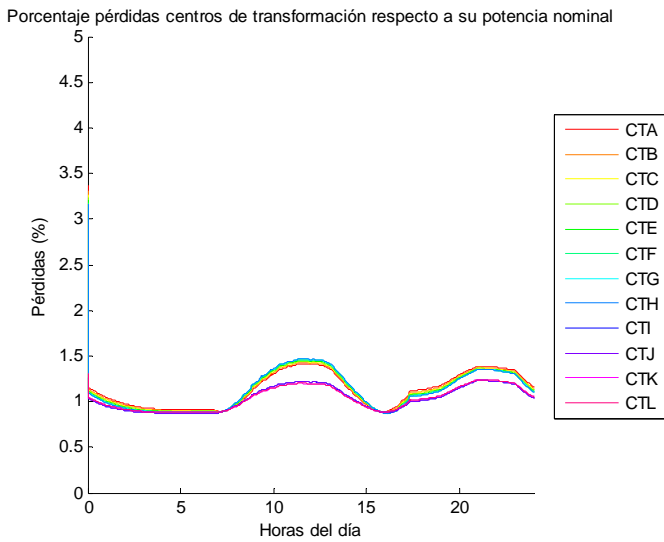


Figura 275. Porcentaje pérdidas centros de transformación

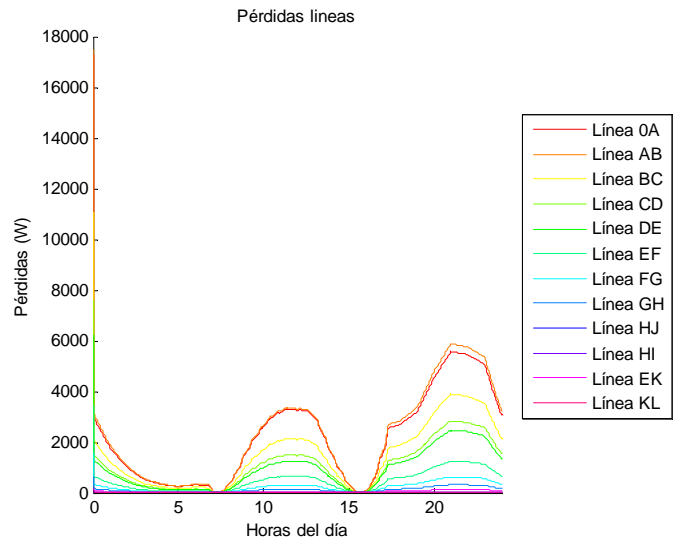


Figura 276. Pérdidas líneas

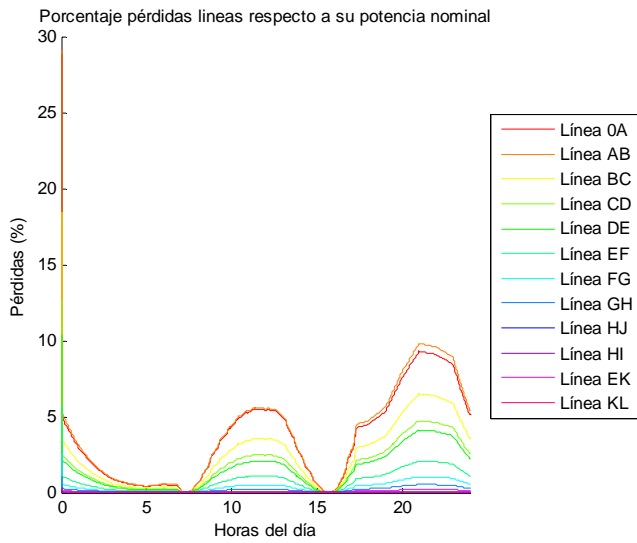


Figura 277. Porcentaje pérdidas líneas

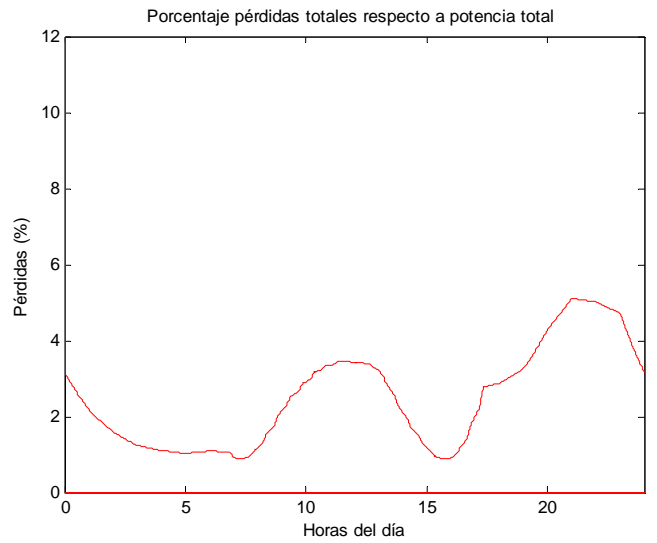


Figura 278. Porcentaje pérdidas totales

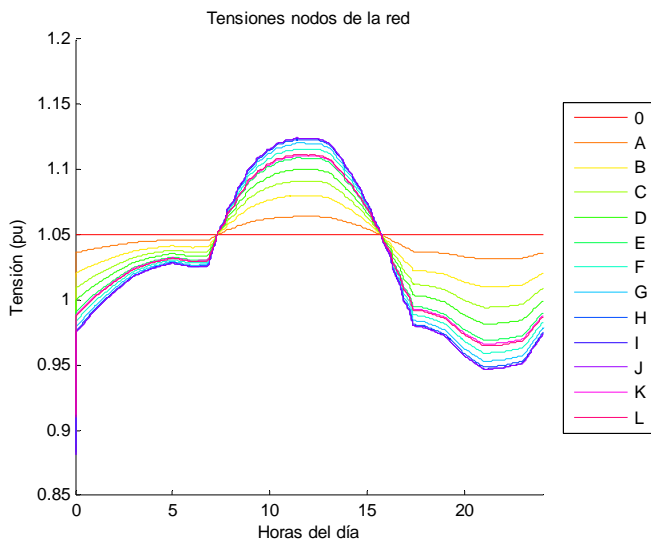


Figura 279. Tensiones nodos de la red

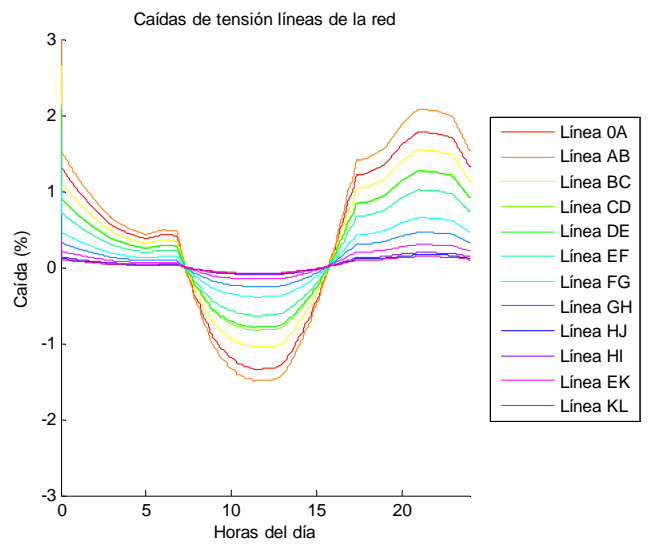


Figura 280. Caídas de tensión líneas

Día festivo verano

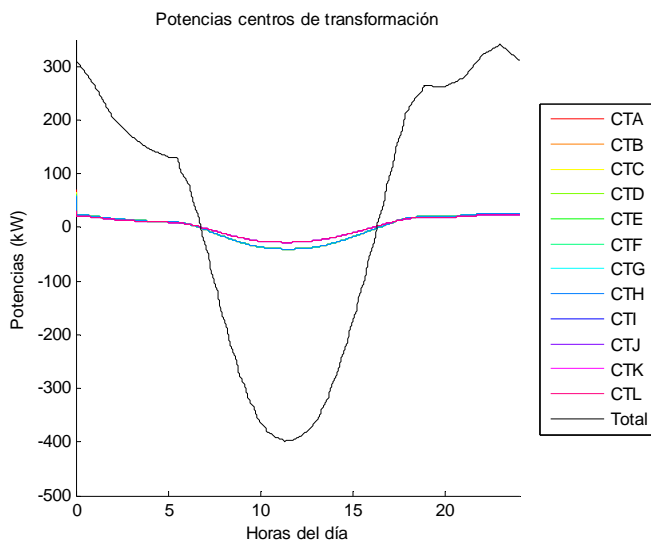


Figura 281. Potencias centros de transformación

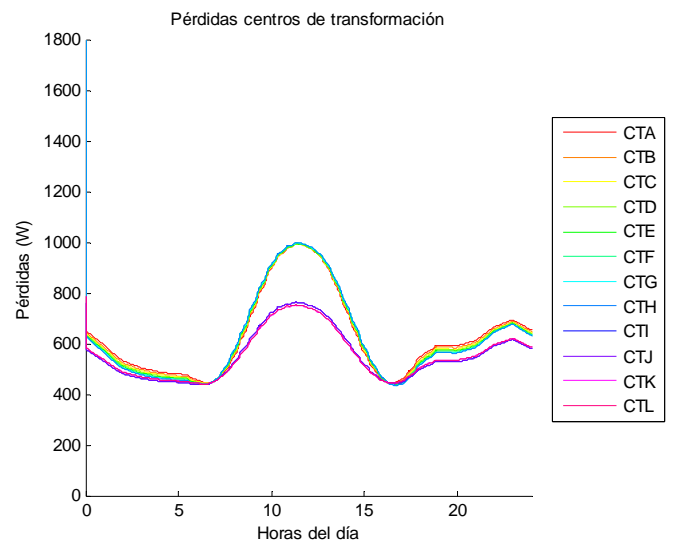


Figura 282. Pérdidas centros de transformación

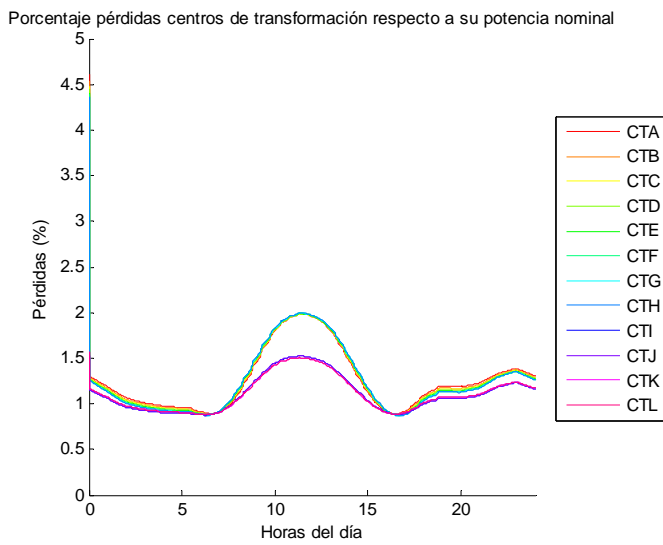


Figura 283. Porcentaje pérdidas centros de transformación

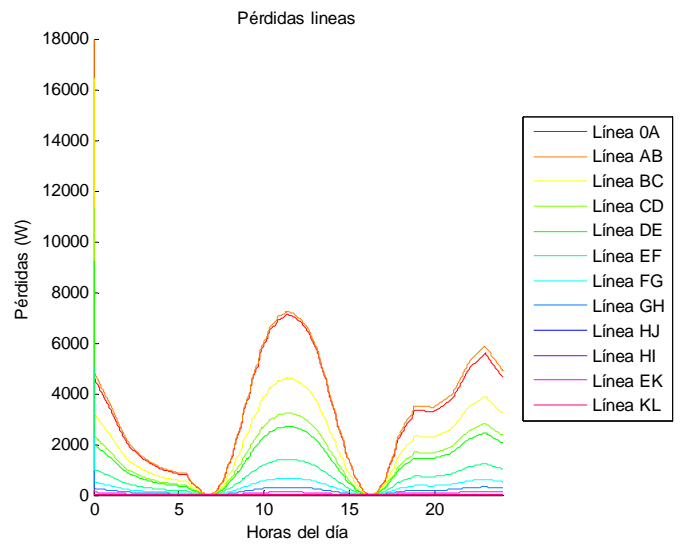


Figura 284. Pérdidas líneas

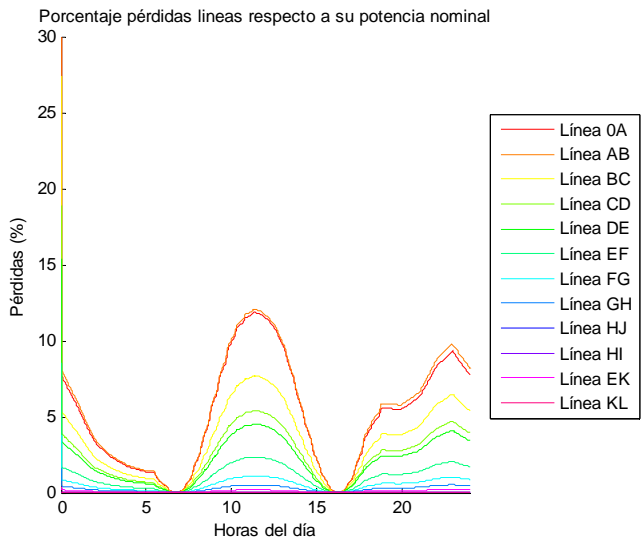


Figura 285. Porcentaje pérdidas líneas

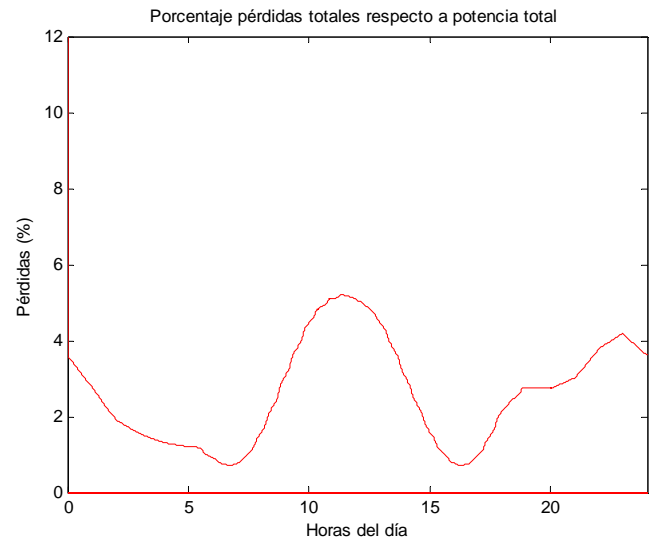


Figura 286. Porcentaje pérdidas totales

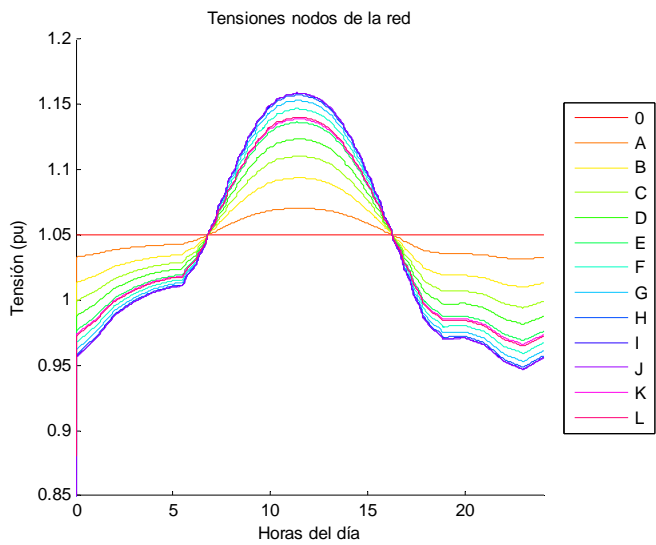


Figura 287. Tensiones nodos de la red

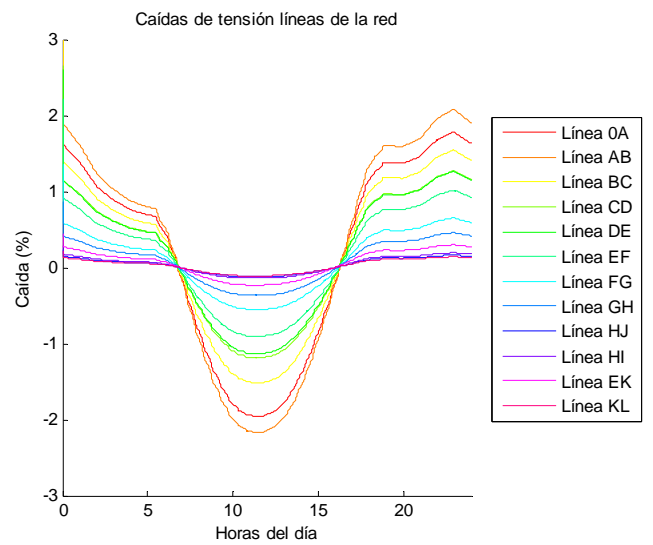


Figura 288. Caídas de tensión líneas

