

**Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial**

**Análisis Técnico de Minimización de Pérdidas
en Redes de MT Desequilibradas**

Autor: Rafael Morán Corbacho

Tutores: Esther Romero Ramos

José María Maza Ortega

**Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Análisis Técnico de Minimización de Pérdidas en Redes de MT Desequilibradas

Autor:

Rafael Morán Corbacho

Tutores:

Esther Romero Ramos

Catedrática de Universidad

José María Maza Ortega

Catedrático de Universidad

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Análisis Técnico de Minimización de Pérdidas en Redes de MT Desequilibradas

Autor: Rafael Morán Corbacho

Tutores: Esther Romero Ramos José María Maza Ortega

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Llegados a este punto me gustaría dedicar unas palabras a todas aquellas personas que han estado presentes a lo largo de mi formación en la escuela, formando parte indispensable de ella.

A mis tutores, Esther Romero y José María Maza, por confiar en mí para llevar a cabo este proyecto. A ellos les agradezco su profunda dedicación e inestimable guía durante todo este tiempo. Me gustaría extender este agradecimiento al resto del profesorado del departamento de Ingeniería Eléctrica de la escuela, que han hecho de este campo mi vocación.

No olvidarme de mis amigos y compañeros que han compartido conmigo muchos años en la escuela, los cuales han sido pieza fundamental en mi formación y a los que debo buena parte del mérito de haber llegado a este punto.

Me gustaría terminar agradeciendo a mi familia, y en especial a mis padres, por toda la ayuda y el apoyo mostrados a lo largo no solo de mi estancia en la escuela, sino durante todo mi desarrollo como persona más allá de lo académico.

Rafael Morán Corbacho
Sevilla, 2020

Resumen

En el presente documento se lleva a cabo un estudio de reducción de pérdidas de energía en redes de distribución desequilibradas, partiendo desde un punto de vista teórico y llevándolo a la práctica a través de simulaciones.

En primer lugar se hará una revisión de las distintas tecnologías disponibles para la reducción de pérdidas en redes de distribución, explicando sus principios de funcionamiento y sus prestaciones de cara al sistema. En base a las características de cada tecnología descrita se diseñarán metodologías para su implementación en una red de distribución desequilibrada.

Se dedicará un capítulo a la red seleccionada, describiendo de forma detallada todas sus características. Esta red será la base sobre la que se aplicarán las metodologías diseñadas para la implementación de las tecnologías seleccionadas.

Se llevarán a cabo una serie de simulaciones para cuantificar los efectos de la aplicación de las tecnologías en la red objeto de estudio. Una vez aplicadas todas las tecnologías se hará un análisis comparativo de los resultados obtenidos.

Por último se esbozarán una serie de conclusiones relativas a la eficacia de las distintas metodologías en la reducción de pérdidas de energía, además de otra serie de consideraciones.

Abstract

This document presents a study of electric power losses reduction in unbalanced distribution networks. The work is divided into an previous theoretical analysis and multiple practical simulations.

First, several technologies will be studied in order to implement them in distribution networks to reduce power losses. After discussing their operating principles and benefits on the grid, specific implementation methodologies will be designed for each of the selected technologies.

The grid selected to be object of study will be properly described in a dedicated chapter. This grid will be the one each methodology previously designed will be applied on.

Multiple simulations will be made in order to analyse the effects each technology has on the network object of study and compare their results.

Finally, some conclusions about the efficiency of each methodology will be presented along with some other considerations.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XI
1 Objetivos y Metodología	1
2 Descripción de Tecnologías	3
2.1 Control de Tensiones	3
2.2 Reconfiguración de circuitos	6
2.3 Equilibrado de cargas	7
2.4 Ecuilización de feeders	8
2.5 Sistemas de almacenamiento de energía	11
2.6 Generación distribuida	13
3 Red Objeto de Estudio	17
3.1 Descripción de la red	17
3.2 Descripción de escenarios de carga	24
4 Resultados y Análisis	27
4.1 Definición de variables de interés	27
4.2 Caso base	28
4.3 Reconfiguración de red	36
4.4 Control de tensiones - Transformadores con cambiador de tomas en carga (OLTC)	39
4.5 Control de tensiones - Bancos de condensadores	44
4.6 Control de tensiones - STATCOM	46
4.7 Equilibrado de cargas	48
4.8 DC-Link	55
4.9 Almacenamiento de energía	60
4.10 Generación distribuida	67
4.11 Resumen de reducción de pérdidas	70
5 Conclusiones y Líneas Futuras	73
5.1 Líneas futuras	74

Apéndice A Implementación Analítica	75
A.1 Modelado de red	75
A.2 Ejecución	75
A.3 Representación de resultados	76
<i>Índice de Figuras</i>	77
<i>Índice de Tablas</i>	81
<i>Bibliografía</i>	83
<i>Glosario</i>	85

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XI
1 Objetivos y Metodología	1
2 Descripción de Tecnologías	3
2.1 Control de Tensiones	3
2.1.1 Transformadores con cambiador de tomas en carga OLTC	3
2.1.2 Bancos de condensadores	4
2.1.3 STATCOM	5
2.2 Reconfiguración de circuitos	6
2.3 Equilibrado de cargas	7
2.4 Ecuilización de feeders	8
2.5 Sistemas de almacenamiento de energía	11
2.6 Generación distribuida	13
3 Red Objeto de Estudio	17
3.1 Descripción de la red	17
3.1.1 Topología	17
3.1.2 Red de subtransporte equivalente	18
3.1.3 Transformadores	18
3.1.4 Líneas	19
3.1.5 Cargas	21
3.2 Descripción de escenarios de carga	24
4 Resultados y Análisis	27
4.1 Definición de variables de interés	27
4.2 Caso base	28
4.2.1 Escenario original propuesto por CIGRE	28
4.2.2 Escenarios desequilibrados	34
4.3 Reconfiguración de red	36
4.4 Control de tensiones - Transformadores con cambiador de tomas en carga (OLTC)	39
4.4.1 Escenario original propuesto por CIGRE	40
4.4.2 Escenarios desequilibrados	42

4.5	Control de tensiones - Bancos de condensadores	44
4.6	Control de tensiones - STATCOM	46
4.7	Equilibrado de cargas	48
4.7.1	Escenario original propuesto por CIGRE	49
4.7.2	Escenarios desequilibrados	52
4.8	DC-Link	55
4.9	Almacenamiento de energía	60
4.10	Generación distribuida	67
4.11	Resumen de reducción de pérdidas	70
5	Conclusiones y Líneas Futuras	73
5.1	Líneas futuras	74
	Apéndice A Implementación Analítica	75
A.1	Modelado de red	75
A.2	Ejecución	75
A.3	Representación de resultados	76
	<i>Índice de Figuras</i>	77
	<i>Índice de Tablas</i>	81
	<i>Bibliografía</i>	83
	<i>Glosario</i>	85

Notación

Δ	Incremento
Σ	Sumatorio
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
P_a, P_b, P_c	Potencia activa de las fases a, b y c
V	Módulo de la tensión
I	Módulo de la intensidad
r_t	Relación de transformación
V_1, V_2	Módulo de la tensión de los devanados primario y secundario del transformador
B_N	Susceptancia nominal
$\cos \phi$	Factor de potencia
P_{Joule}	Pérdidas Joule
R	Resistencia
r_s	Posición de la batería de condensadores
X_S	Reactancia de caída del STATCOM
V_{ref}	Tensión de referencia
Z'_{tr}	Impedancia del transformador referida al devanado secundario
S_n	Potencia aparente nominal
d_s	Diámetro del conductor
R'_{cc}	Resistencia de corriente continua para una temperatura específica
R'_{ca}	Resistencia de corriente alterna para una temperatura específica
GMR	Radio geométrico medio
$p.u.$	Por unidad
X	Reactancia
B	Susceptancia
Z	Impedancia
Z_{th}	Impedancia Thevenin
S_{cc}	Potencia de cortocircuito
fp	Factor de potencia
V_a, V_b, V_c	Tensión fase-neutro de las fases a, b y c
V_m	Tensión media de las tres fases
MT	Media tensión

p.a.t.

Puesta a tierra

1 Objetivos y Metodología

El objetivo de este estudio es el de analizar la reducción de pérdidas en redes de distribución de media tensión (MT) desequilibradas lograda al aplicar distintas metodologías basadas en una serie de tecnologías que se describirán a lo largo del presente documento.

A tal fin, se escogerá como red objeto de estudio la propuesta por CIGRE en su documento Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources [1], sobre la cual se analizará el efecto de las diferentes metodologías propuestas.

En primer lugar, en el Capítulo 2 se enumerarán las tecnologías a implementar en la red objeto de estudio, detallando su funcionamiento y el efecto que se espera que éstas tengan en las magnitudes de los sistemas de distribución. Tras esto, el Capítulo 3 se dedicará a la descripción en detalle de la red propuesta por CIGRE. Se definirán varios escenarios de carga para comprobar la variación del efecto de las distintas metodologías en cada uno de ellos. Una vez definida la red, se simulará la implementación de todas las tecnologías definidas con anterioridad, analizando los resultados obtenidos y posteriormente comparando el efecto de unas metodologías con respecto al de otras en el Capítulo 4. Finalmente, el Capítulo 5 reflejará una serie de conclusiones alcanzadas tras llevar a cabo todo el trabajo resumido en este apartado.

Para llevar a cabo el modelado y la simulación de la red de MT escogida, se han usado los siguientes programas informáticos:

- OpenDSS, para el modelado de la red y ejecución de flujos de carga. OpenDSS permite modelar todo tipo de elementos eléctricos: transformadores, líneas, cargas, etc. Cuenta con herramientas para la realización de flujos de carga mediante diversos algoritmos. En este trabajo se optará por el algoritmo por defecto de OpenDSS, que consiste un método iterativo de punto fijo que se detallará en el Apéndice A.
- Matlab, para la automatización de la realización de flujos de carga. Haciendo uso de la interfaz de comunicación que OpenDSS ofrece con Matlab, se modificará la red y se resolverá la misma de forma iterativa y según las necesidades de cada metodología a desarrollar. También se utilizará Matlab como herramienta de creación de figuras.
- Excel, como base de datos para la lectura y escritura de información. Una vez resuelta cada metodología, los resultados obtenidos se escribirán en Excel con una estructura definida, llamándose a su ejecución a través de Matlab.

2 Descripción de Tecnologías

En este capítulo se describen las tecnologías seleccionadas con el fin de implementar las metodologías para lograr la minimización de pérdidas del sistema.

2.1 Control de Tensiones

Las tensiones de una red son pieza clave en la calidad de suministro y seguridad de la misma. Son numerosos los beneficios que se obtienen de controlar esta magnitud. Por un lado, las tensiones deben mantenerse dentro de unos límites para no dañar los equipos instalados en la red, además de evitar posibles cortocircuitos por rotura del aislamiento en los elementos del sistema. Por otro, las normativas propias de cada país dictan unos límites para los niveles de tensión de obligado cumplimiento.