*Nivel 4*

Día laboral invierno

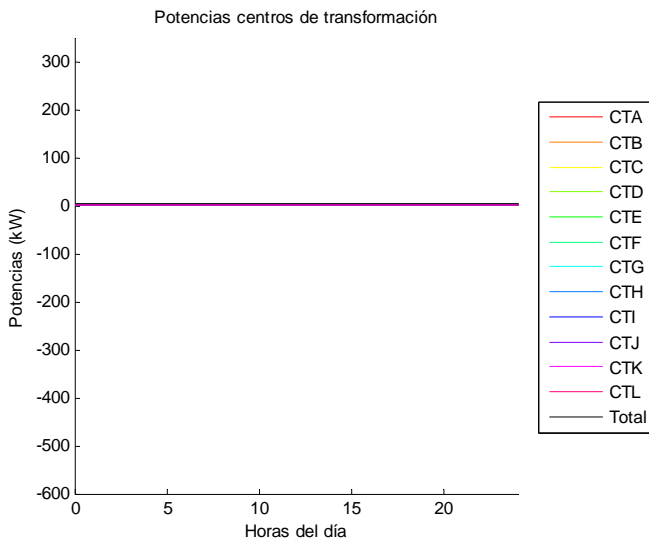


Figura 289. Potencias centros de transformación

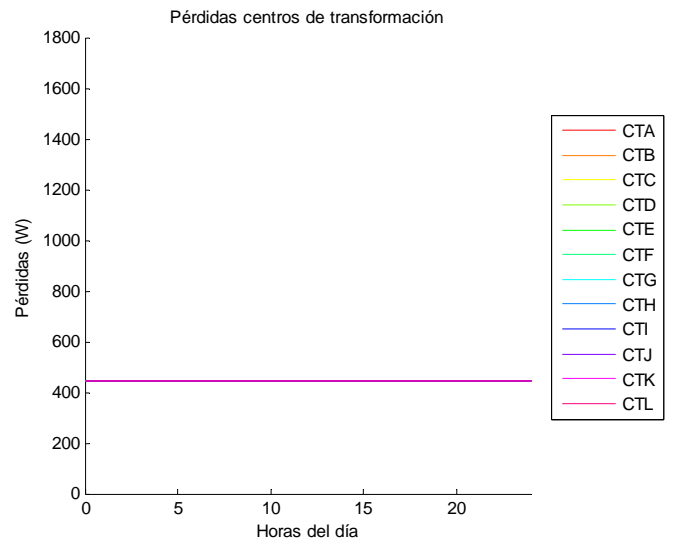


Figura 290. Pérdidas centros de transformación

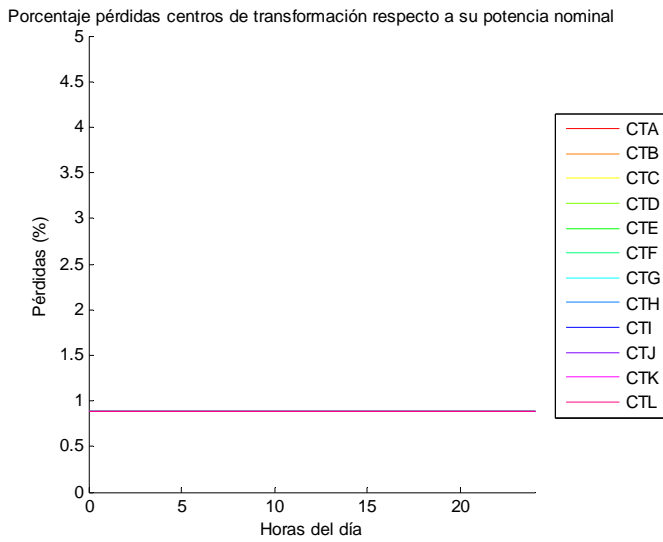


Figura 291. Porcentaje pérdidas centros de transformación

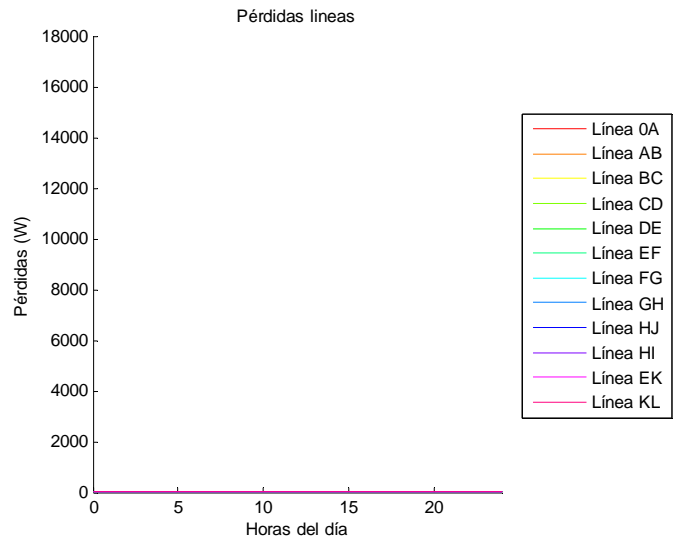


Figura 292. Pérdidas líneas

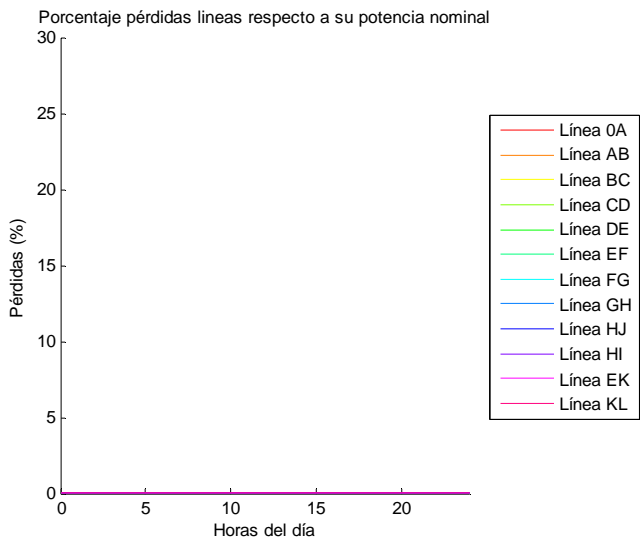


Figura 293. Porcentaje pérdidas líneas

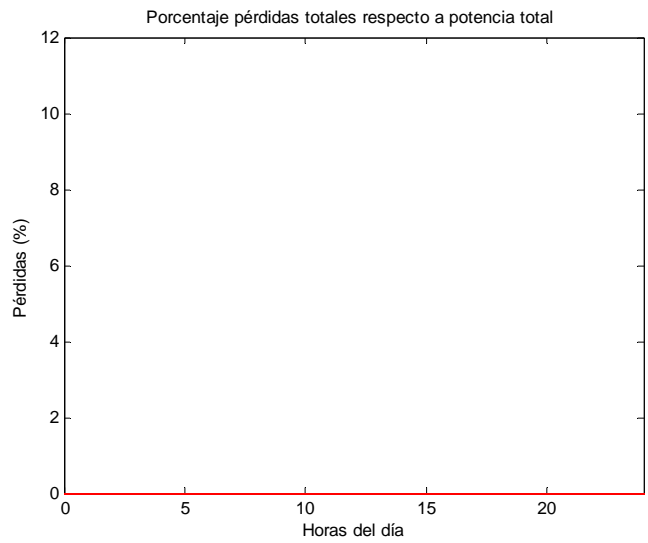


Figura 294. Porcentaje pérdidas totales

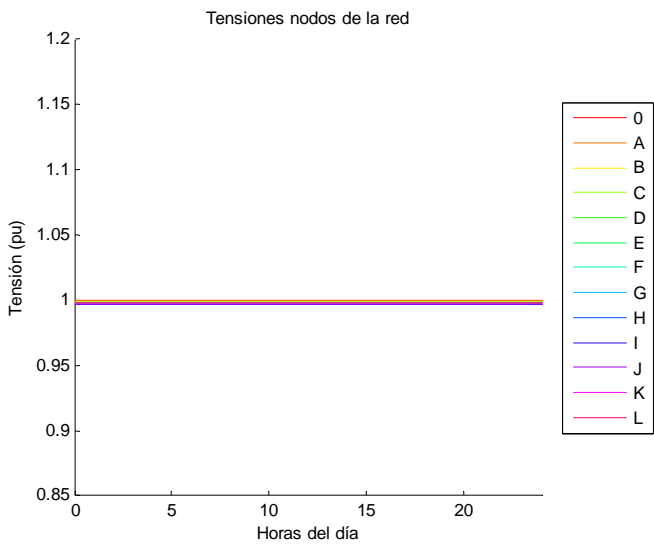


Figura 295. Tensiones nodos de la red

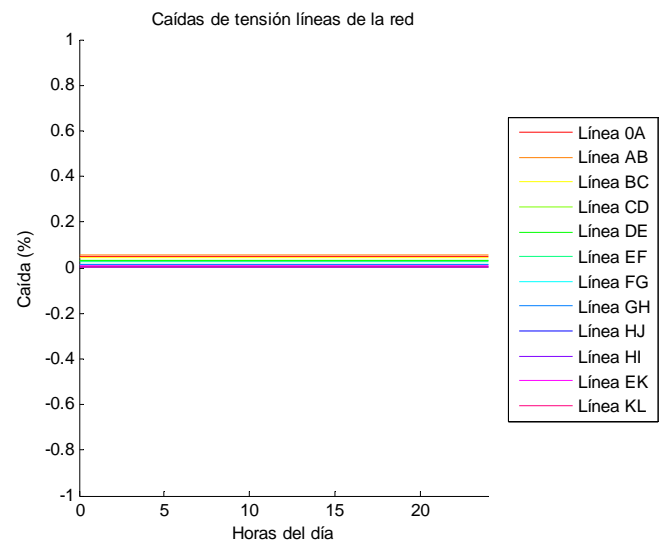


Figura 296. Caídas de tensión líneas

Día laboral verano

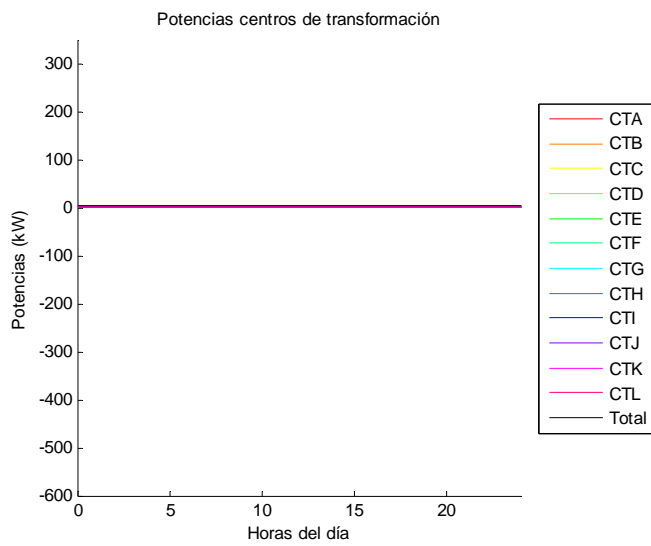


Figura 297. Potencias centros de transformación

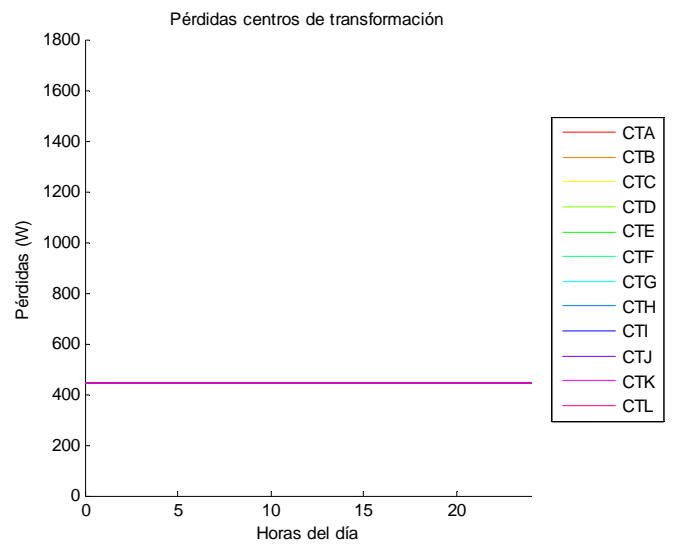


Figura 298. Pérdidas centros de transformación

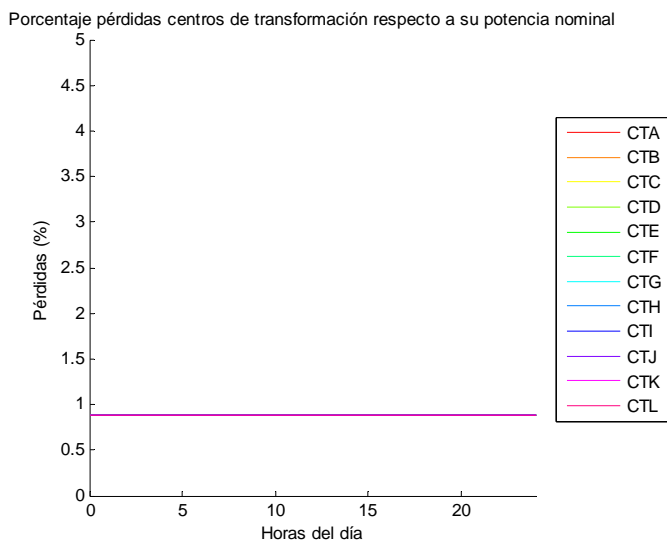


Figura 299. Porcentaje pérdidas centros de transformación

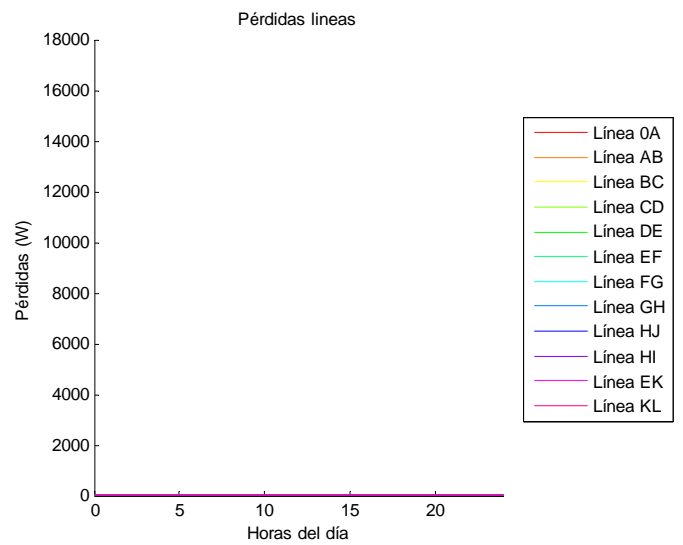


Figura 300. Pérdidas líneas

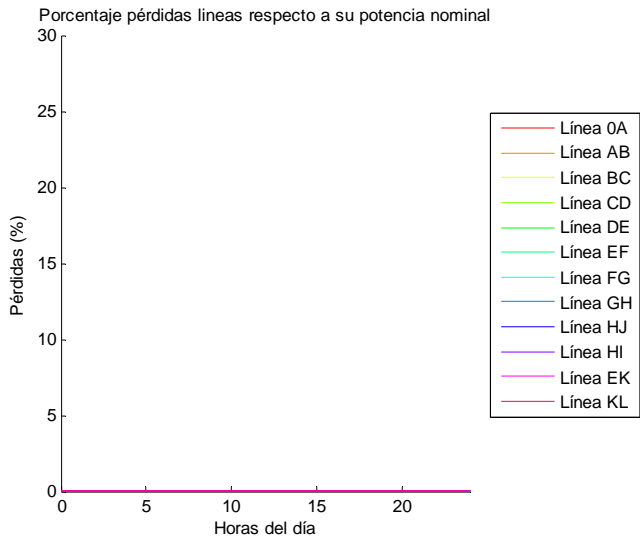


Figura 301. Porcentaje pérdidas líneas

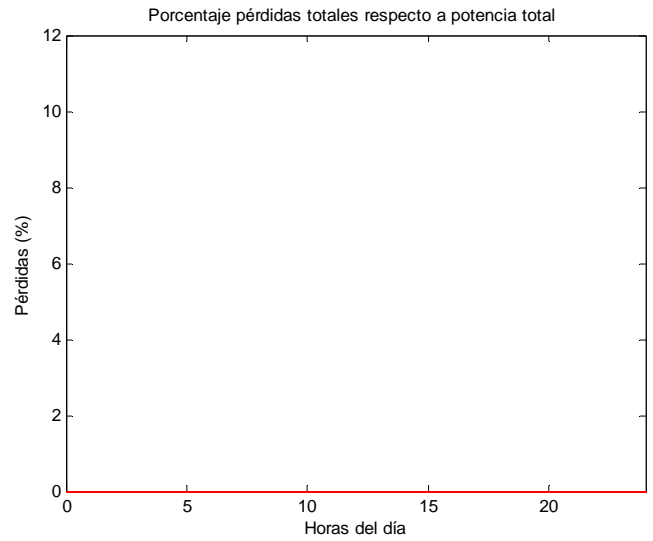