Además de lo anterior, el control de tensiones tiene un impacto significativo en las pérdidas del sistema. Asumiendo modelo de cargas de potencia constante, la potencia activa que consume una carga es proporcional al producto de la tensión del nudo de conexión por la intensidad demandada; como puede apreciarse en (2.1) para una carga monofásica.

$$P = V \cdot I \cdot \cos \phi \quad (2.1)$$

Actuando sobre la tensión del nudo de conexión y elevando su valor, y dado que, asumiendo modelo de carga de potencia constante, la potencia activa demandada no varía; la intensidad demandada por la carga disminuirá en proporción. Esto se traducirá en un decremento de la intensidad que fluye por las líneas, lo que conlleva una disminución de las pérdidas por efecto Joule, como refleja (2.2).

$$P_{Joule} = R \cdot I^2 \quad (2.2)$$

El nivel de tensión deseado puede alcanzarse ejerciendo acciones de control sobre la propia magnitud o sobre la energía reactiva del sistema. En esta sección se describirán las tecnologías más comunes empleadas para este fin.

2.1.1 Transformadores con cambiador de tomas en carga OLTC

Los transformadores con OLTC permiten regular la tensión variando la relación de transformación (2.3) sin necesidad de interrumpir el suministro.

$$r_t = \frac{V_1}{V_2} \quad (2.3)$$

Donde V_1 y V_2 hacen referencia a la tensión en el devanado primario y secundario respectivamente.

Esto se logra cambiando las tomas de conexión de uno u otro devanado, siguiendo el esquema representado en la Figura 2.1. Cada toma representa un nivel de tensión nominal para el devanado correspondiente, por lo tanto se pueden lograr múltiples relaciones de transformación discretas a intervalos fijos controlando la posición de las tomas de ambos devanados. Generalmente se opera únicamente en el devanado de mayor tensión nominal, ya que en este se dan menores intensidades, lo que significa menores pérdidas por conmutación y mayor seguridad ante los arcos eléctricos que se producen en el conmutador. Sin embargo, en este estudio se contemplará la operación de las tomas de ambos devanados indistintamente, con el fin de lograr la máxima reducción de pérdidas. Esto se debe a que si se fija la toma más baja del devanado primario, esto es, la que implica mayor incremento de la tensión en el nudo secundario, la intensidad que circula por el transformador será menor que si se fija la toma en el devanado secundario y se opera la del primario; y por esto las pérdidas en el transformador serán menores.

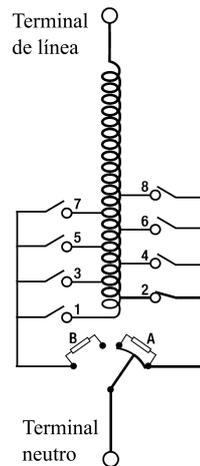


Figura 2.1 Esquema OLTC.

2.1.2 Bancos de condensadores

La instalación de bancos de condensadores (BBCC) junto a las cargas de una red de distribución cancela parcial o totalmente el consumo de potencia reactiva de las mismas, al aportarla de forma local. Esto implica la reducción de la intensidad que circula por las líneas del sistema, ampliando su capacidad y reduciendo las pérdidas por efecto Joule (2.2). La incorporación de BBCC en los nudos implica un incremento en la tensión de los mismos y por ende una reducción de la caída de tensión en las líneas del sistema [2] (Figura 2.3).

Los BBCC son capaces de aportar potencia reactiva en escalones discretos o "saltos", representados en la Figura 2.2. Este equipo se modela a través de una susceptancia nominal. La potencia reactiva suministrada se calcula mediante (2.4), donde r_s representa la posición, esto es, la proporción de saltos conectados expresada en p.u..

$$Q = r_s \cdot B_N \cdot V^2 \quad (2.4)$$

La principal diferencia entre el efecto que los BBCC producen sobre la red en comparación con los transformadores OLTC consiste en que, mientras que los últimos tienen un efecto localizado en los nudos de conexión de los transformadores (generalmente en cabecera del sistema); los segundos afectan de manera local a un mayor número de nudos al conectarse en diversos puntos a lo largo de la red.

Los BBCC se caracterizan al mismo tiempo por su bajo coste de instalación, haciendo de ésta una tecnología muy competitiva en el aspecto económico.

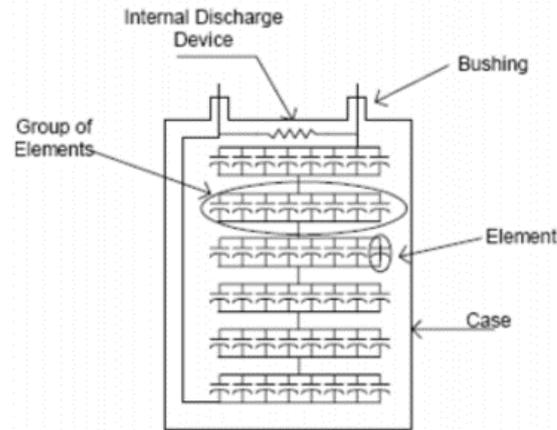


Figura 2.2 Esquema constructivo BBCC.

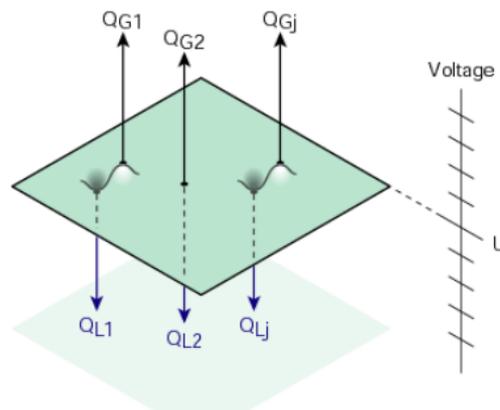


Figura 2.3 Efecto de la inyección de reactiva sobre las tensiones.

2.1.3 STATCOM

El principio sobre el que se basa la actuación de estos dispositivos es exactamente el mismo que el de los BBCC: la aportación de potencia reactiva de manera local para reducir el consumo de la misma por parte de las cargas y al mismo tiempo aumentar la tensión de los nudos de conexión. La diferencia radica en que los STATCOM son capaces de aportar potencia reactiva de forma continua, es decir, evitando los saltos que caracterizan la operación de los BBCC.

Esta tecnología está basada en inversores y proporciona mucha flexibilidad al sistema gracias a sus múltiples funcionalidades, entre las que destaca el control de tensión. Un STATCOM está compuesto por un convertidor en fuente de tensión (VSC), que a su vez consiste en un bus de continua donde se sitúan uno o más condensadores y una serie de IGBTs con diodos en antiparalelo cuya operación puede ser sometida a control basado en PWM. El VSC es por tanto capaz de inyectar potencia de manera controlada a la red de alterna desde el bus de continua y viceversa. Un STATCOM cuenta también con una bobina de suavizado y un transformador de conexión. El diagrama unifilar del STATCOM y el esquema del VSC se muestran en la Figura 2.4.

En lo que a control de tensiones se refiere, el STATCOM dispone de dos modos de operación: regulación de tensión y control de potencia reactiva. Mientras que la intensidad reactiva inyectada no supere unos límites mínimos y máximos el STATCOM operará en el primero de los modos. En este se fija una tensión de referencia en el bus de conexión que habrá de ser alcanzada mediante la

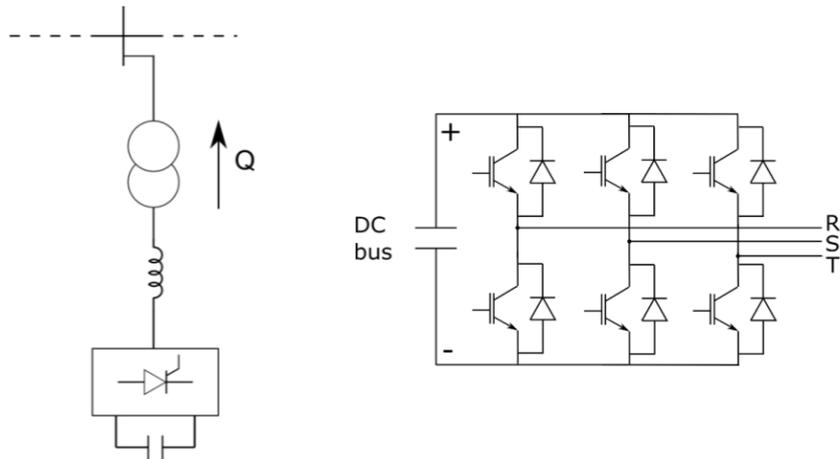


Figura 2.4 Diagrama unifilar STATCOM y esquema VSC.

inyección de intensidad reactiva o capacitiva por parte del STATCOM siguiendo la expresión (2.6), en la que X_S representa la reactancia de caída.

$$V = X_S \cdot I + V_{ref} \quad (2.5)$$

En este modo de operación el STATCOM inyecta o absorbe potencia reactiva para alcanzar la tensión de referencia en el nudo de referencia (el bus de alta tensión del transformador de conexión). Si se superan los límites de potencia reactiva, el modo de operación cambia a control de potencia reactiva.

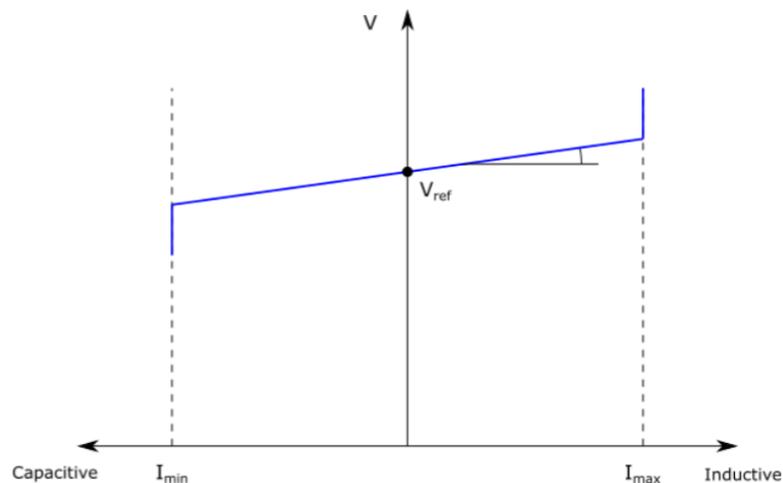


Figura 2.5 Curva tensión-intensidad STATCOM.

2.2 Reconfiguración de circuitos

Hoy en día la gran mayoría de sistemas de distribución se explotan de forma radial, si bien están contruidos formando mallas en las que se mantienen abiertos ciertos interruptores. La operación radial de redes de distribución cuenta con múltiples ventajas [2]:

- Mayor facilidad en el diseño y operación de protecciones de sobrecorriente
- Menores intensidades de falta en la mayor parte del circuito

- Mayor facilidad en el control de tensiones
- Mayor facilidad en la predicción y control de los flujos de carga
- Menor coste

En cuanto a las pérdidas de potencia activa en el sistema, estas alcanzan su mínimo cuando este se explota de forma mallada, si bien esto puede no ser cierto bajo algunas circunstancias, como que los ratios X/R de los feeders a mallar difieran uno del otro [3].

La configuración radial se logra partiendo de la red completamente mallada, mediante la apertura de un número mínimo de interruptores los cuales se encuentran al inicio y final de las líneas; hasta alcanzar la radialidad del sistema. Seleccionando unos interruptores u otros, se pueden formar múltiples árboles de explotación. En este trabajo se estudiará la forma de alcanzar el árbol de explotación que incurra en mínimas pérdidas de entre todos los posibles.

Este problema puede alcanzar magnitudes inabarcables. Esto se debe a que, dada una red con d interruptores de apertura, los cuales cuentan con dos estados (abierto y cerrado) el número de combinaciones posibles es de 2^d . Como ejemplo, una red de 118 nudos y 132 líneas supone un total de $4,032 \cdot 10^{15}$ árboles de operación posibles si todas las líneas cuentan con interruptores de apertura.

Cabe destacar que, con objeto de minimizar pérdidas, existirán múltiples árboles de explotación óptimos dependiendo del escenario de carga, el cual varía con el tiempo. Esto último complica aún más la resolución del problema, dada además la incertidumbre a la hora de predecir la demanda y por tanto los escenarios de carga, acentuada por la inclusión de generación distribuida en sistemas de distribución.

Como se puede comprobar, el problema matemático de optimización es de unas dimensiones tales que para su resolución se han diseñado diversas soluciones heurísticas. En el Capítulo 3 se desarrollará un algoritmo de resolución de este problema basado en el de Gomes, Carneiro y Pereira [4].

2.3 Equilibrado de cargas

Dado un sistema trifásico con cargas concentradas P_a , P_b y P_c para cada una de las tres fases, se puede demostrar que se alcanza el mínimo de pérdidas en el sistema cuando se cumple:

$$P_a = P_b = P_c \quad (2.6)$$

En la actualidad la práctica totalidad de los sistemas de distribución presentan elementos que desequilibran las magnitudes de la red. Clientes monofásicos con consumos que difieren de uno a otro representan la principal fuente de desequilibrios. Para prevenir esto, se procura distribuir la conexión de los clientes de la manera más equitativa posible entre las tres fases. Esto sin embargo no es suficiente para equilibrar completamente el sistema dados los diferentes perfiles de consumo a lo largo del día que presentan los distintos consumidores. Además de esto, las características constructivas de las líneas de distribución pueden provocar desequilibrios en las magnitudes eléctricas del sistema.

Existen distintas tecnologías que pueden ser empleadas para paliar este fenómeno. Entre ellas cabe citar los interruptores controlados automáticamente, cuyo fin es el de cambiar la conexión de una carga de una fase a otra, logrando así un mayor equilibrado del sistema.

En este trabajo se prestará una mayor atención al uso de STATCOM como dispositivo balanceador (en adelante balanceador) de cargas. Como se comentó en la subsección anterior, el STATCOM está basado en un VSC, el cual cuenta con uno o varios condensadores que almacenan energía en el bus de continua. Estas fuentes de continua, sin embargo, no deben inyectar energía activa al sistema pues en ese caso se descargarían y dejarían de cumplir su función. Por esto el VSC debe inyectar o absorber únicamente energía reactiva.

El principio de operación del balanceador se basa en la absorción de potencia activa de una o dos fases del sistema a través del bus de conexión para la posterior inyección de la misma cantidad de potencia activa en las fases restantes. De esta forma la fuente de continua del VSC mantiene su energía activa y no se descarga.

Desde el punto de vista de la red de distribución, el balanceador se comporta como una carga que consume/cede potencia activa de manera desigual en las tres fases, resultando en un equilibrado del consumo de activa en el bus en el que se encuentre instalado. La Figura 2.6 ilustra el resultado de la instalación del balanceador en la red de distribución para un escenario de demanda concreto.

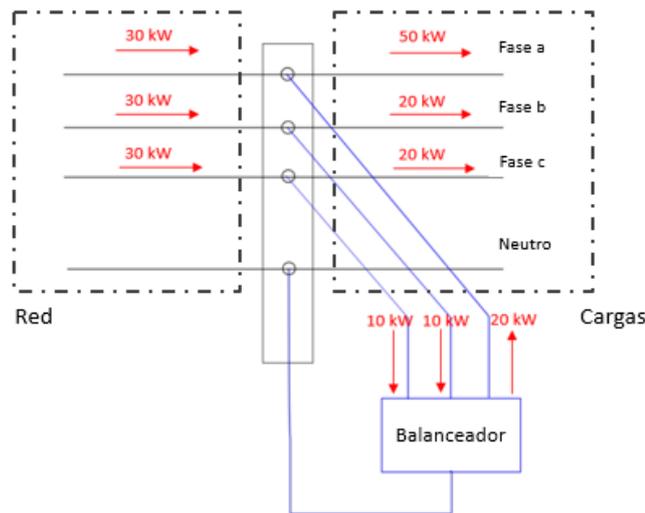


Figura 2.6 Ejemplo del efecto del balanceador.

El efecto del balanceador tiene carácter local, dado que su función consiste en equilibrar las cargas del nudo en el que se instala, sin tener en cuenta posibles desequilibrios en otros puntos de la red. Para lograr el equilibrado total del sistema sería necesario instalar un balanceador en todos los nudos de consumo de la red, si bien aún podría seguir existiendo desequilibrio en el sistema introducido por las líneas de distribución, aunque de mucha menor magnitud.

2.4 Ecuilización de feeders

Como se señalaba en la subsección anterior, los sistemas de distribución normalmente se explotan de forma radial. En esta estructura varios feeders parten de una subestación eléctrica (SE) para unirse al final de los mismos formando anillos a través de interruptores normalmente abiertos. El cierre de estos interruptores llevaría a una operación mallada de la red, si bien esto acarrearía una serie de inconvenientes prácticos como la protección del sistema; además de que esta configuración no siempre supone una solución óptima en lo que a pérdidas se refiere. Por esto y por el resto de ventajas que implica la operación radial de la red, señaladas en la Sección 2.2, se suele optar por no mallar el sistema. Esta estructura se caracteriza además por tener un perfil de tensiones siempre decreciente a lo largo de los feeders, como se muestra en la Figura 2.7, siempre y cuando la red sea pasiva, esto es, solo exista consumo aguas abajo.

Sin embargo, la introducción de generación distribuida y otros elementos como el vehículo eléctrico modifica enormemente el paradigma de la operación de redes de distribución. Por un lado, los flujos de potencia dejan de ser unidireccionales, esto es, desde la SE hasta los nudos de consumo; y pasan a ser bidireccionales. Esto complica el diseño de protecciones [5]. Además el perfil de tensiones descrito anteriormente deja de ser de aplicación, dado que las inyecciones de potencia

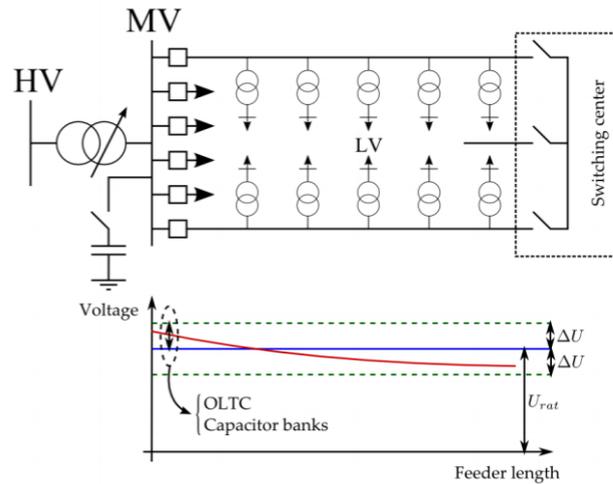


Figura 2.7 Red de distribución clásica: diagrama unifilar y perfil de tensiones.

en puntos intermedios de los feeders hace que aumenten las tensiones de forma local, pudiendo darse sobretensiones en puntos alejados de la SE alimentadora. La Figura 2.8 representa esta nueva situación.

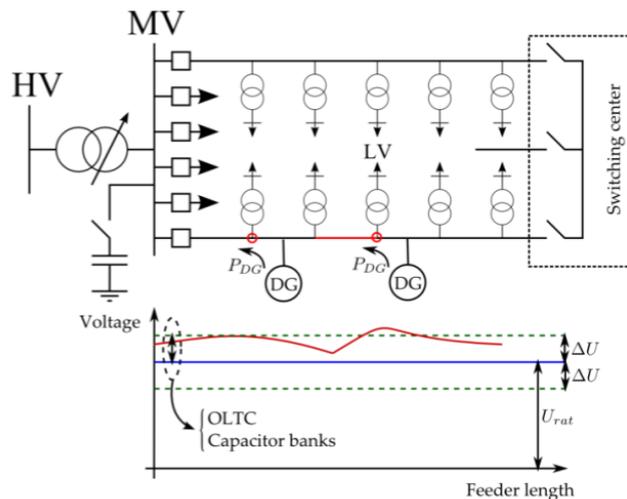


Figura 2.8 Red de distribución con generación distribuida: diagrama unifilar y perfil de tensiones.

En este contexto, se hace necesaria la introducción de nuevos dispositivos que aumenten la flexibilidad de operación del sistema. El DC-Link es un dispositivo basado en electrónica de potencia capaz de absorber potencia activa de un feeder para inyectarla en otro. Con este fin, el DC-Link se conecta en los centros de reflexión donde conectan varios alimentadores, sustituyendo a los interruptores normalmente abiertos. Así, se llega a un nuevo escenario en la red de distribución, mostrado en la Figura 2.9.