Figura 302. Porcentaje pérdidas totales

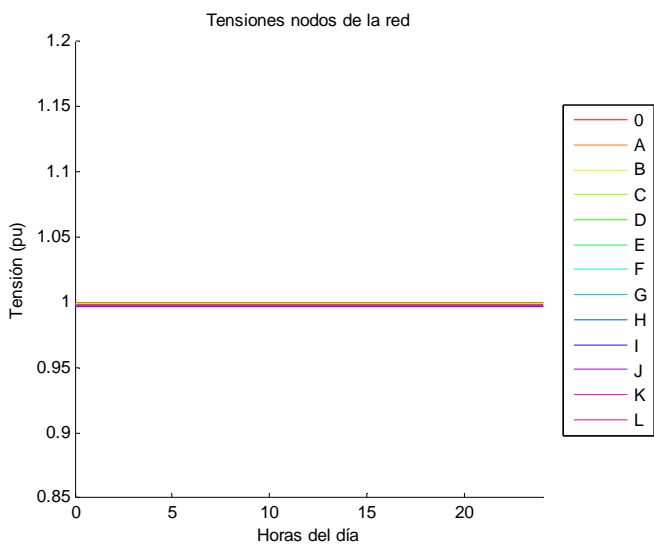


Figura 303. Tensiones nodos de la red

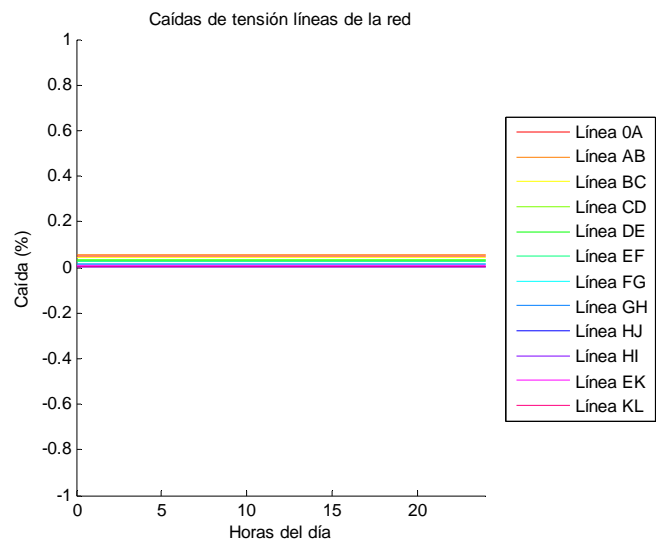


Figura 304. Caídas de tensión líneas

Día festivo invierno

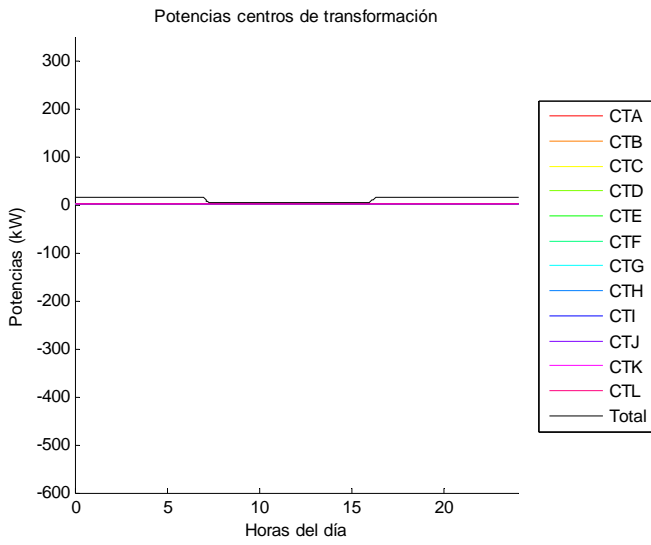


Figura 305. Potencias centros de transformación

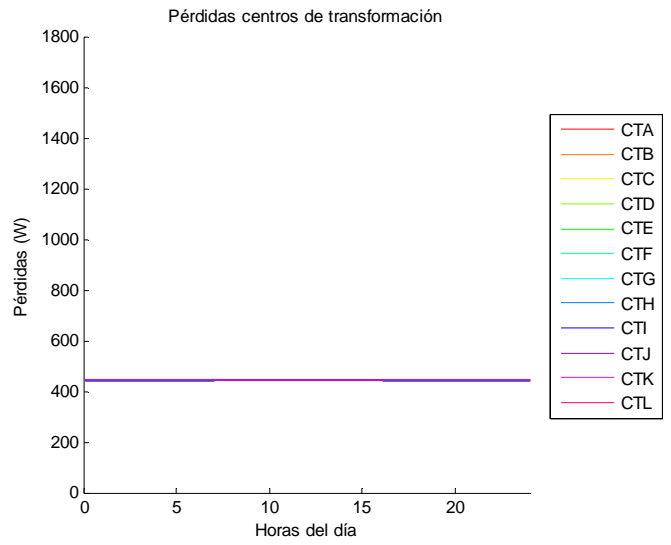


Figura 306. Pérdidas centros de transformación

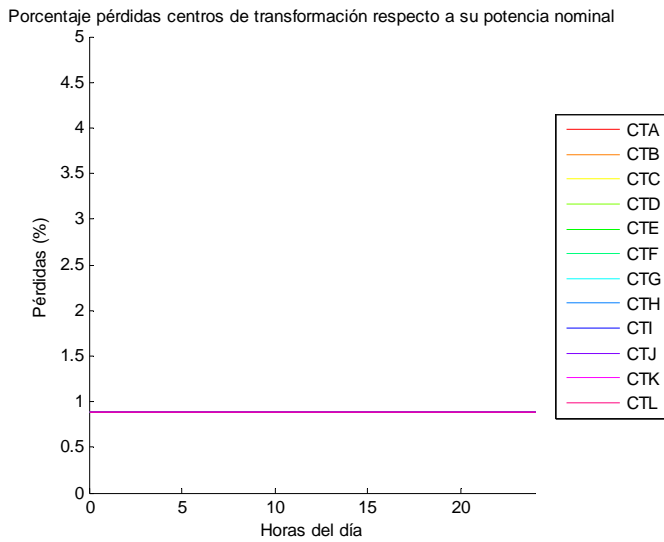


Figura 307. Porcentaje pérdidas centros de transformación

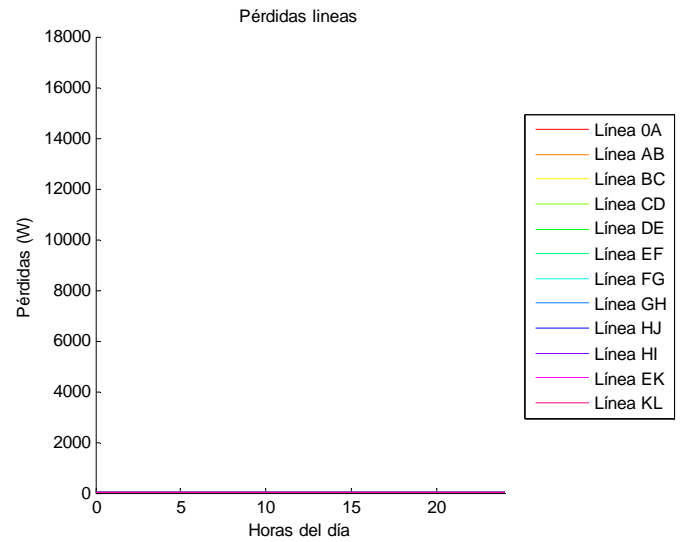


Figura 308. Pérdidas líneas

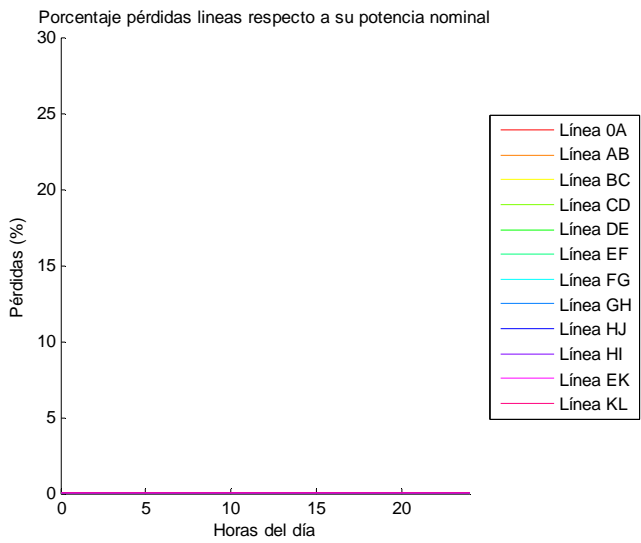


Figura 309. Porcentaje pérdidas líneas

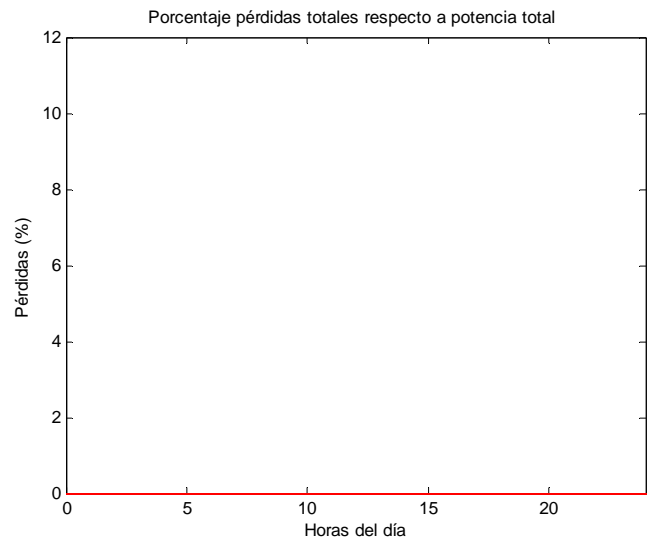


Figura 310. Porcentaje pérdidas totales

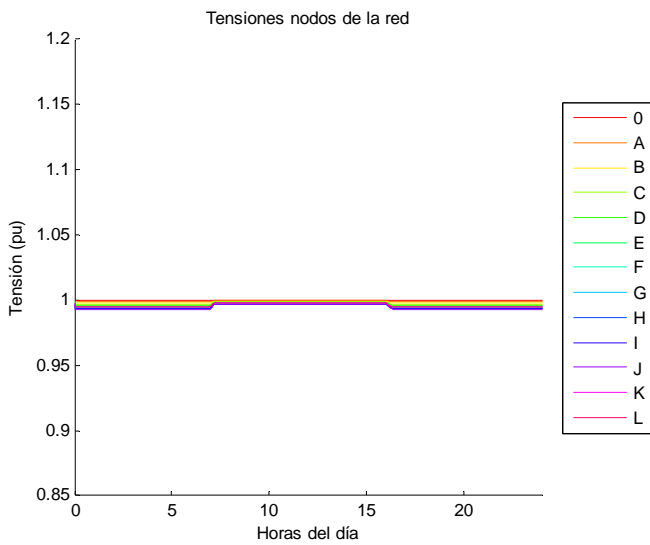


Figura 311. Tensiones nodos de la red

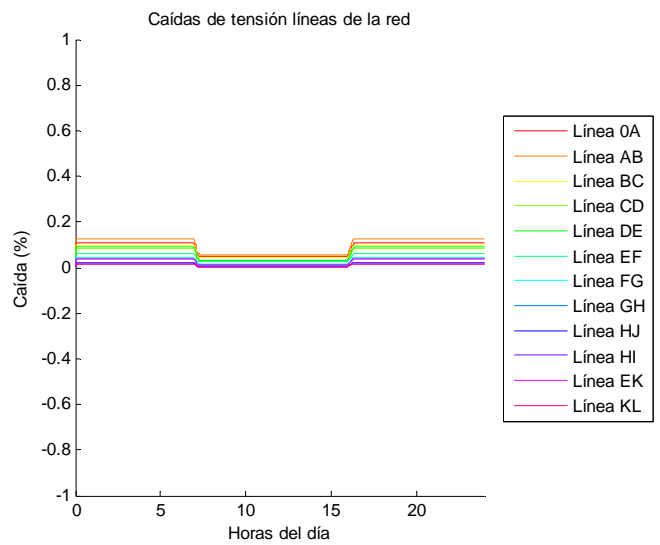


Figura 312. Caídas de tensión líneas

Día festivo verano

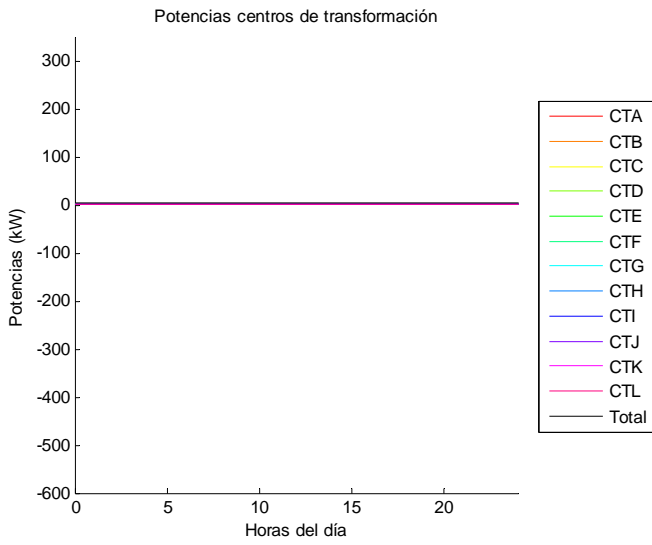


Figura 313. Potencias centros de transformación

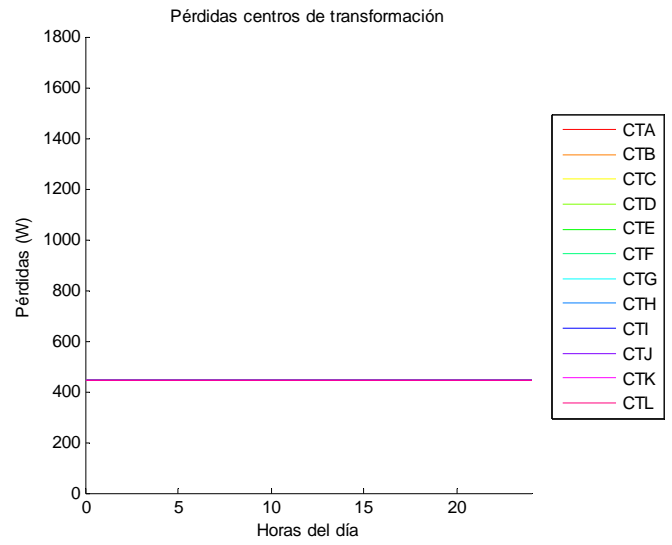


Figura 314. Pérdidas centros de transformación

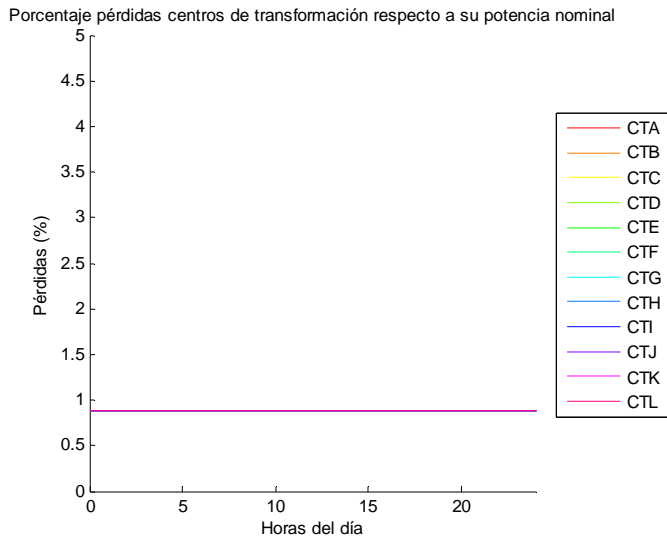


Figura 315. Porcentaje pérdidas centros de transformación

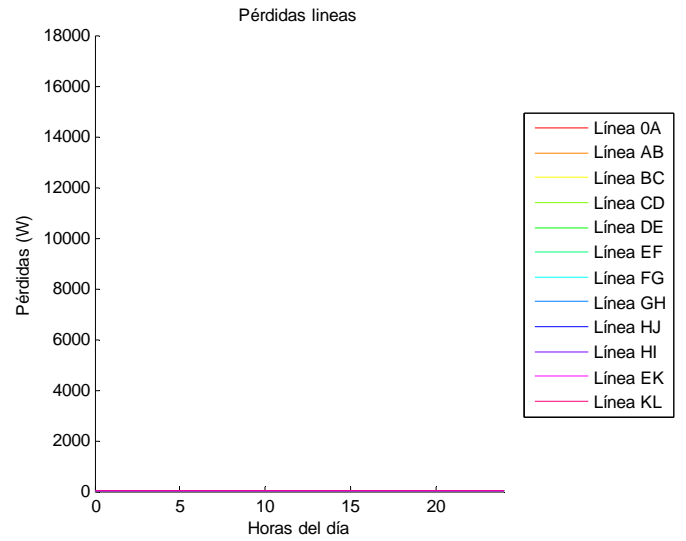


Figura 316. Pérdidas líneas

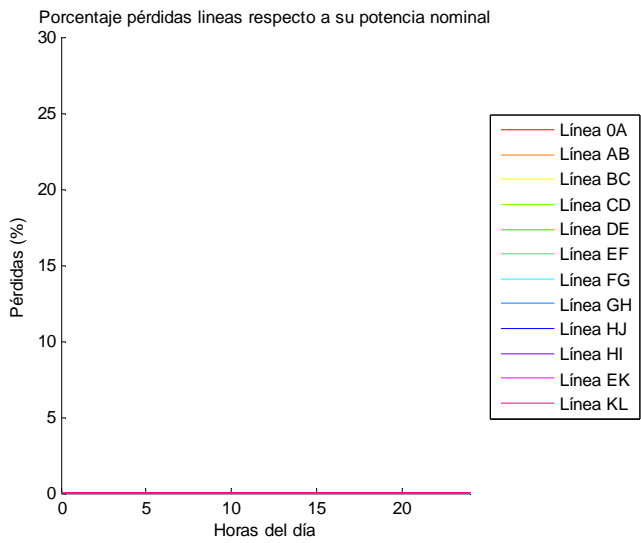


Figura 317. Porcentaje pérdidas líneas

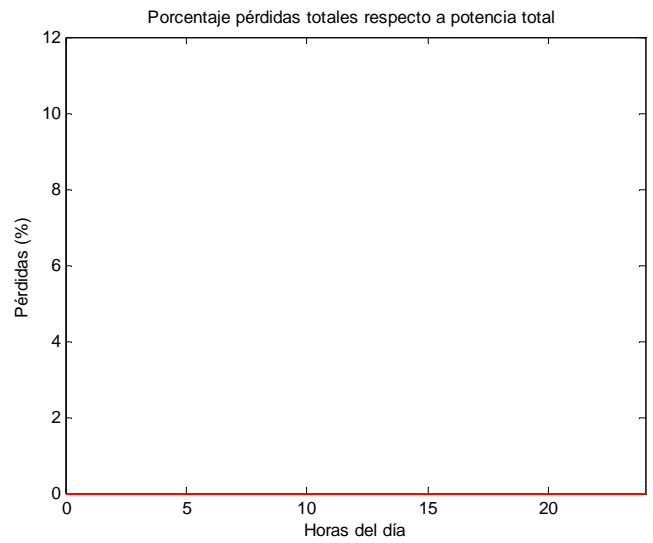


Figura 318. Porcentaje pérdidas totales

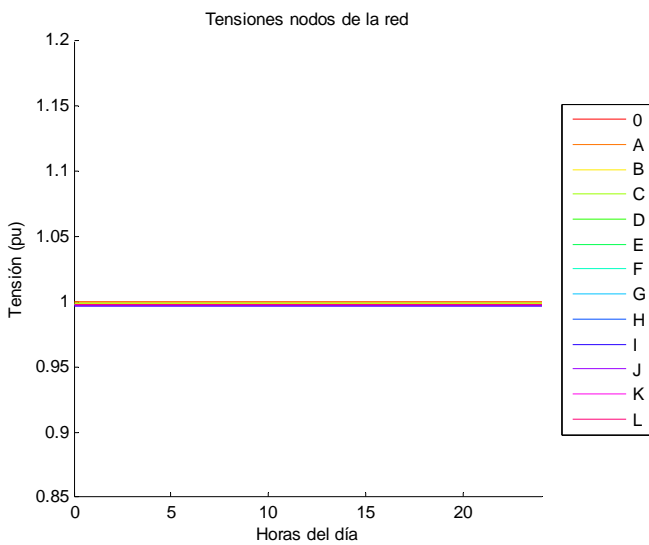


Figura 319. Tensiones nodos de la red

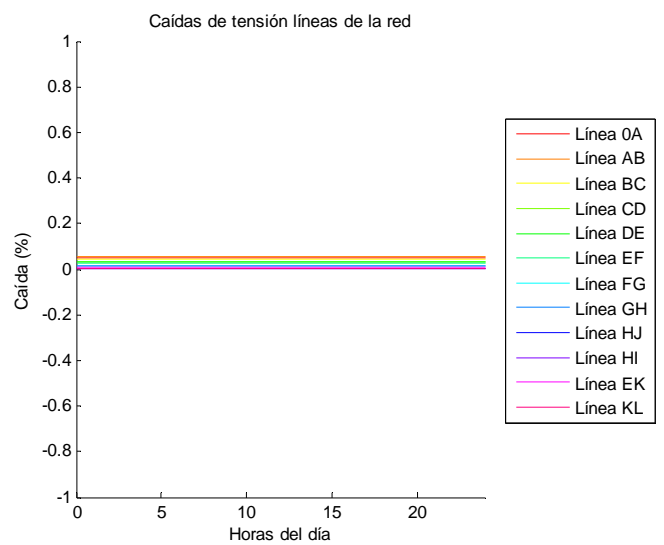


Figura 320. Caídas de tensión líneas

## Resultados zona industrial

### Nivel 0

#### Día laboral

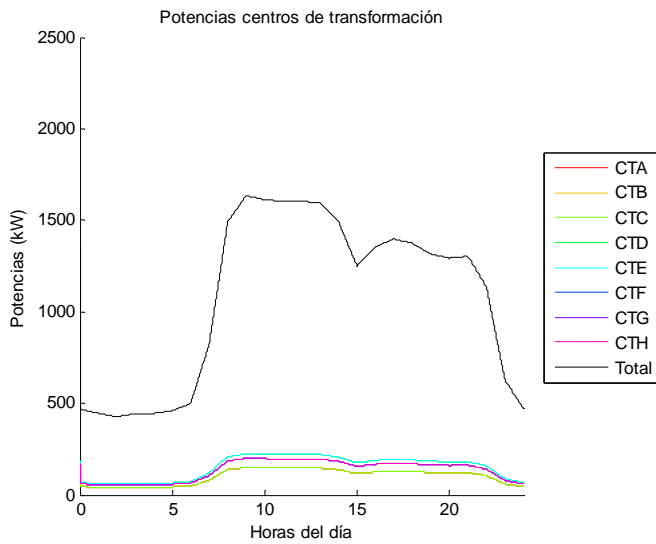


Figura 321. Potencias centros de transformación

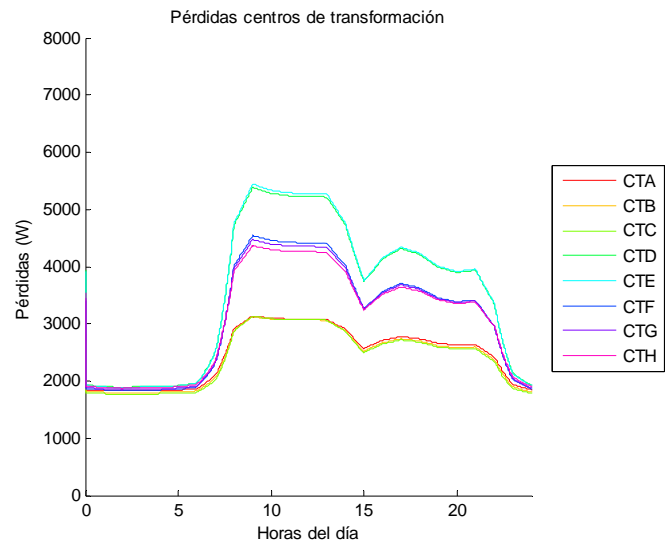


Figura 322. Pérdidas centros de transformación

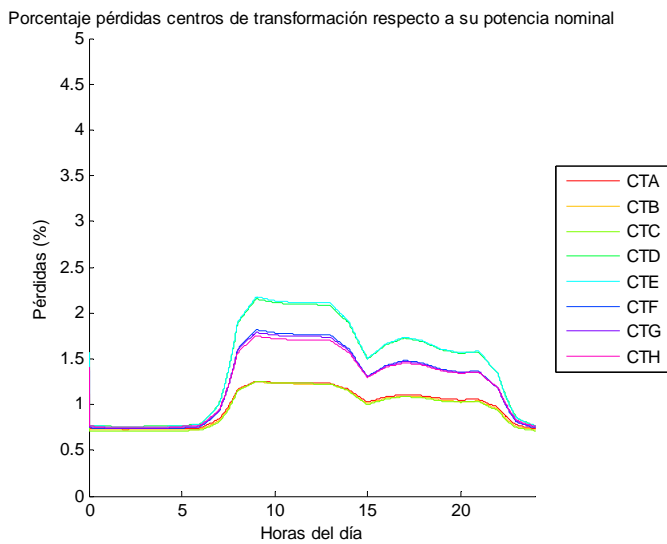


Figura 323. Porcentaje pérdidas centros de transformación

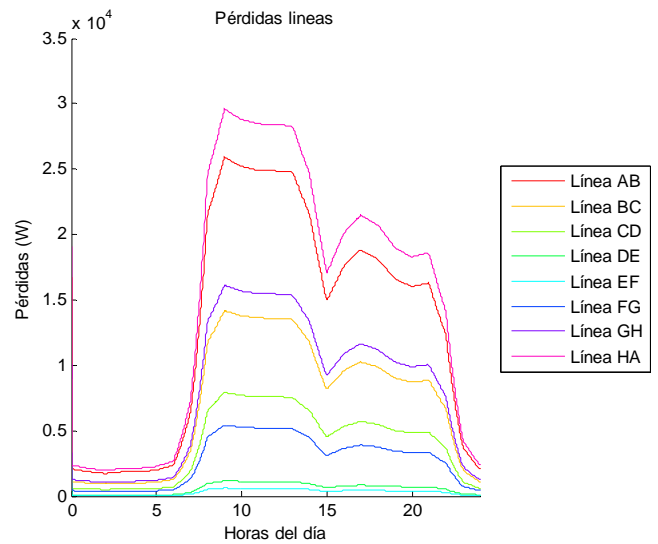


Figura 324. Pérdidas líneas

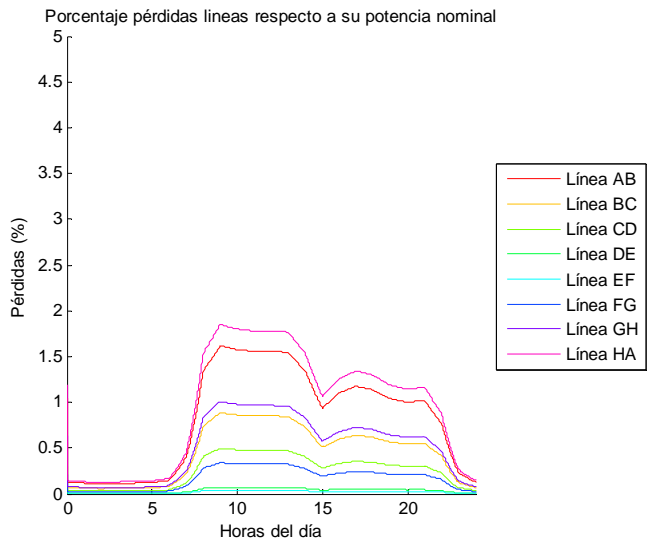


Figura 325. Porcentaje pérdidas líneas

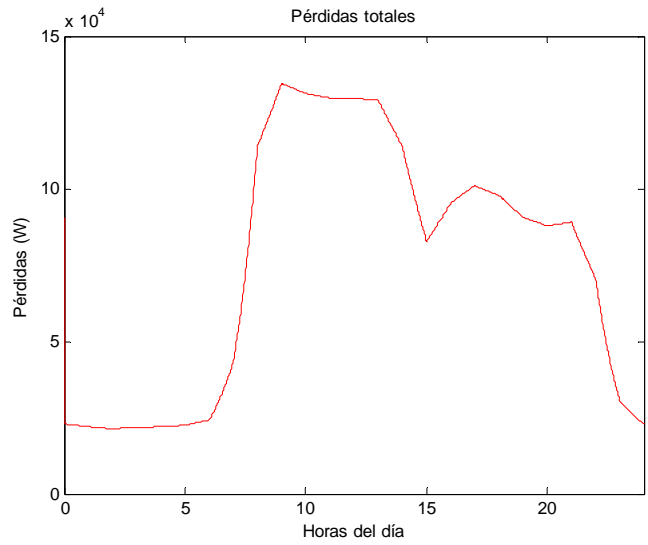


Figura 326. Pérdidas totales

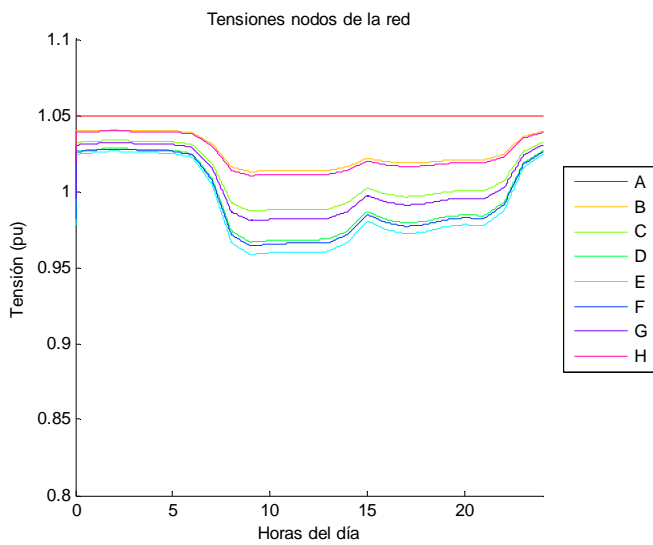


Figura 327. Tensiones nodos de la red

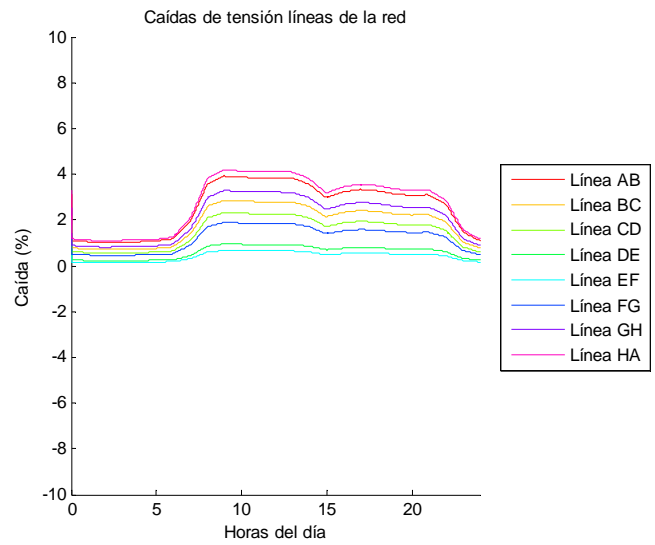


Figura 328. Caídas de tensión líneas

Día festivo

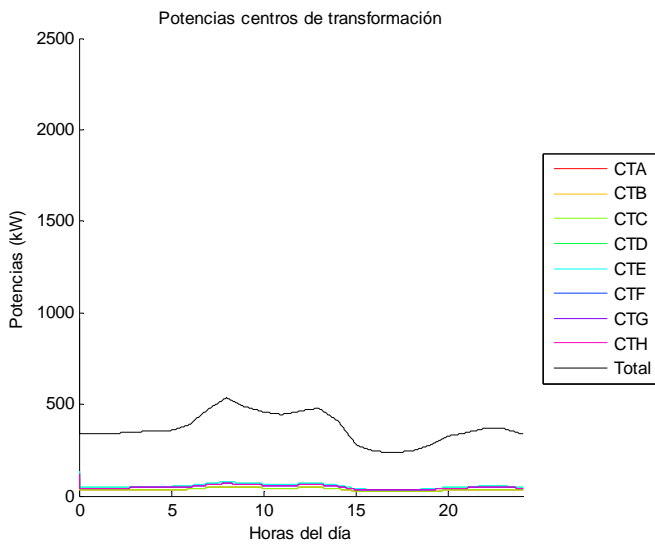