El diseño del DC-Link está basado en la conexión de un VSC en el bus terminal de cada feeder en una configuración back-to-back compartiendo un enlace de continua, como puede observarse en la Figura 2.9. Estos VSC cuentan con dos grados de libertad: por un lado, son capaces de inyectar potencia reactiva hacia el bus de conexión siempre que esta se mantenga dentro de unos límites; por otro, pueden también absorber e inyectar potencia activa en la red. Esta última funcionalidad se ve restringida por el hecho de que el bus de continua no puede verse descargado, por lo que la

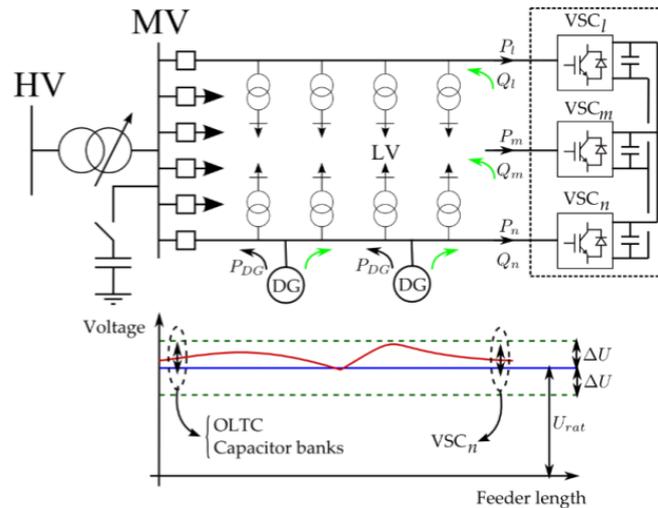


Figura 2.9 Red de distribución incorporando DC-Link: diagrama unifilar y perfil de tensiones.

potencia activa inyectada y absorbida por los VSCs que conforman un DC-Link deben cumplir con un balance de potencia activa, cumpliéndose así la expresión (2.7), donde N es el número de VSCs que componen el DC-Link.

$$\sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (2.7)$$

El empleo de esta tecnología en sistemas de distribución implica numerosas ventajas [6], [7]:

- El DC-Link es capaz de regular el flujo de potencia entre los feeders interconectados de forma continua y controlada. Este flujo controlado permite ecualizar los feeders, lo que lleva a un escenario de mínimas pérdidas en el sistema.
- Esta tecnología permite maximizar la integración de fuentes de energía renovables y la cargabilidad del sistema, posponiendo la necesidad de invertir en elementos convencionales (transformadores, líneas, ...) que suponen una mayor complejidad en su integración en redes de distribución en zonas urbanas de alta densidad de población.
- El empleo de VSCs en el diseño de DC-Links permite la inyección de reactiva de manera independiente en los nudos de conexión. Esto es de un gran interés, dado que estos puntos se encuentran al final de los alimentadores, donde se produce una mayor caída de tensión en redes pasivas y hay mayor riesgo de sobretensiones en redes con generación distribuida.
- La tecnología VSC se puede emplear para mitigar desequilibrios de tensión, así como armónicos de orden bajo, mejorando la calidad de suministro de la red.
- El DC-Link puede emplearse para conectar cualquier grupo de feeders sin importar la diferencia de ángulos (cobra importancia cuando los feeders pertenecen a SE distintas) o la diferencia en el nivel de tensión (lo cual no es posible con interruptores manuales).
- Las corrientes de cortocircuito del sistema no se ven modificadas por la inclusión de este dispositivo, dado su capacidad de control de intensidad cuasi instantánea. Por tanto, la inclusión de DC-Link no requiere de modificación alguna en el esquema de protecciones.
- Por último cabe señalar la posibilidad de instalar tanto generación distribuida como vehículo eléctrico en el enlace de continua de los convertidores.

Entre las desventajas de esta tecnología se sitúan su elevado coste y gran tamaño.

2.5 Sistemas de almacenamiento de energía

Se puede demostrar que, dada una curva de consumo como la mostrada en la Figura 2.10, para un intervalo de tiempo ΔT , un consumo en ese intervalo de una potencia P_k y una potencia media diaria P_m ; la potencia consumida en cada intervalo que minimiza las pérdidas del sistema cumple (2.8):

$$P_k = P_m \quad (2.8)$$

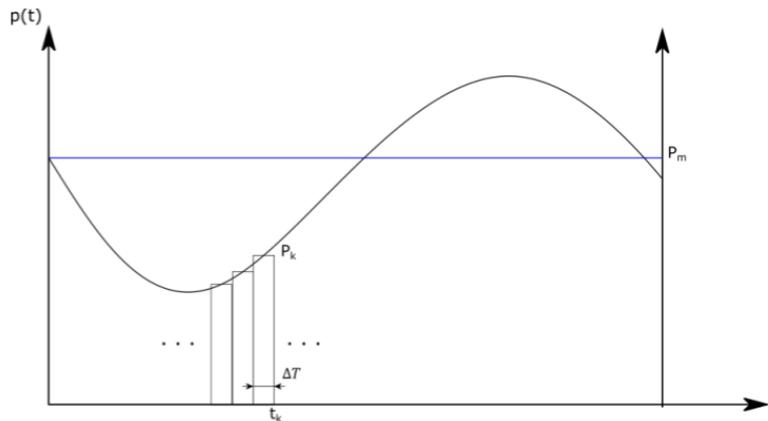


Figura 2.10 Ejemplo de curva de consumo.

Es igualmente demostrable que cualquier escenario que se aleje de esta situación, esto es, en el que la potencia consumida en cada instante del día se aleje de la media diaria; conlleva un aumento de las pérdidas en la red.

En este contexto los sistemas de almacenamiento de energía (en inglés: energy storage system (ESS)) cobran una gran importancia en la reducción de pérdidas en redes de distribución. El principio de funcionamiento de estos sistemas se basa en la absorción y almacenamiento de energía durante las horas valle de consumo, actuando como una carga más del sistema, para su posterior inyección durante las horas de mayor consumo, actuando como un generador.

Estos sistemas suelen encontrarse instalados de manera distribuida a lo largo de la red, teniendo un efecto más o menos localizado en el punto de instalación. Esto, junto con su capacidad de control de potencia reactiva, los hace de gran utilidad en el control de tensiones. Además cuentan con capacidad de operar de manera independiente en cada una de las tres fases, lo que los hace capaces de contribuir al equilibrado de cargas de la red lo que reduce las pérdidas de la misma como se indicaba en la Sección 2.3.

Existe una gran variedad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, que se pueden clasificar en cinco grupos: mecánicos, electromecánicos, químicos, eléctricos y térmicos. Las distintas tecnologías pertenecientes a esta clasificación se muestran en la Figura 2.11 [8].

A continuación se describe brevemente el principio de funcionamiento de cada una de las tecnologías de almacenamiento:

- La forma más común de almacenamiento mecánico de energía eléctrica es aquella basada en la energía potencial de una masa de agua en las llamadas centrales reversibles de bombeo hidráulico. Otras tecnologías de almacenamiento mecánico son los volantes de inercia, que almacenan energía en forma de cinética; y las centrales reversibles de aire comprimido.
- Las baterías electromecánicas funcionan a través de reacciones redox. Pueden ser baterías secundarias o recargables, en las que los electrolitos están confinados en celdas; o de flujo, en las cuales los líquidos iónicos se almacenan en tanques externos.

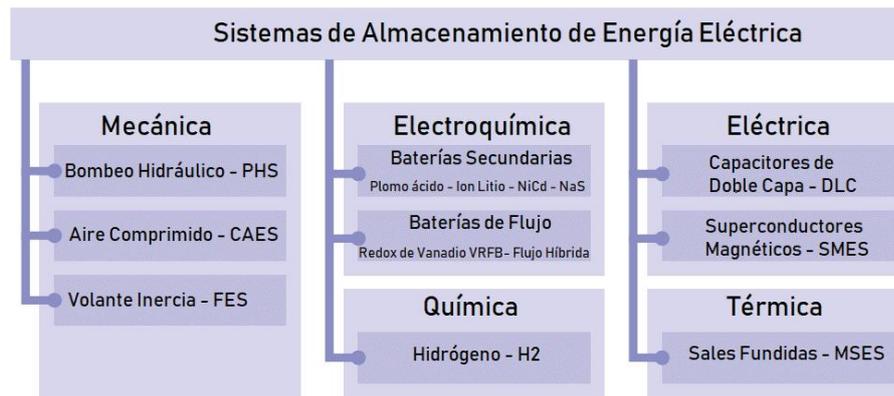


Figura 2.11 Clasificación ESS [8].

- El almacenamiento químico se basa en la utilización de hidrógeno o gas natural sintético (metano) como vector energético. La energía eléctrica absorbida del sistema se transforma en hidrógeno a través de un proceso de electrolisis de agua, usándolo como vector energético hasta su uso final bien de manera directa o a través de su transformación en metano.
- En cuanto al almacenamiento en forma de energía eléctrica, este puede lograrse a través del empleo de bobinas superconductoras o supercondensadores. En el primer caso la energía se almacena en forma de campo magnético y la bobina debe mantener un temperatura criogénica para alcanzar el comportamiento de superconductor y reducir las pérdidas de energía al mínimo. En cuando a los supercondensadores, la energía eléctrica se almacena en ellos en forma de campo eléctrico. Ambas tecnologías se caracterizan por una respuesta rápida pero una capacidad de almacenamiento relativamente baja.
- Por su parte, el almacenamiento térmico se basa normalmente en el calentamiento sensible de sales fundidas. Esta tecnología es ampliamente empleada en plantas solares térmicas, así como en la optimización de centrales térmicas.

Atendiendo a la diversidad de las tecnologías de almacenamiento resulta de interés clasificar las mismas en base a unos parámetros que permitan asignar en cada caso la aplicación o aplicaciones que más se adapten a sus características. Para evaluar las posibles aplicaciones de las tecnologías anteriores, se hará uso de dos índices:

- Potencia nominal: Máxima potencia que es capaz de suministrar el sistema de almacenamiento durante su descarga.
- Tiempo de descarga: Tiempo máximo durante el cual una batería puede suministrar energía al sistema.

La Figura 2.12 presenta una clasificación de las distintas tecnologías de almacenamiento en base a los dos parámetros anteriores:

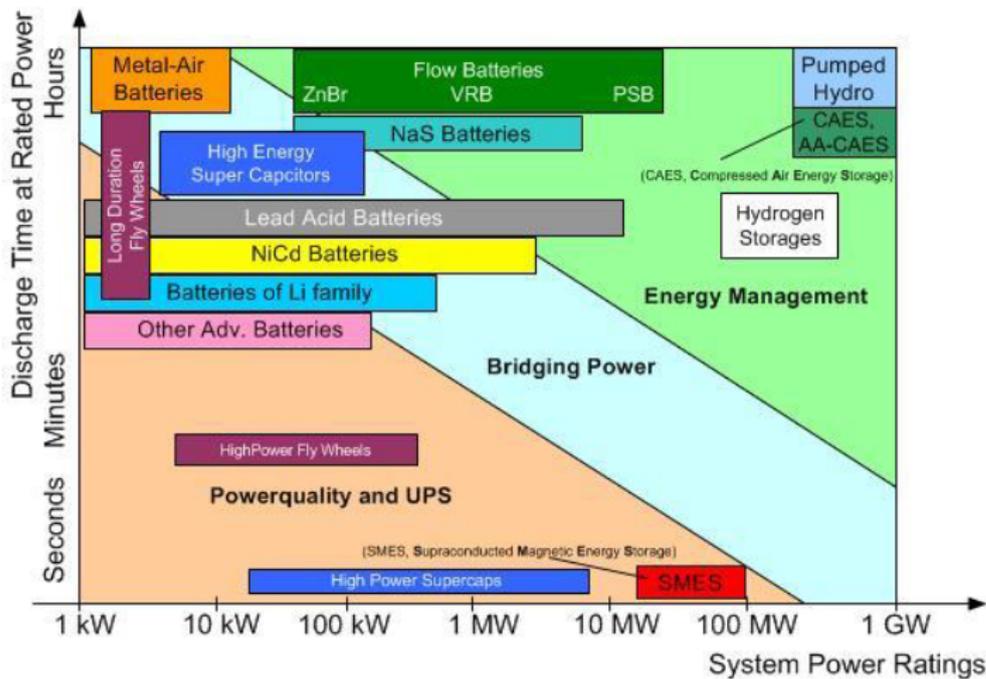


Figura 2.12 Aplicaciones ESS [9].

Se observa que existe una gran variedad de tecnologías con un alto tiempo de descarga para un amplio rango de potencias nominales. En el caso de aplicaciones con altos requerimientos de potencia nominal, el bombeo hidráulico se sitúa como la tecnología más madura para cubrirlos, si bien se esperan nuevos avances en las baterías de aire comprimido. Ambos tipos de sistemas de almacenamiento poseen un alto índice de tiempo de descarga y potencias nominales del orden del *GW*.

Por otra parte, los sistemas basados en baterías electromecánicas y baterías de flujo cubren aplicaciones con menores necesidades de capacidad de almacenamiento.

Por último, volantes de inercia, supercondensadores y baterías de Ion-Litio resultan adecuadas para aplicaciones que requieren de tiempos de respuesta rápidos, con alta demanda de potencia durante cortos periodos de tiempo.

2.6 Generación distribuida

El término "Generación Distribuida" (GD) hace referencia a la producción de electricidad cerca de los lugares de consumo. Las fuentes de generación distribuida son principalmente energías renovables y cogeneración (generación simultánea de energía térmica y electricidad) [10].

La GD posee una serie de características que no están presentes en las centrales de generación tradicionales: libertad en su localización en las redes de distribución, potencia nominal relativamente reducida y volatilidad de la generación de energía dependiendo de la disponibilidad y variedad de las fuentes de energía primaria [11].

Una de las principales ventajas de la GD es su proximidad a los puntos de consumo. Esto contribuye a la mejora de los perfiles de tensión a lo largo de la red, mejorando la calidad de suministro. Aumentando la penetración de sistemas de generación descentralizados las compañías distribuidoras logran reducir las pérdidas de la red [12]. Al mismo tiempo, la GD ofrece recursos para el control de tensiones e inyección de potencia reactiva, lo que se traduce en una mayor capacidad de reducción de pérdidas.

Existen distintos tipos de tecnologías de generación distribuida, como se muestra en la Figura 2.13. A continuación se describirán las principales características de dichas tecnologías:

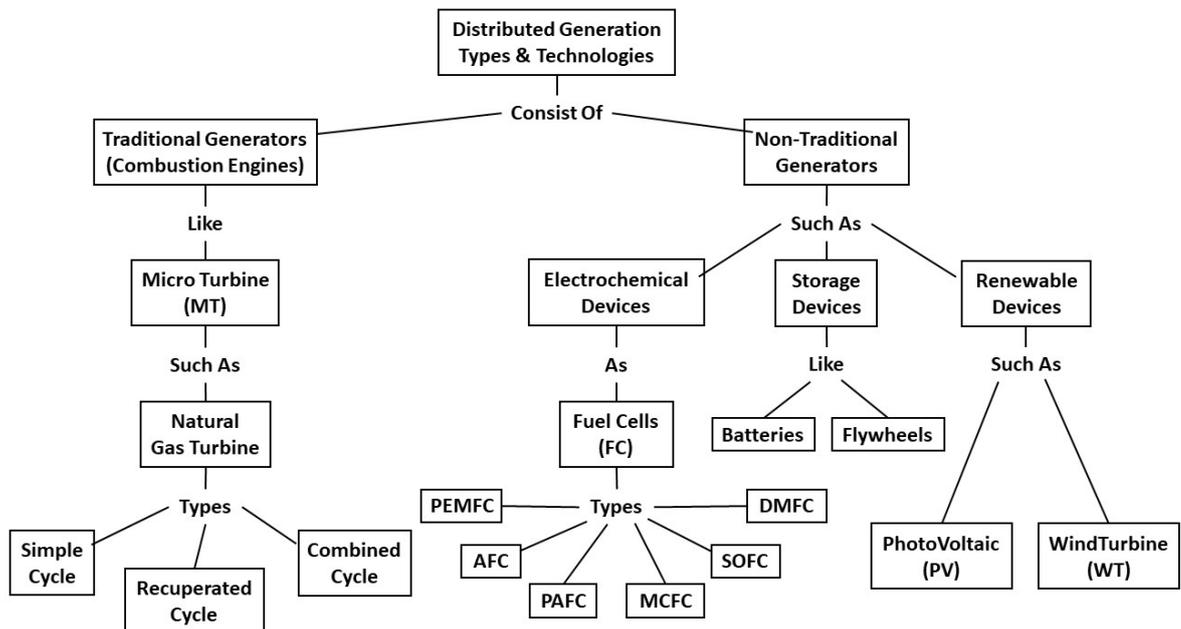


Figura 2.13 Clasificación de tecnologías de generación distribuida [13].

- Generadores convencionales:
 - Micro-turbina: se trata de pequeñas turbinas de combustión que pueden usar como combustible gas natural, propano y gasolina. De manera simplificada, una micro-turbina consta de compresor, cámara de combustión, recuperador, pequeña turbina y generador. Esta tecnología aventaja a su homóloga de gran tamaño en su compacidad, eficiencia, menor nivel de emisiones, menores requisitos de mantenimiento y mayor flexibilidad en su operación dada su conexión a red a través de equipos de electrónica de potencia.
 - Grupos electrógenos: consisten en un motor alternativo acoplado con un generador eléctrico. Los motores constituyen la fuente de energía cinética y pueden ser diésel, de gas natural o híbridos. Esta tecnología se encuentra disponible en un amplio rango de potencias nominales, desde 1 kW hasta 10 MW, y permite su empleo en horas pico de demanda. Lo anterior, unido a su eficiencia desde el punto de vista coste-beneficio, tiene como contrapartida un alto nivel de emisiones y ruido.
- Generadores no convencionales:
 - Células de combustible: se trata de dispositivos capaces de generar energía eléctrica y térmica a partir de procesos electroquímicos. Estos generadores emplean como fuente primaria combustibles ricos en hidrógeno como gas natural, gasolina, biogás o propano. Como productos de los procesos electroquímicos se obtiene energía eléctrica, agua, calor y unas emisiones de gases menores que en el caso de generadores convencionales. Se precisa de dispositivos de electrónica de potencia para su conexión a red, dotando a estos generadores de mayor flexibilidad en su operación. Como principales ventajas se sitúa su gran eficiencia en la obtención de energía, la producción conjunta de electricidad y calor, su bajo coste y la flexibilidad en su construcción.

- Dispositivos de almacenamiento: descritos en la Sección 2.5, absorben energía de la red en horas de bajo consumo para luego inyectarla en horas de mayor demanda. Suelen combinarse con otras tecnologías de GD para satisfacer la demanda local.
- Plantas fotovoltaicas: el aprovechamiento de la energía solar para la producción de energía permite una mayor capacidad de satisfacer la demanda durante las horas pico. Sin embargo, un exceso de penetración de este tipo de tecnología puede provocar problemas de sobretensiones y aumento de pérdidas durante las horas de sol. Estos dispositivos se conectan a red a través de convertidores de electrónica de potencia, lo que permite una mayor flexibilidad en su operación.
- Turbina eólica: Consta de un palas, góndola, eje y acoplamiento mecánico (reductora) y generador eléctrico. Sus características son muy similares a las de las grandes centrales eólicas, si bien su menor tamaño permite su instalación en puntos más cercanos al consumo. Presenta como principal desventaja la falta de control en la generación de energía, lo que se puede paliar mediante la instalación conjunta con sistemas de almacenamiento.

A modo de conclusión, a continuación se presenta un resumen de los beneficios de la implementación de GD en sistemas de distribución:

- La GD puede asumir el aumento de demanda en zonas puntuales, lo que evita la necesidad de construir nuevas líneas o repotenciar las ya existentes, aumentando así la capacidad de carga del sistema.
- Los generadores distribuidos pueden ser instalados en el sistema de manera modular y en un corto espacio de tiempo.
- La GD incrementa la vida útil de transformadores, líneas y todo tipo de equipamiento de la red.
- Dada la variedad de tecnologías de GD, se logra una mayor diversificación de las fuentes de energía.
- La GD produce una mejora en los perfiles de tensión de la red.
- Al satisfacer parte de la demanda de forma local, la GD provoca una disminución en el flujo de potencia que circula por las líneas, lo que se traduce en una mejora de las tensiones y una reducción de las pérdidas.

Por contra, el incremento en la penetración de GD en sistemas de distribución trae consigo una serie de desventajas, principalmente en relación al diseño del sistema de protecciones. En una red radial pasiva, puede asumirse que todos los flujos de potencia son unidireccionales [5]. Sin embargo, la inclusión de dispositivos de generación distribuida en el sistema puede variar el sentido de los flujos de potencia según las condiciones de generación y consumo en cada instante. Lo anterior puede provocar una serie de fenómenos que reduzcan la eficacia en la actuación de las protecciones ante faltas en la red, entre los que destacan los conocidos como *sympathetic tripping* y *protection blinding* [14], [15], [16].

La inclusión de GD en redes convencionales puede tener otra serie de inconvenientes como subidas de tensión en puntos intermedios del sistema, aumentos de pérdidas e incluso mal funcionamiento de controladores como los reguladores de tensión.

3 Red Objeto de Estudio

Este capítulo se dedica a la descripción detallada de la red que servirá de base para la implementación de las metodologías que se describirán en el Capítulo 4. Se definirán tres escenarios de carga para analizar los efectos de dichas metodologías en función del grado de desequilibrio del sistema.

3.1 Descripción de la red

La red escogida como objeto de estudio es una de las propuestas por CIGRE dentro de sus redes estándar para la integración de fuentes de energía renovables y generación distribuida [1]. En concreto, se trata de la red propuesta para sistemas de MT con configuración americana. Esta tipo de redes reúnen las siguientes características generales:

- Cuentan con uno o varios alimentadores principales o main feeders trifásicos de los que parten feeders laterales monofásicos.
- Estructura generalmente radial, pero puede ser mallada. En este último caso, la red se explota de forma radial dejando abiertos un número de interruptores de apertura de las líneas de los main feeders.
- Tensión nominal de 12,47 kV para media tensión. Para la alta tensión, generalmente se emplea 230 kV aunque para el caso de la red escogida será de 115 kV, como se señalará más adelante.
- Frecuencia nominal de 60 Hz.
- Este tipo de redes suelen ser desequilibradas, principalmente debido a la presencia de laterales monofásicos, si bien se procura distribuir la conexión de estos de forma que introduzcan la menor cantidad posible de desequilibrios en el sistema. Las distintas fuentes de desequilibrios en la red objeto de estudio se estudiarán más adelante en este capítulo.
- Líneas de transmisión aéreas, tanto para los alimentadores principales como para los laterales monofásicos.
- Buses con el neutro puesto a tierra rígidamente, esto es, a través de resistencia de p.a.t. nula.