Figura 329. Potencias centros de transformación

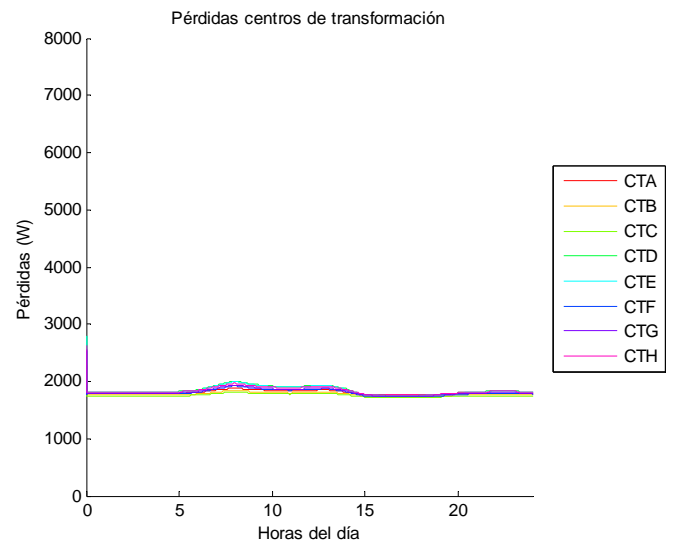


Figura 330. Pérdidas centros de transformación

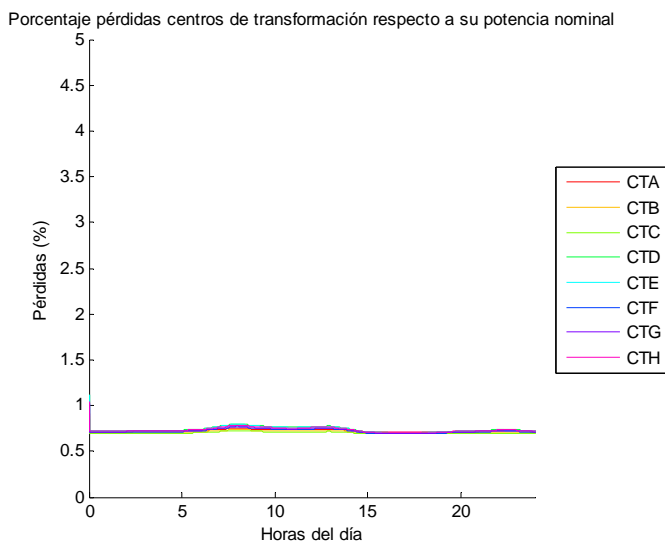


Figura 331. Porcentaje pérdidas centros de transformación

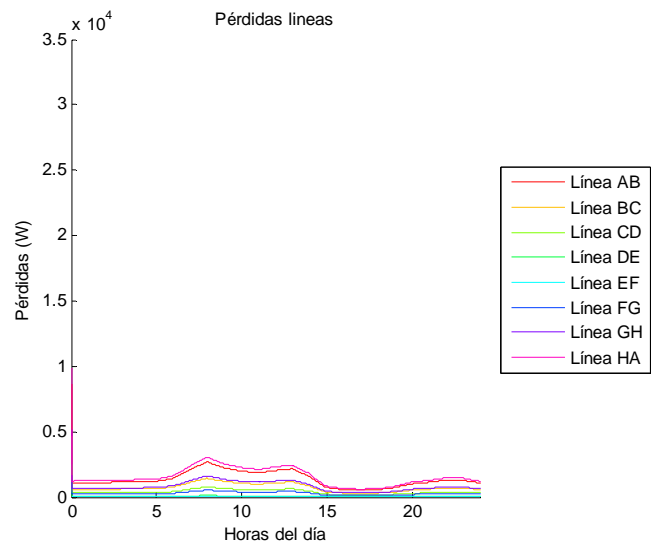


Figura 332. Pérdidas líneas

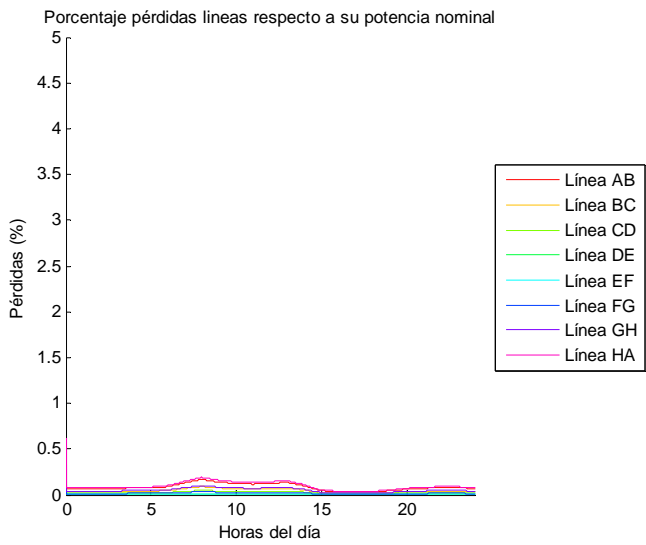


Figura 333. Porcentaje pérdidas líneas

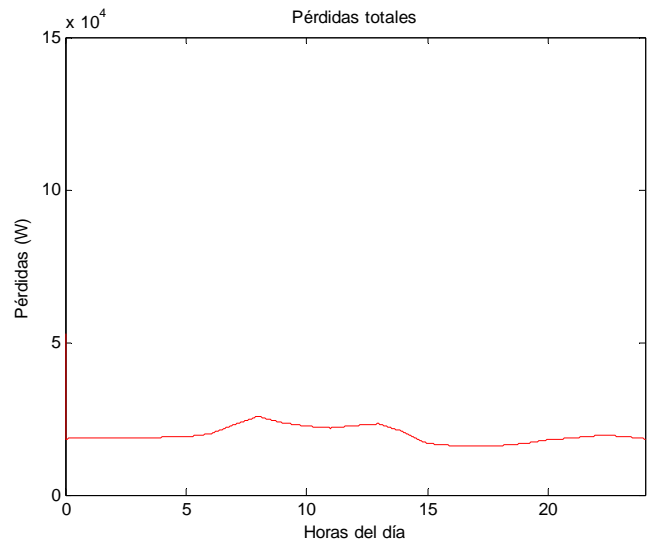


Figura 334. Pérdidas totales

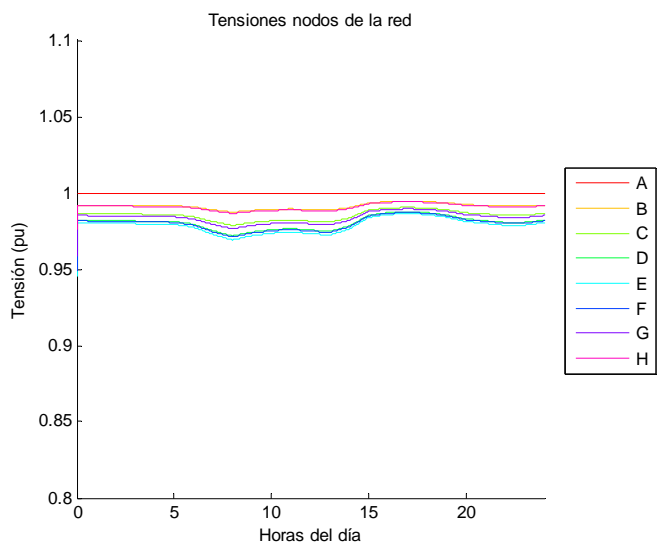


Figura 335. Tensiones nodos de la red

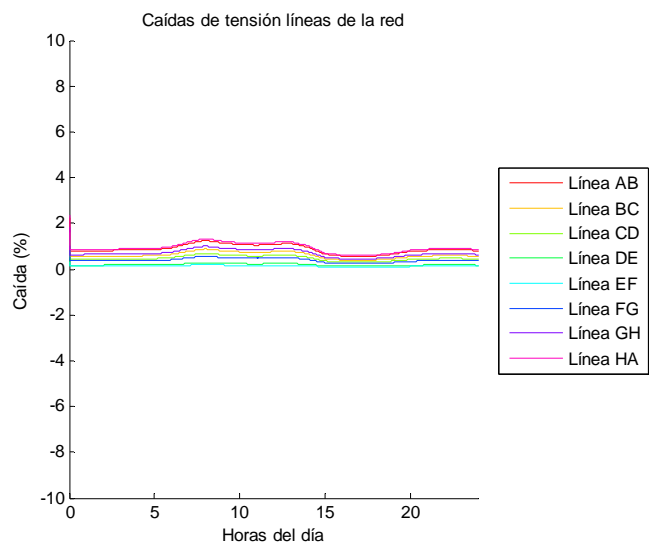


Figura 336. Caídas de tensión líneas

### Nivel 1

#### Día laboral

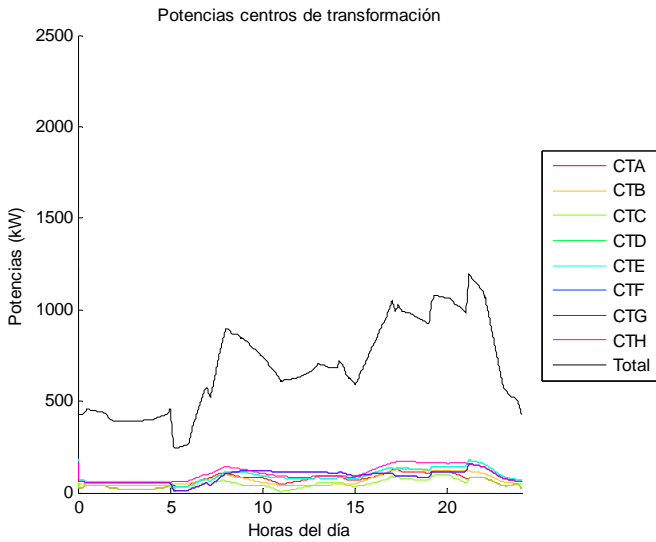


Figura 337. Potencias centros de transformación

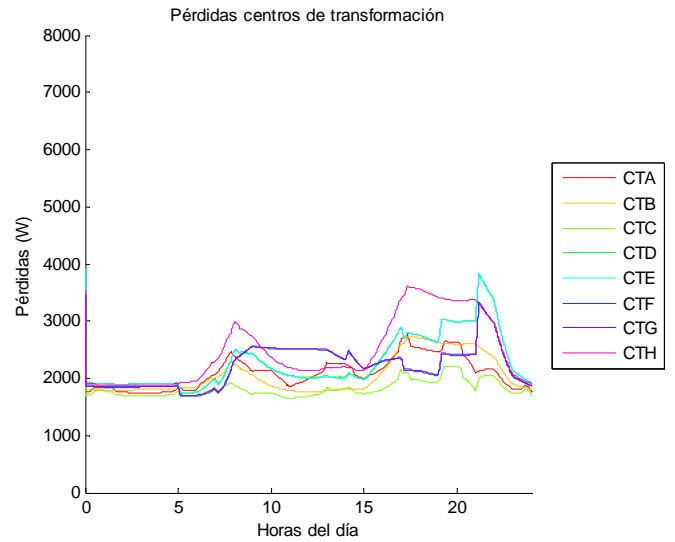


Figura 338. Pérdidas centros de transformación

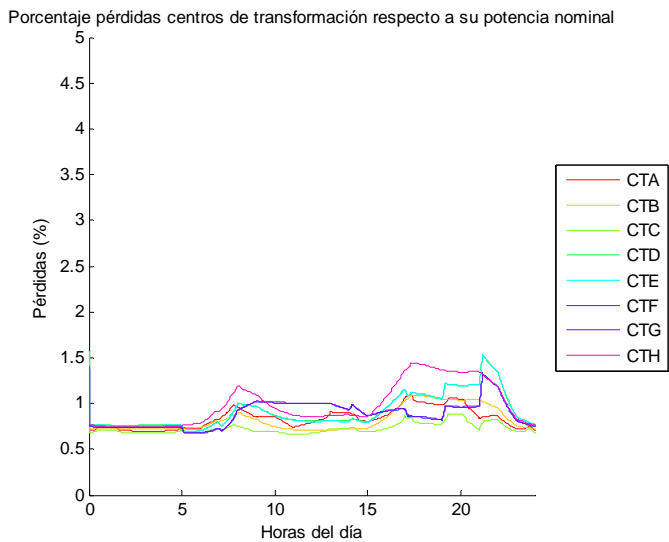


Figura 339. Porcentaje pérdidas centros de transformación

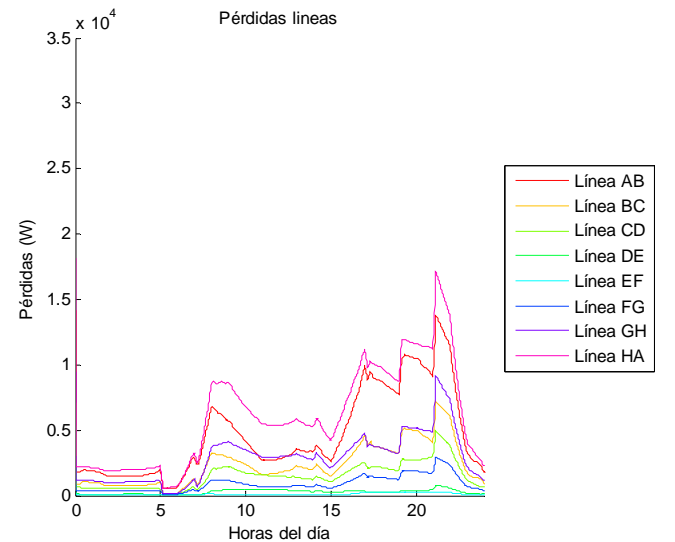


Figura 340. Pérdidas líneas

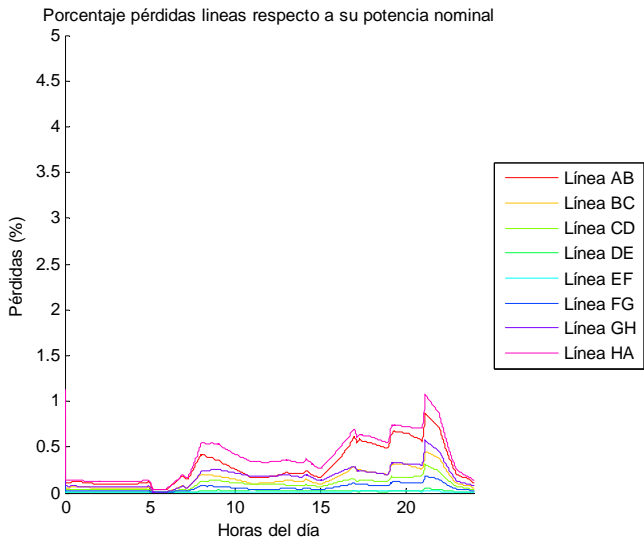


Figura 341. Porcentaje pérdidas líneas

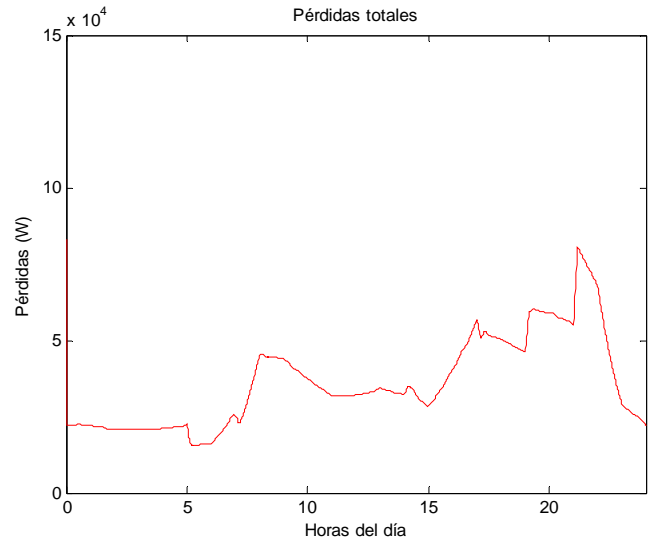


Figura 342. Pérdidas totales