En las siguientes subsecciones se detallarán las características de los elementos que conforman el sistema.

3.1.1 Topología

El sistema parte de una red de subtransporte primaria de 115 kV de tensión nominal que alimenta dos bancos de transformadores monofásicos. De estos parten sendos alimentadores principales de tensión nominal 12,47 kV que cuentan con un total de 14 nudos principales y 15 líneas de transmisión aéreas. El diagrama unifilar se muestra en la Figura 3.1.

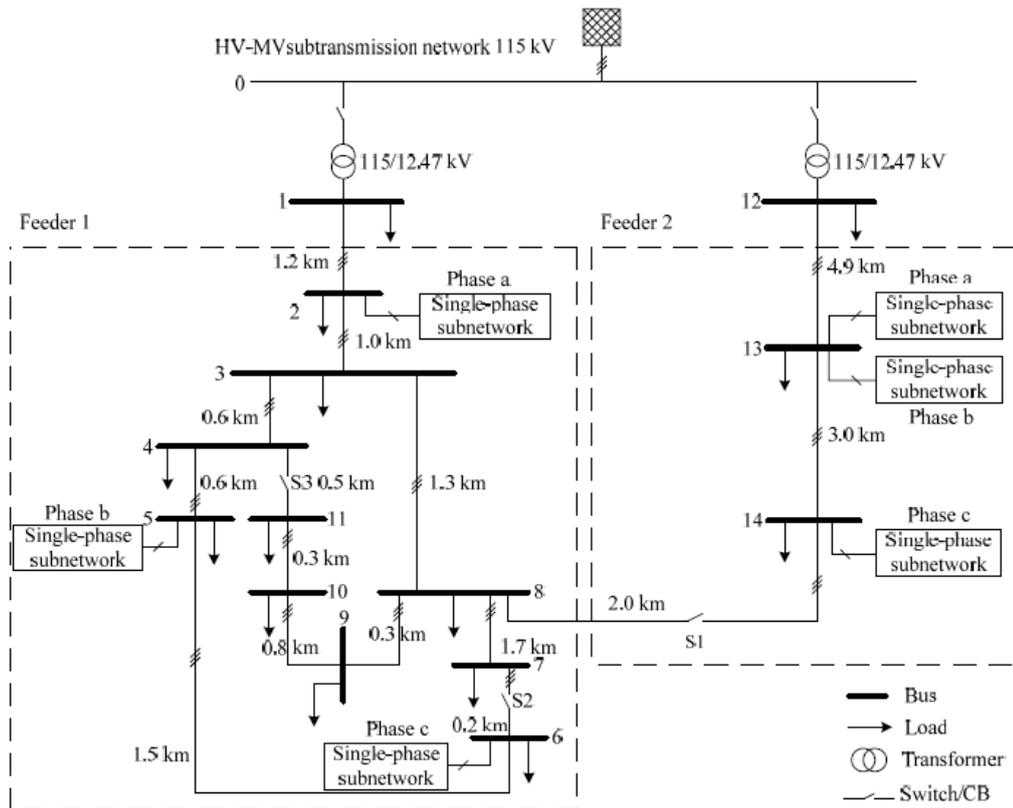


Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema.

Como puede observarse, ambos alimentadores se unen formando una malla. Además de esto se pueden contar dos mallas adicionales formadas en el main feeder 1. Como se comentaba al principio de la sección, la explotación de la red se hará de forma radial. Para lograr la radialidad del sistema se mantendrán abiertas las líneas que interconectan los buses 4-11, 6-7 y 8-14.

También puede verse como de algunos nudos parten laterales monofásicos. Estos laterales se conectan a una sola de las fases de estos nudos y comparten todos la misma topología, mostrada en la Figura 3.2.

Ambos feeders cuentan con un total de 3 laterales laterales monofásicos, cada uno de ellos conectado a una fase distinta. Esto es así para paliar los desequilibrios que estos subsistemas provocan en la red.

3.1.2 Red de subtransporte equivalente

Como se comentaba en la subsección anterior, el sistema parte de una red de subtransporte de tensión nominal 115 kV y potencia de cortocircuito infinita. Esto último implica que se trata de una red ideal, dado que su impedancia Thevenin es nula, como se demuestra en la Ecuación 3.1:

$$Z_{th} = \frac{V^2}{S_{cc}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{\infty} = 0 \Omega \quad (3.1)$$

Esto se traduce en que no se producirán pérdidas de energía en la red de subtransporte.

3.1.3 Transformadores

La red cuenta con dos bancos de transformadores, cada uno de los cuales constituido por tres transformadores monofásicos con cambiadores de tomas.

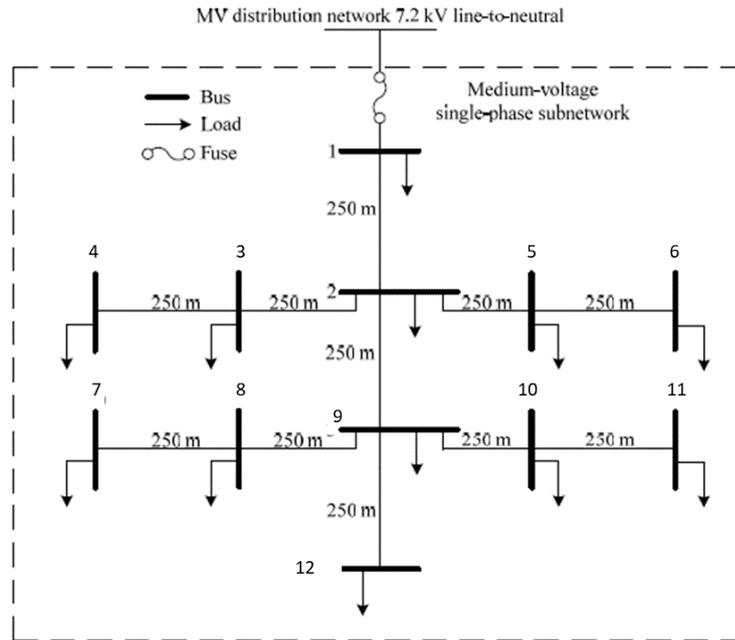


Figura 3.2 Diagrama unifilar de los laterales monofásicos.

Los transformadores pertenecientes a un mismo banco comparten las mismas características, con la única diferencia de la fase a la que se conectan. La Tabla 3.1 muestra estas características. En ella, la primera fila hace referencia a los transformadores monofásicos conectados al primer banco, que alimenta al main feeder 1; mientras que la segunda hace lo propio con el banco que alimenta al main feeder 2.

Tabla 3.1 Características de los bancos de transformadores.

Banco de transformadores	Nudo primario	Nudo secundario	Conexión	V_1 [kV]	V_2 [kV]	Z'_{rr} [Ω]	S_n [MVA]
1	0	1	3-ph Dyn1	115	12,47	$0,010 + 1,24j$	15
2	0	12	3-ph Dyn1	115	12,47	$0,013 + 1,55j$	12

Cada uno de los 6 transformadores cuenta con las siguientes posiciones de tomas de regulación:

- Devanado primario: 5 tomas de regulación en vacío. $\pm 5\%$ en incrementos de 2,5%.
- Devanado secundario: 33 tomas de regulación en carga. $\pm 10\%$ en incrementos de 0,625%.

3.1.4 Líneas

Se pueden distinguir dos tipos de líneas en el sistema dependiendo de si pertenecen a los alimentadores principales o a los laterales monofásicos. En ambos casos las líneas son aéreas. El neutro se reparte desde el devanado secundario de los transformadores hasta todos los nudos, tanto de los main feeders como de los laterales. Todos los conductores, incluyendo el neutro, están hechos de aluminio desnudo.

Para las líneas de los alimentadores principales el tipo de conductor usado es AAC "Tulip" para las fases y AAC "Phlox" para el neutro. En el caso de los laterales monofásicos se emplea ACSR "Sparrow" tanto para la fase como para el neutro.

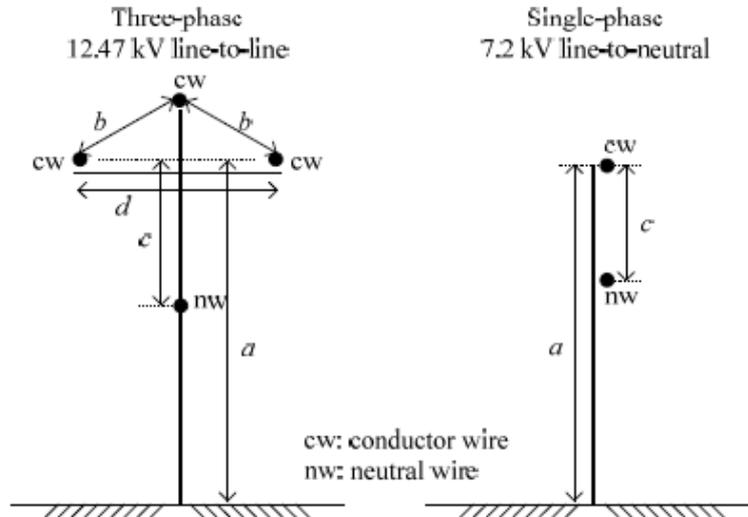


Figura 3.3 Geometría de las líneas. Layout.

Tabla 3.2 Geometría de las líneas. Distancias.

Torre	$a[m]$	$b[m]$	$c[m]$	$d[m]$
Trifásica	13,7	1	2,13	3,05
Monofásica	13,7	N/A	2,13	N/A

La geometría de las líneas se muestra en la Figura 3.3. Esta incluye una serie de distancias cuyos valores se muestran en la Tabla 3.2.

Las características de los conductores se muestran en la Tabla 3.3. A partir de ellas se pueden calcular las matrices de resistencia, reactancia, susceptancia e impedancia.

Tabla 3.3 Características de los conductores.