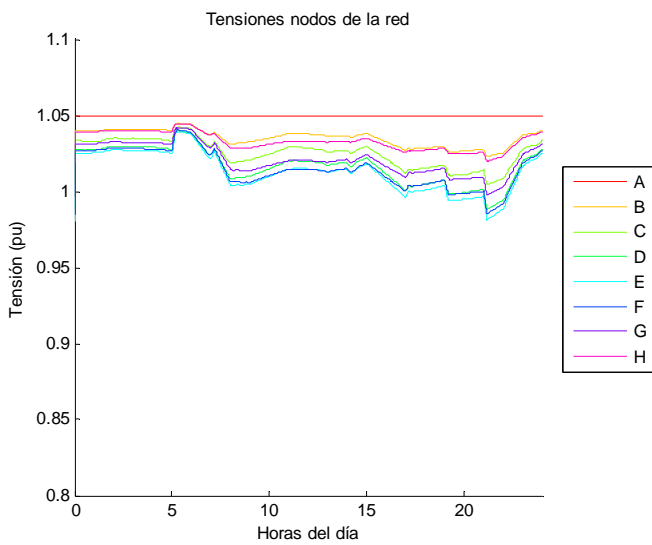


Figura 343. Tensiones nodos de la red

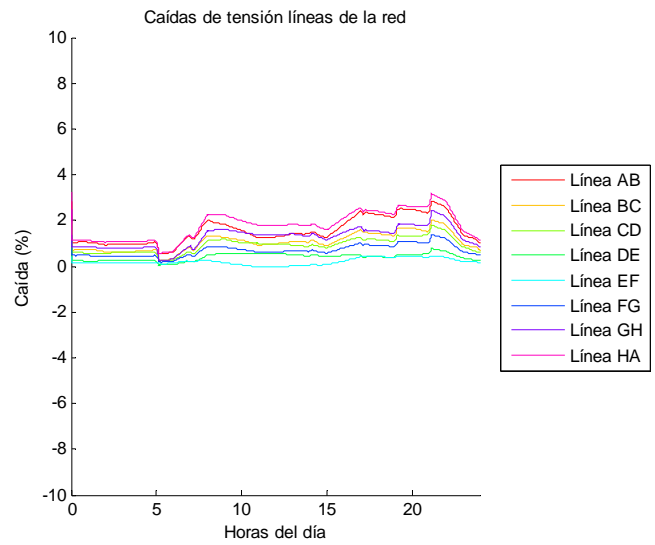


Figura 344. Caídas de tensión líneas

Día festivo

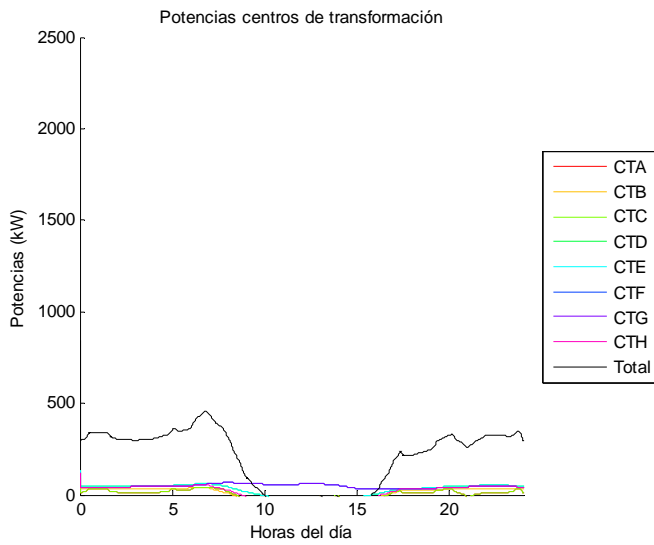


Figura 345. Potencias centros de transformación

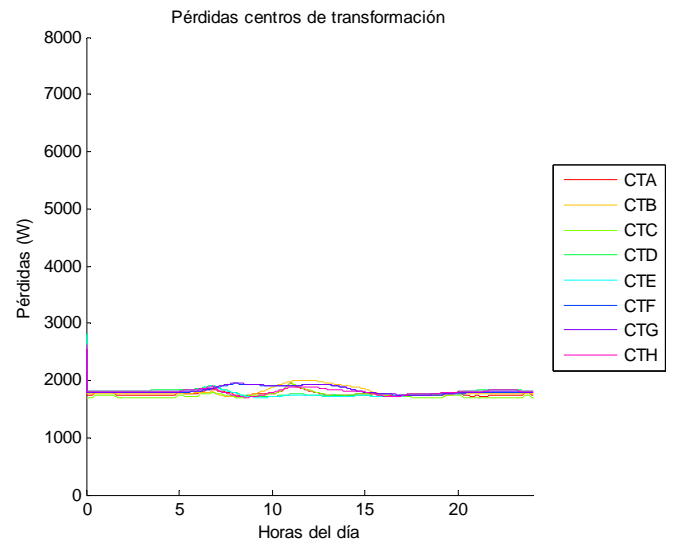


Figura 346. Pérdidas centros de transformación

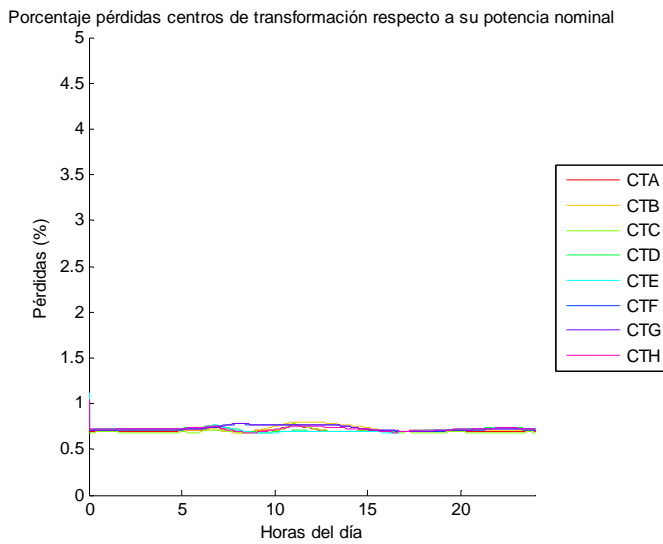


Figura 347. Porcentaje pérdidas centros de transformación

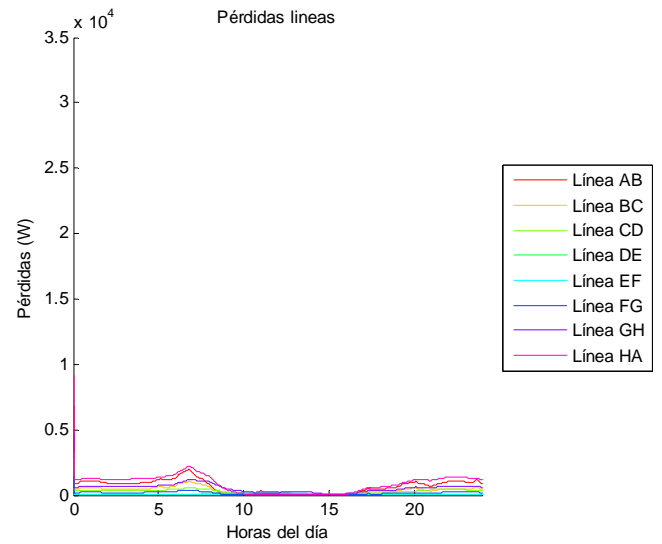


Figura 348. Pérdidas líneas

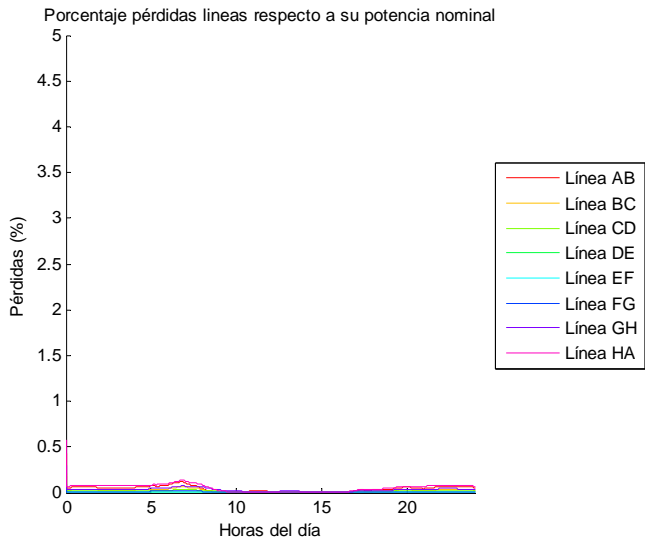


Figura 349. Porcentaje pérdidas líneas

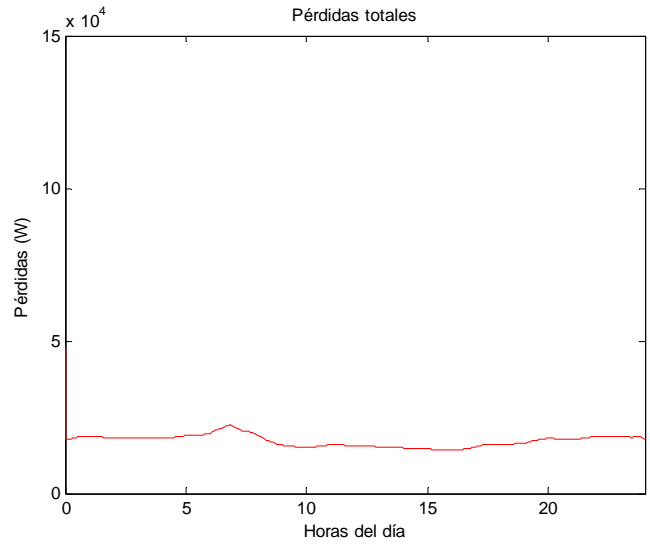


Figura 350. Pérdidas totales

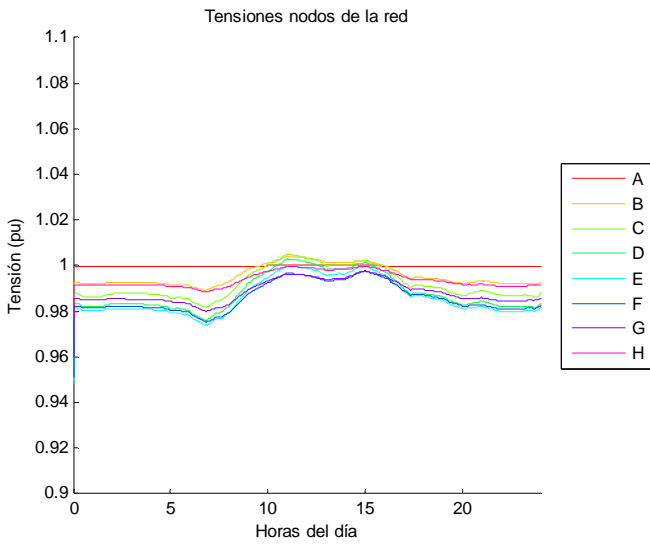


Figura 351. Tensiones nodos de la red

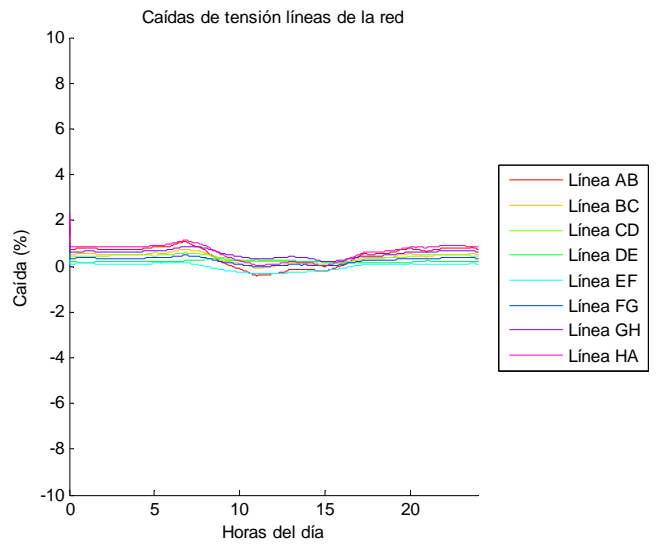


Figura 352. Caídas de tensión líneas

### Nivel 3

#### Día laboral

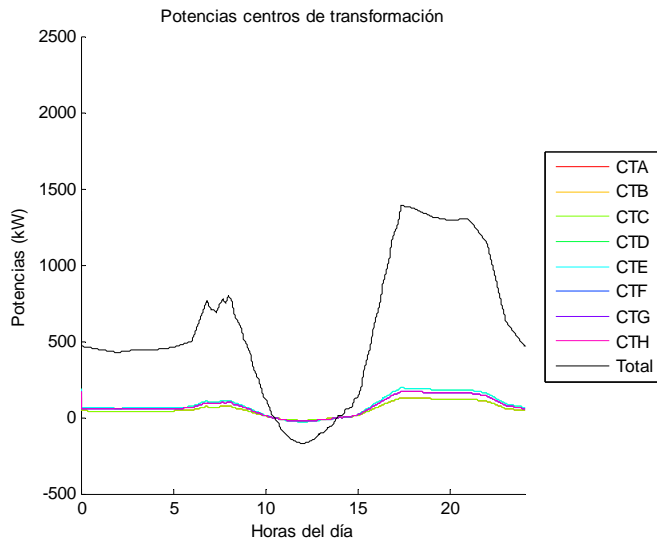


Figura 353. Potencias centros de transformación

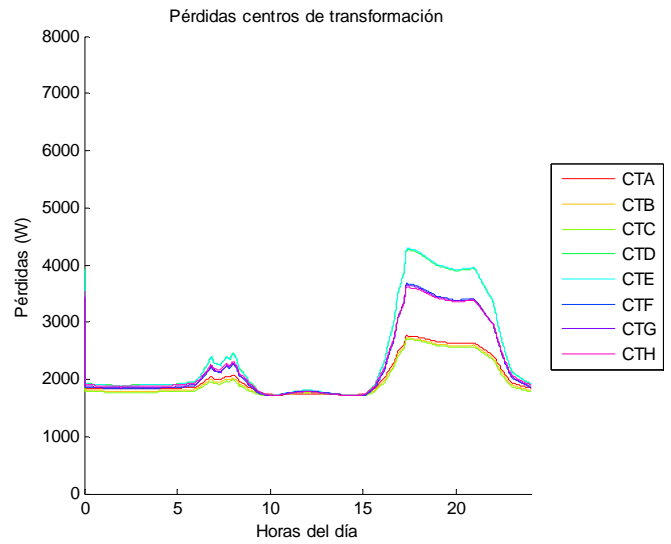


Figura 354. Pérdidas centros de transformación

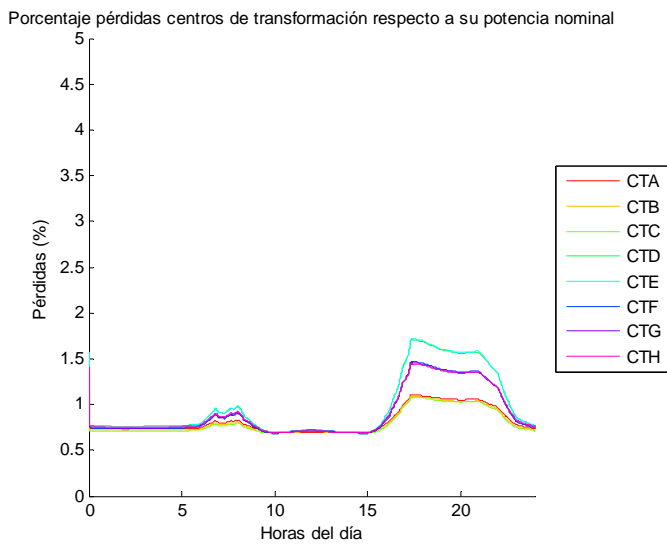


Figura 355. Porcentaje pérdidas centros de transformación

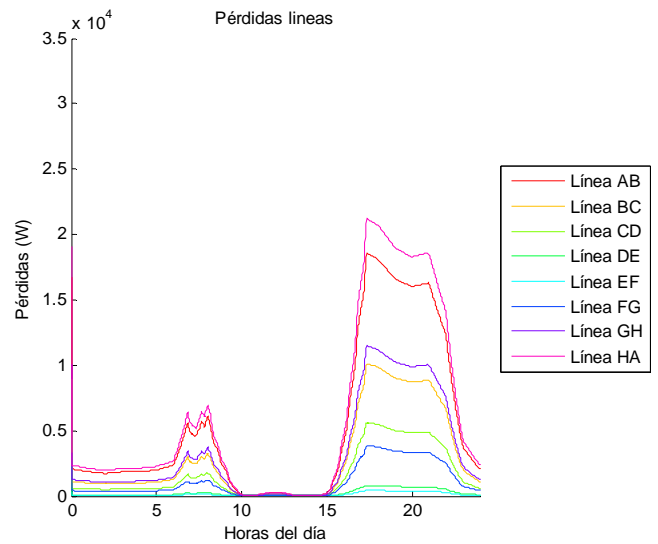


Figura 356. Pérdidas líneas

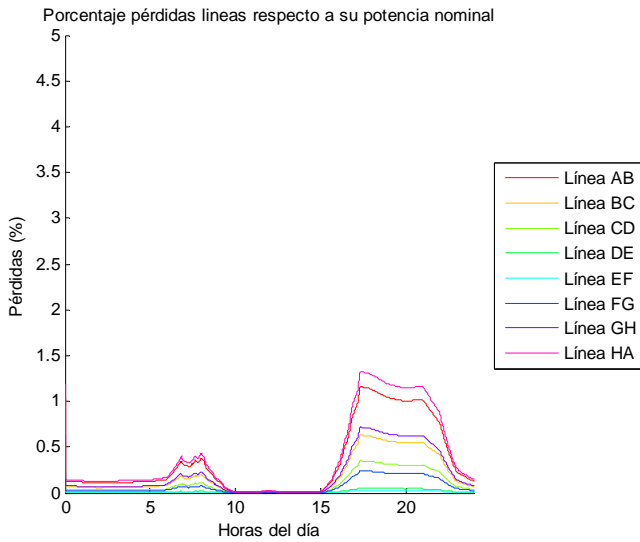


Figura 357. Porcentaje pérdidas líneas

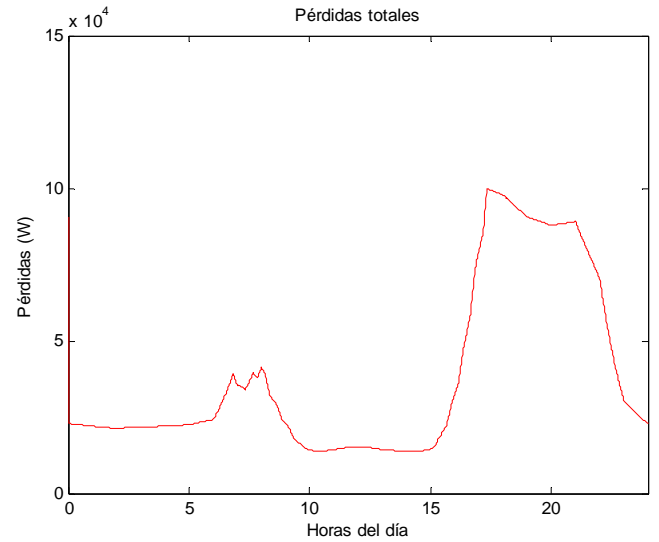


Figura 358. Pérdidas totales

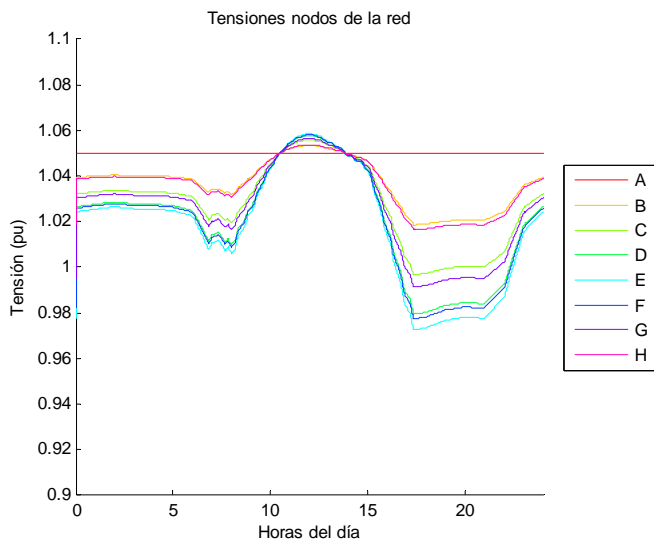


Figura 359. Tensiones nodos de la red

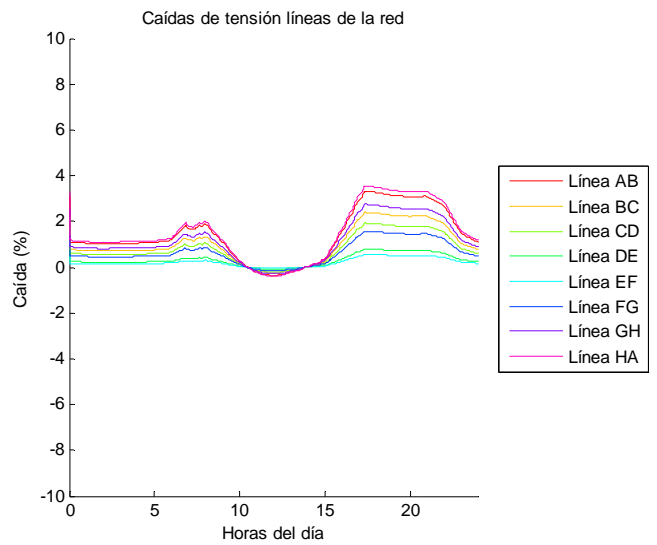


Figura 360. Caídas de tensión líneas

Día festivo

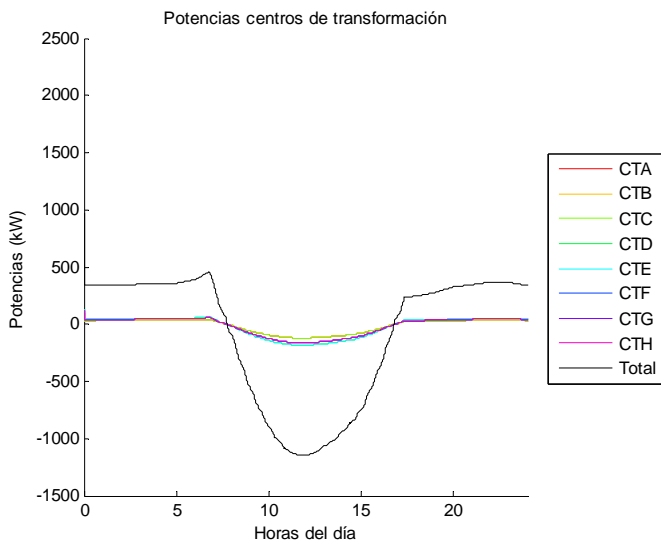


Figura 361. Potencias centros de transformación

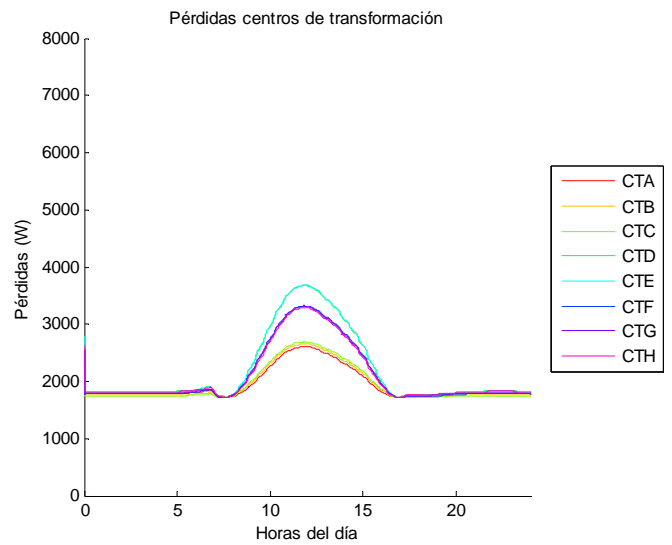


Figura 362. Pérdidas centros de transformación

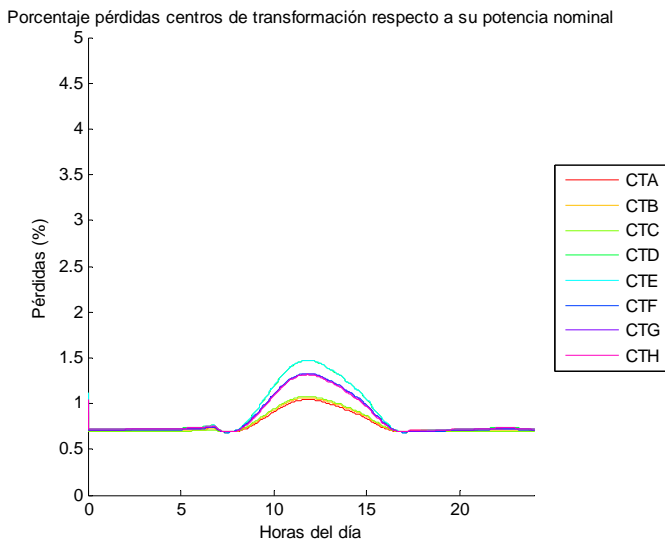


Figura 363. Porcentaje pérdidas centros de transformación

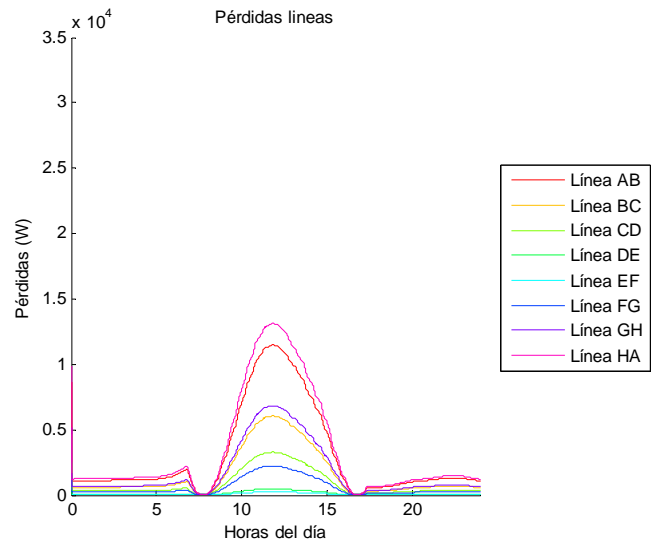


Figura 364. Pérdidas líneas

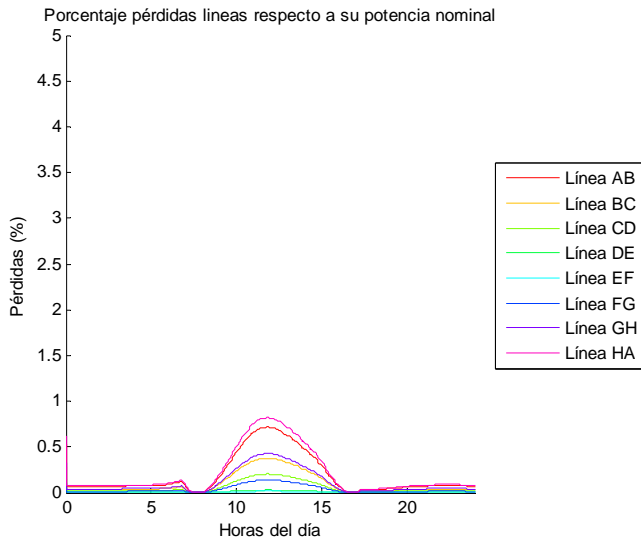


Figura 365. Porcentaje pérdidas líneas

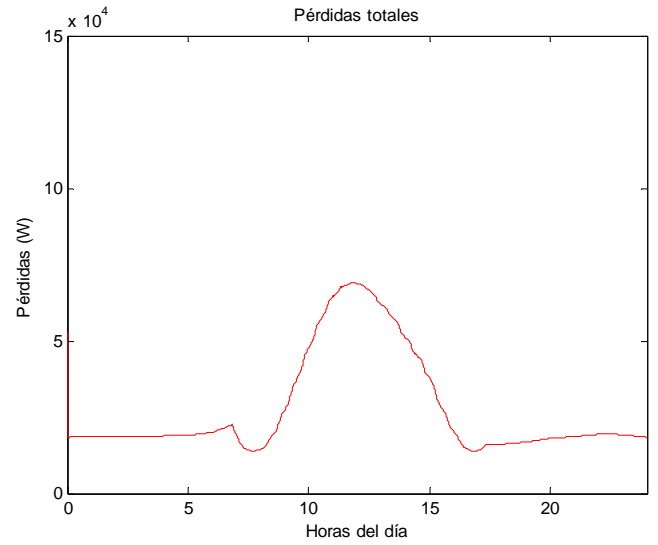


Figura 366. Pérdidas totales

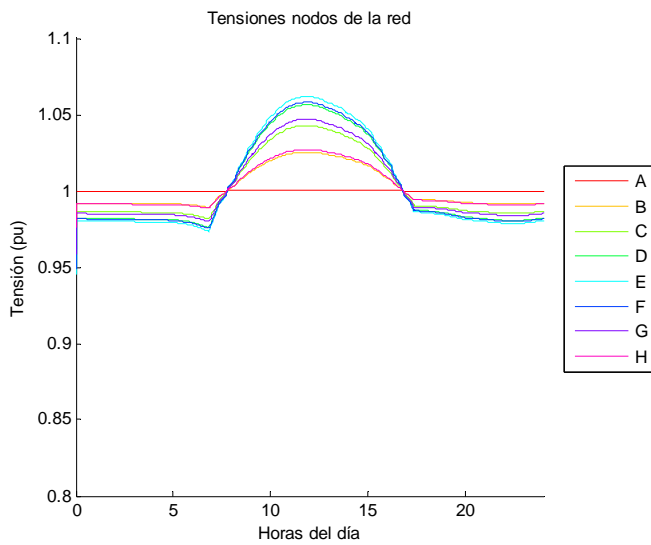


Figura 367. Tensiones nodos de la red

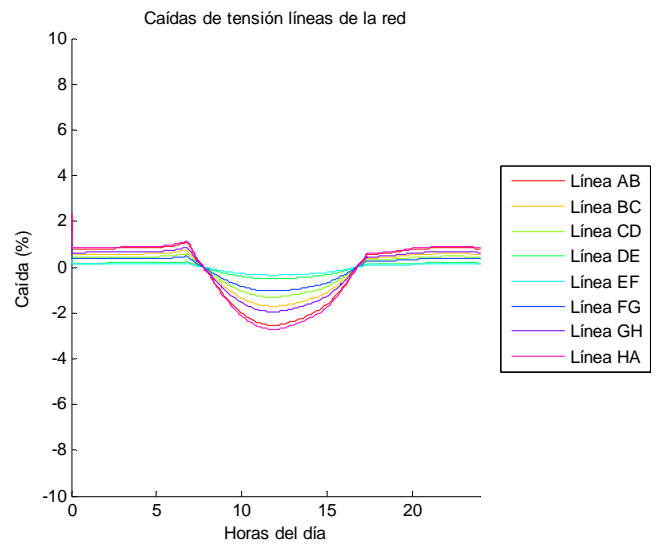


Figura 368. Caídas de tensión líneas

Nivel 4

Día laboral

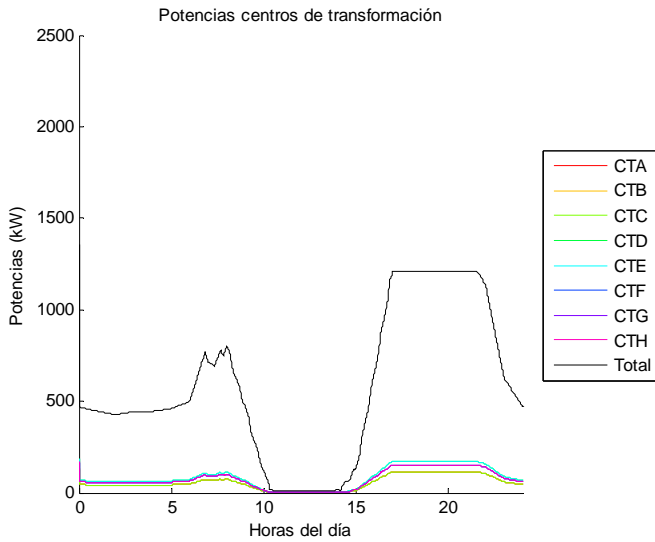


Figura 369. Potencias centros de transformación

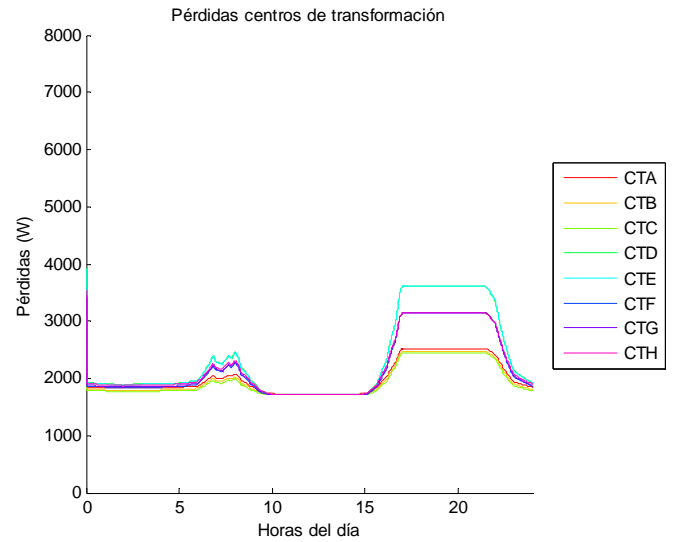