Tipo	Función	Hilos	Calibre [kcmil/AWG]	d_c [cm]	GMR [cm]	R'_{cc} a 20C [Ω/km]	R'_{ca} a 50C [Ω/km]
AAC "Tulip"	Conductor	19	336,4	1,69	0,64	0,168	0,19
AAC "Plhox"	Neutro	7	3/0	1,18	0,427	0,338	0,38
ACSR "Sparrow"	Conductor y neutro	6/1	2	0,8	0,14	0,832	1,01

Para las líneas trifásicas se obtienen las matrices mostradas a continuación:

$$R = \begin{bmatrix} 0,2492 & 0,0592 & 0,0592 & 0,0592 \\ 0,0592 & 0,2492 & 0,0592 & 0,0592 \\ 0,0592 & 0,0592 & 0,2492 & 0,0592 \\ 0,0592 & 0,0592 & 0,0592 & 0,4392 \end{bmatrix} \Omega/km$$

$$X = \begin{bmatrix} 0,8895 & 0,4713 & 0,4245 & 0,4360 \\ 0,4713 & 0,8895 & 0,4713 & 0,4328 \\ 0,4245 & 0,4713 & 0,8895 & 0,4360 \\ 0,4360 & 0,4328 & 0,4360 & 0,9200 \end{bmatrix} \Omega/km$$

$$B = \begin{bmatrix} 3,1397 & -0,8027 & -0,4255 & -0,5260 \\ -0,8027 & 3,2649 & -0,8027 & -0,4468 \\ -0,4255 & -0,8027 & 3,1397 & -0,5260 \\ -0,5260 & -0,4468 & -0,5260 & 2,9444 \end{bmatrix} \cdot 10^{-6} S/km$$

$$Z = \begin{bmatrix} 0,25 + 0,89j & 0,06 + 0,47j & 0,06 + 0,42j & 0,06 + 0,44j \\ 0,06 + 0,47j & 0,25 + 0,89j & 0,06 + 0,47j & 0,06 + 0,43j \\ 0,06 + 0,42j & 0,06 + 0,47j & 0,25 + 0,89j & 0,06 + 0,44j \\ 0,06 + 0,44j & 0,06 + 0,43j & 0,06 + 0,44j & 0,44 + 0,92j \end{bmatrix} \Omega/km$$

Por su parte, las líneas monofásicas presentan las siguientes matrices:

$$R = \begin{bmatrix} 1,0692 & 0,0592 \\ 0,0592 & 1,0692 \end{bmatrix} \Omega/km$$

$$X = \begin{bmatrix} 1,0041 & 0,4516 \\ 0,4516 & 1,0041 \end{bmatrix} \Omega/km$$

$$B = \begin{bmatrix} 2,5810 & -0,7369 \\ -0,7369 & 2,6313 \end{bmatrix} \cdot 10^{-6} S/km$$

$$Z = \begin{bmatrix} 1,07 + 1,00j & 0,06 + 0,45j \\ 0,06 + 0,45j & 1,07 + 1,00j \end{bmatrix} \Omega/km$$

3.1.5 Cargas

Todas las cargas de la red son monofásicas, esto es, se conectan a una única fase del bus al que pertenecen. Se distinguen dos tipos de carga: residencial y comercial o industrial; cada una de ellas con un perfil diario distinto, mostrado en la Figura 3.4.

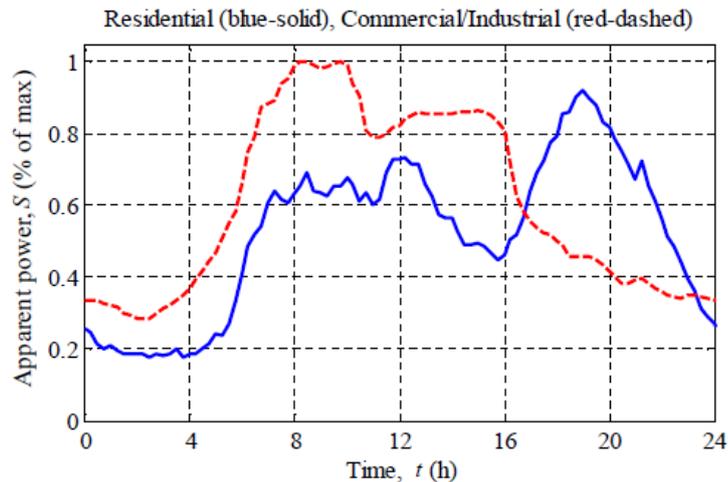


Figura 3.4 Perfiles diarios de consumo.

La Tabla 3.4 muestra los valores de la potencia nominal de las cargas conectadas a los alimentadores principales, mientras que la Tabla 3.5 hace lo propio con los factores de potencia, distinguiendo en ambos casos entre cargas residenciales y comerciales o industriales.

Tabla 3.4 Potencia nominal de las cargas. Main feeders.

Nudo	Potencia aparente, S_N [kVA]					
	Fase a		Fase b		Fase c	
	Residencial	Comercial o industrial	Residencial	Comercial o industrial	Residencial	Comercial o industrial
1	5010	3070	4910	2570	3860	3520
2	100 + Subred	200	50	300	200	300
3	—	80	200	80	50	80
4	200	—	100	—	100	—
5	200	50	Subred	200	—	50
6	50	—	100	—	Subred	—
7	—	100	100	100	—	100
8	100	—	150	—	100	—
9	100	—	150	—	250	—
10	150	—	100	—	250	—
11	50	150	50	150	—	150
12	1060	1260	1060	1260	1060	1260
13	Subred	225	Subred	225	—	225
14	—	90	—	90	Subred	90

Tabla 3.5 Factor de potencia de las cargas. Main feeders.

Nudo	Factor de potencia, fp	
	Residencial	Comercial o industrial
1	0,93	0,87
2	0,95	0,85
3	0,90	0,80
4	0,90	—
5	0,95	0,85
6	0,95	—
7	0,95	0,95

Tabla 3.5 ..continuación.

Nudo	Residencial	Comercial o industrial
8	0,90	0,90
9	0,95	–
10	0,90	–
11	0,95	0,85
12	0,90	0,87
13	0,95	0,85
14	0,90	0,90

Como puede apreciarse, las cargas conectadas a los nudos 1 y 12, nudos cabecera de ambos alimentadores principales, son mucho mayores que el resto. Esto se debe a que se trata de cargas concentradas que modelan otros feeders adicionales que parten de estos nudos.

A continuación, la Tabla 3.6 muestra la potencia nominal y factor de potencia de las cargas conectadas a los nudos de los laterales monofásicos. En este caso todas las cargas son de tipo residencial. Al igual que ocurre con la topología, todos los laterales comparten reparto de potencia nominal y factor de potencia en sus nudos.

Tabla 3.6 Potencia nominal y factor de potencia de las cargas. Laterales monofásicos.

Nudo	Potencia Aparente, S_N [kVA]	Factor de potencia, fp
1	15	0,90
2	15	0,95
3	15	0,90
4	15	0,90
5	10	0,95
6	50	0,95
7	50	0,95
8	10	0,95
9	50	0,95
10	15	0,90
11	10	0,95
12	10	0,95

Con todos estos valores, es posible calcular la energía total demandada en un día:

$$E_{demandada} = \sum_{t=1}^{96} \sum_i c_i(t) \cdot P_c^i(t) + r_i(t) \cdot P_r^i(t) = 451,75 \text{ MWh} \quad (3.2)$$

Donde c_i y r_i representan el nivel de carga en p.u. en cada tramos cuartohorario del día para la carga del nudo i .

De la Tabla 3.6 se pueden extraer varias conclusiones. Por un lado, puede verse como el valor de las cargas nominales difiere de unas fases a otras, lo que constituirá la principal fuente de desequilibrios en la red y se estudiará más adelante en este documento. Por otro, se observa que el main feeder 1 está significativamente cargado, mientras que el main feeder 2 no solo está más descargado sino que, visto desde su nudo de cabecera, está perfectamente equilibrado entre fases. Esto último se aprecia con claridad en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Sumatorio de cargas por fases de los main feeders.

Main Feeder	Fase a [MVA]	Fase b [MVA]	Fase c [MVA]	Total [MVA]
1	9,875	9,575	9,225	28,675
2	2,9	2,9	2,9	8,7

3.2 Descripción de escenarios de carga

Si bien el escenario de carga propuesto por CIGRE en [1] presenta cierto nivel de desequilibrio, este está bastante equilibrado. Con el fin de analizar el impacto de las metodologías a desarrollar en el Capítulo 4 en sistemas con un mayor nivel de desequilibrio se definen dos escenarios adicionales. A continuación se definen los 3 escenarios objeto de análisis en este trabajo:

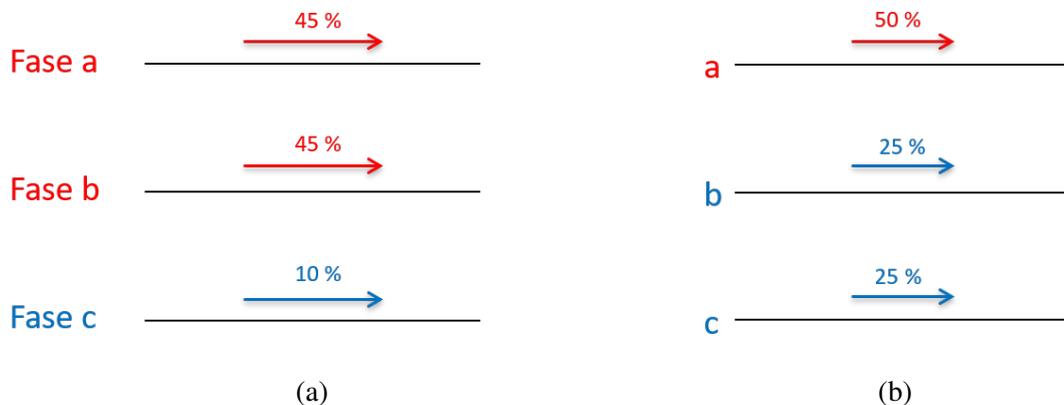


Figura 3.5 Distribución de cargas por fase para los escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b).

- **Escenario original de CIGRE:** Se corresponde con el propuesto por CIGRE en [1], donde las cargas se reparten entre fases como se indica en la Tabla 3.4.
- **Escenario desequilibrado 1:** En este escenario dos fases del sistema están más cargadas que la restante. Con el fin de que sea comparable con el escenario original la carga total de cada nudo se mantiene, modificándose simplemente el reparto de esta entre las fases. Los porcentajes de carga asignados a cada fase se representan en la Figura 3.5(a). Este desequilibrio se introduce únicamente en los nudos del main feeder 1, manteniendo el otro alimentador la carga del escenario original, así como los laterales monofásicos de ambos alimentadores.

- **Escenario desequilibrado 2:** En esta ocasión una de las fases está más cargada que las otras dos, como se observa en la Figura 3.5(b). A este escenario se aplican las mismas consideraciones en su diseño que al anterior: misma carga total y modificación únicamente del reparto de cargas por fase del main feeder 1.

Para los tres escenarios descritos se aplican las curvas diarias de carga mostradas previamente en la Figura 3.4.

4 Resultados y Análisis

En este capítulo se describen las metodologías implementadas para cuantificar los beneficios de las tecnologías descritas en el Capítulo 2 aplicadas a la red descrita en el Capítulo 3, analizando además los resultados obtenidos. Previamente se definirán una serie de variables de interés y se simulará el caso base para los tres escenarios definidos en la Sección 3.2.