Figura 370. Pérdidas centros de transformación

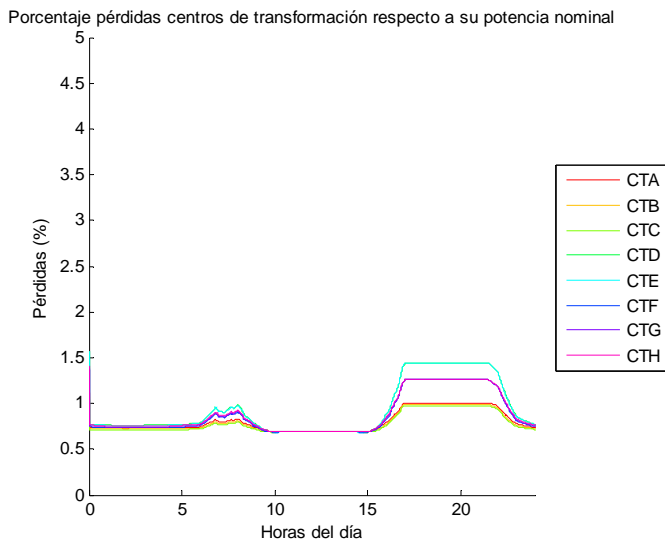


Figura 371. Porcentaje pérdidas centros de transformación

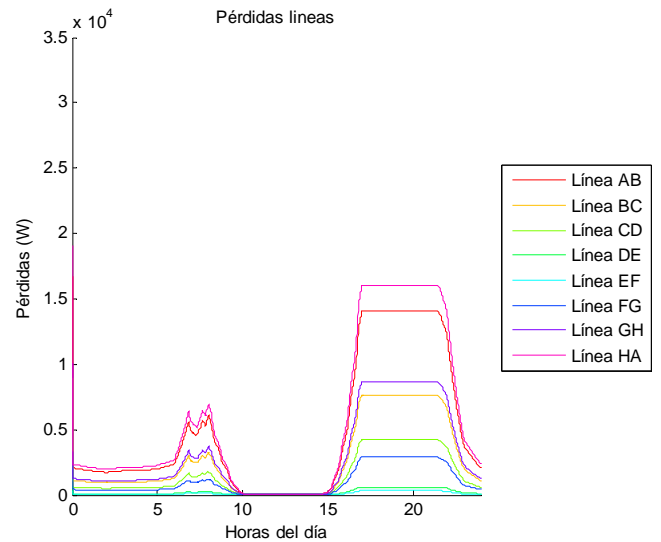


Figura 372. Pérdidas líneas

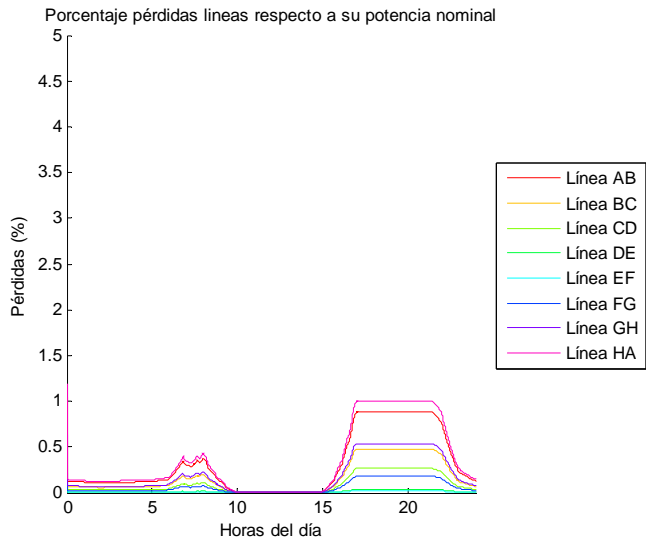


Figura 373. Porcentaje pérdidas líneas

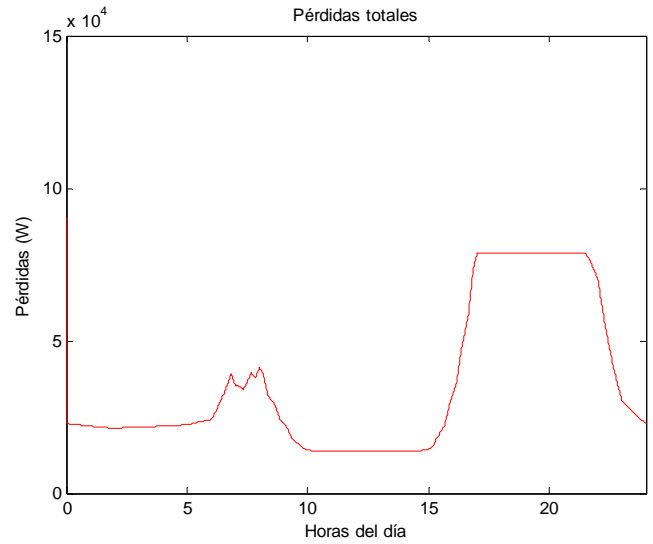


Figura 374. Pérdidas totales

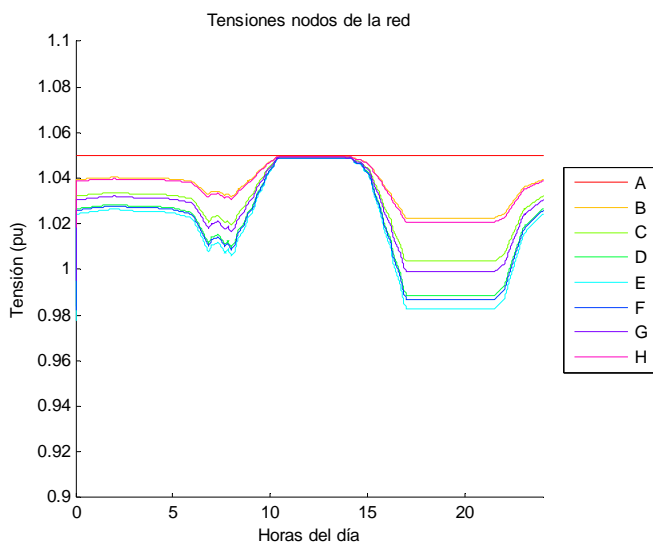


Figura 375. Tensiones nodos de la red

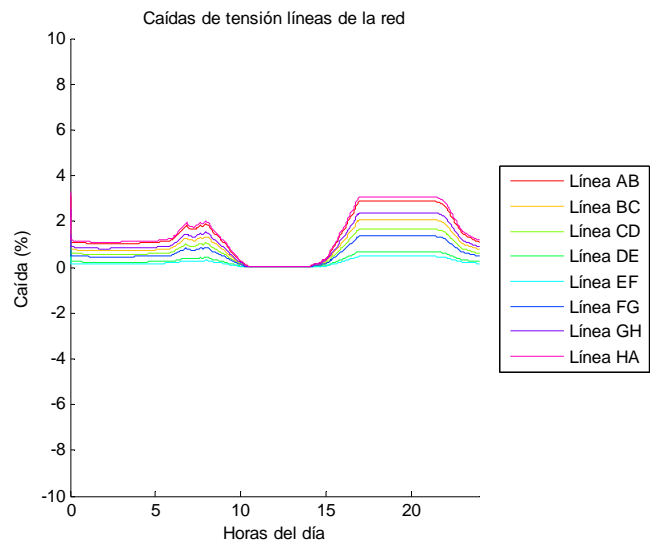


Figura 376. Caídas de tensión líneas

Día festivo

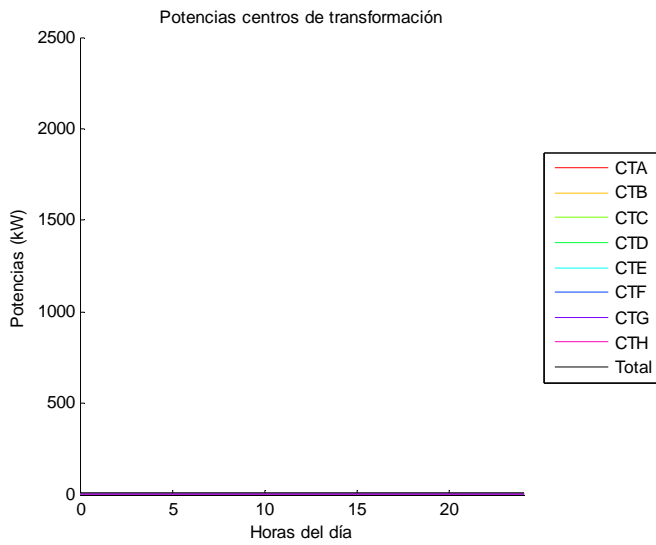


Figura 377. Potencias centros de transformación

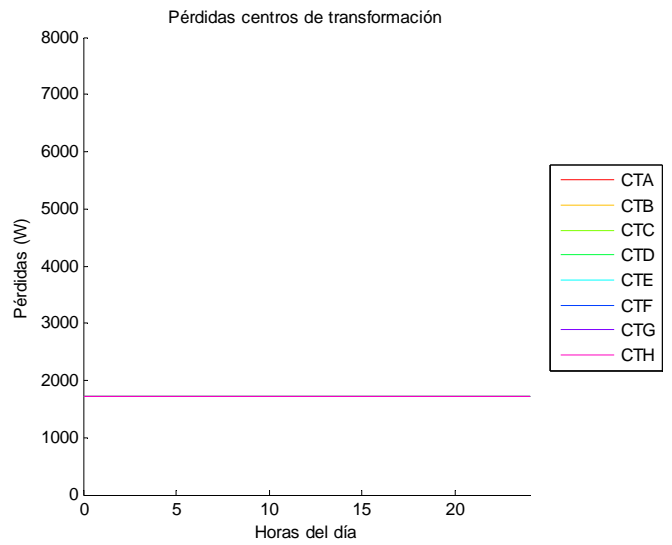


Figura 378. Pérdidas centros de transformación

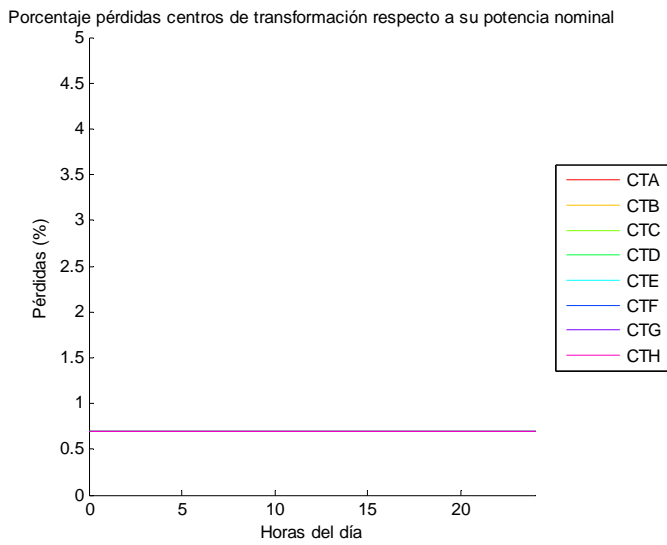


Figura 379. Porcentaje pérdidas centros de transformación

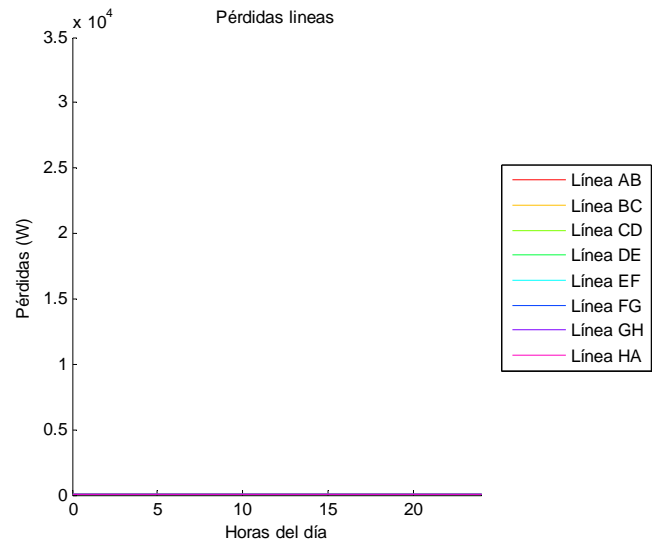


Figura 380. Pérdidas líneas

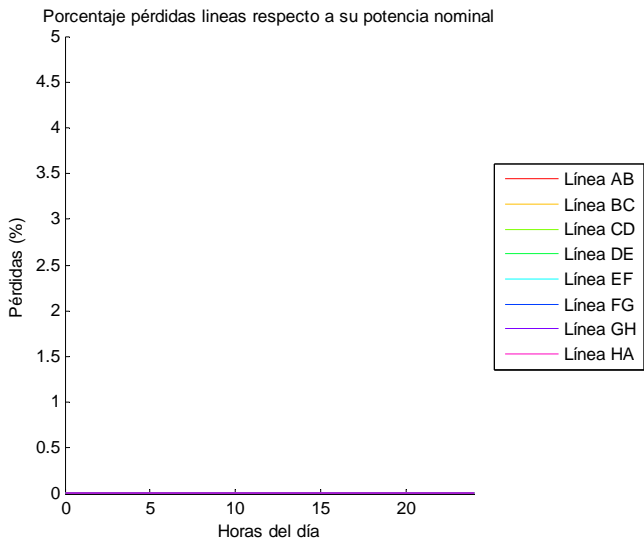


Figura 381. Porcentaje pérdidas líneas

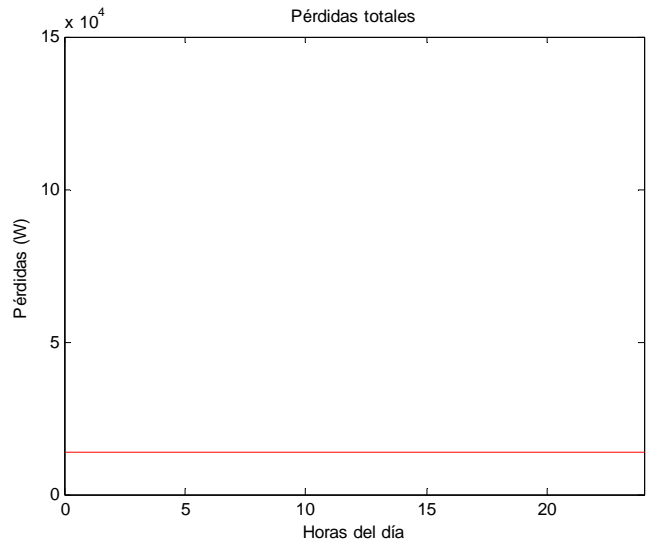


Figura 382. Pérdidas totales

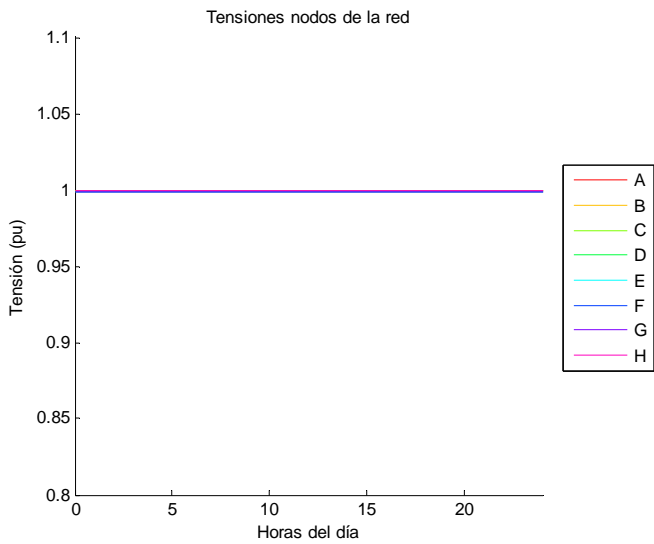


Figura 383. Tensiones nodos de la red

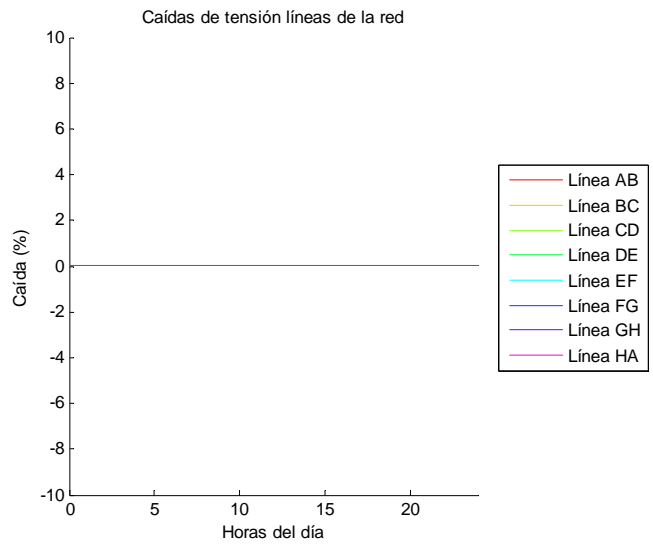


Figura 384. Caídas de tensión líneas