Todos los casos se simularán para un día completo en tramos de un cuarto de hora (96 simulaciones por caso).

4.1 Definición de variables de interés

Con objeto de llevar a cabo un análisis cuantitativo de los beneficios que se obtienen de la implementación de las diversas metodologías a desarrollar, conviene definir una serie de variables de interés:

- Pérdidas de potencia activa: Corresponde a las pérdidas que se producen en las líneas y transformadores de la red. Las primeras se deben al efecto Joule (Ecuación 2.2), mientras que las segundas se producen en el cobre (efecto Joule) y en el hierro (pérdidas de magnetización y por histéresis). En ambos casos dependen de la carga que asuma el sistema en cada instante, por lo que sus valores varían a lo largo del día.
- Pérdidas diarias de energía activa: Éstas se calculan a través de un sumatorio de pérdidas instantáneas para los 96 escenarios cuartohorarios que se simulan para un día.

$$E_{perdidas} = \sum_{t=1}^{96} P_{perdidas}(t) \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

- Perfil de tensiones: Es de gran interés analizar el valor de las tensiones del sistema no solo en su evolución diaria sino en relación a la distancia desde la cabecera hasta nudos terminales, donde se producirá la mayor caída. Los valores que se mostrarán en el presente capítulo consistirán en tensiones fase-neutro.
- Ratio de desequilibrio de tensiones (Voltage Unbalance Rate (VUR)): Este índice se utiliza para medir el nivel de desequilibrio en las tensiones del sistema. Se aplica de forma individual a cada nudo y mide la desviación de las tensiones de las tres fases con respecto a la media, siguiendo la siguiente expresión:

$$VUR = \frac{Max\{|V_a - V_m|, |V_b - V_m|, |V_c - V_m|\}}{V_m} \quad (4.2)$$

Donde la tensión media se calcula como sigue:

$$V_m = \frac{1}{3} \cdot (V_a + V_b + V_c) \quad (4.3)$$

- Intensidades de neutro: Constituye una variable adicional para la medida de los desequilibrios del sistema, en este caso para las intensidades. La intensidad de neutro será distinta de cero siempre y cuando la carga a alimentar no esté perfectamente equilibrada entre fases.

4.2 Caso base

En esta sección se presentarán los resultados de la simulación de los tres escenarios de carga definidos en la Capítulo 3. Esto servirá para conocer el estado de la red antes de implementar metodología alguna y usarlo de referencia para cuantificar los beneficios de la aplicación de estas. Las simulaciones consistirán en la ejecución de flujos de carga en intervalos de 15 minutos para un día completo, lo que hace un total de 96 simulaciones para cada escenario presentado. En todos los casos de esta sección las tomas de los transformadores se fijan en 1 p.u.

De forma general para esta y las siguientes secciones se presentará la evolución de ciertas variables de interés a lo largo del día, además de otros valores puntuales como las pérdidas de energía para un día completo.

4.2.1 Escenario original propuesto por CIGRE

Se trata del escenario definido por CIGRE en [1]. En primer lugar se mostrará la evolución del flujo de potencia que atraviesa cada banco de transformadores en la Figura 4.1. Se observa que el banco de transformadores 1 está significativamente más cargado que su homólogo, como podía deducirse de los valores de la Tabla 3.7. En esta misma figura se pueden apreciar dos instantes pico debido al comportamiento dispar de las cargas residenciales y comerciales.

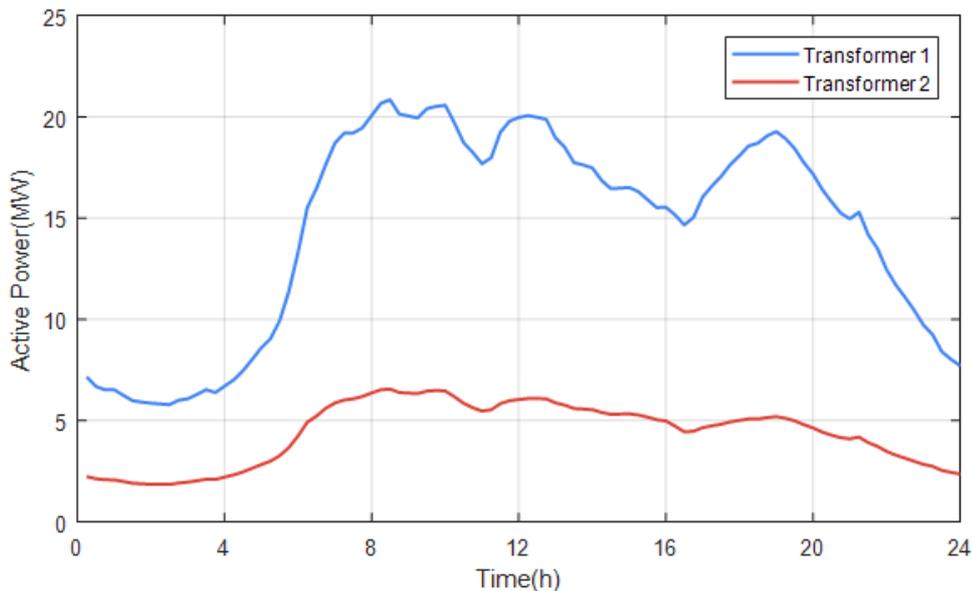


Figura 4.1 Caso base. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los bancos de transformadores.

Seguidamente, la Figura 4.2 muestra la evolución diaria de los valores máximos, medios y mínimos de las tensiones para todo el sistema, expresados en p.u. en base a la tensión nominal de la

red (12,47 kV). Como se puede ver las mayores caídas de tensión se dan entre las 7:00 y las 14:00 y en torno a las 19:00. El primer tramo se debe al pico de demanda de tipo comercial mientras que el segundo es provocado por la demanda residencial. Los valores mínimos de tensión se mantienen por debajo de $0,9 p.u.$ durante la mayor parte del día, llegando a rozar valores de $0,85 p.u.$ en algunos instantes.

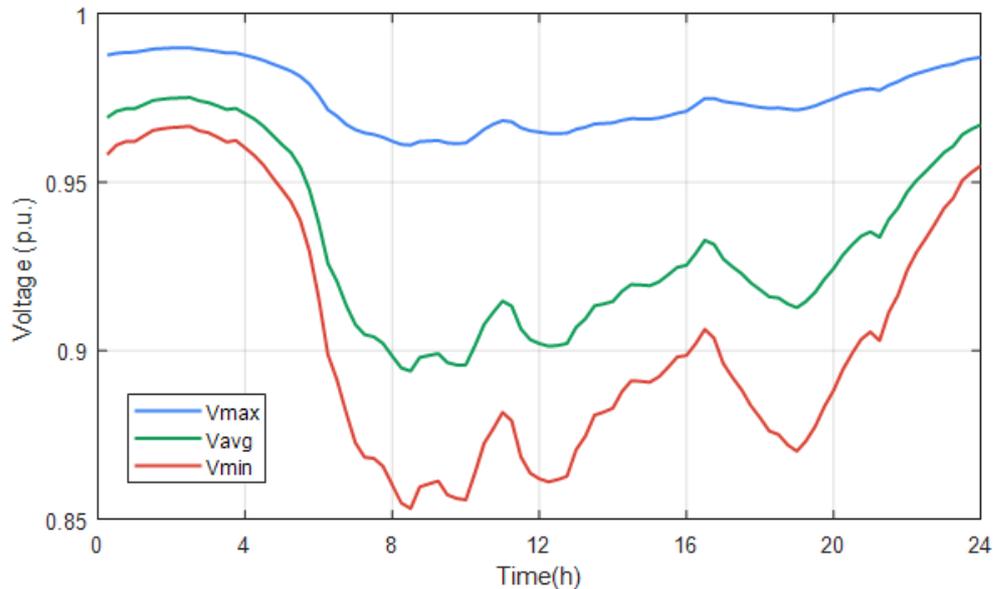


Figura 4.2 Caso base. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas.

Centrando la atención en un nudo terminal concreto para ver la evolución diaria de la tensión en el mismo obtenemos el gráfico mostrado en la Figura 4.3.

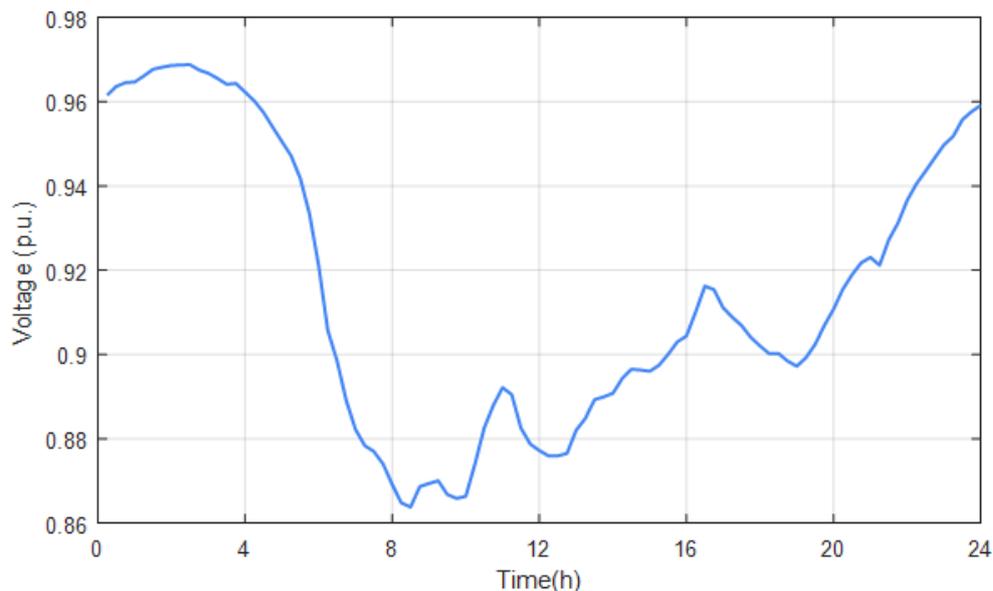


Figura 4.3 Caso base. Escenario original CIGRE. Evolución de la tensión para nudo terminal.

El nudo escogido se trata del bus 11 del lateral monofásico conectado a la fase b del bus 5 de la red principal. Esta elección se debe a que en este punto se producen las mayores caídas de tensión para todo el sistema. Al tratarse de una carga de tipo de residencial solo se aprecia el primero de los

picos de caída comentados anteriormente.

A continuación, la Figura 4.4 muestra el perfil de tensiones para el bus terminal señalado anteriormente. Este consiste en comparar los valores máximos, medios y mínimos de las tensiones (registradas en un día completo) con la distancia donde se producen con respecto a la cabecera. Se ha añadido un valor a la izquierda (a -1 km) para representar la caída de tensión que se produce en el transformador debida a las impedancias de cortocircuito de los devanados primario y secundario.

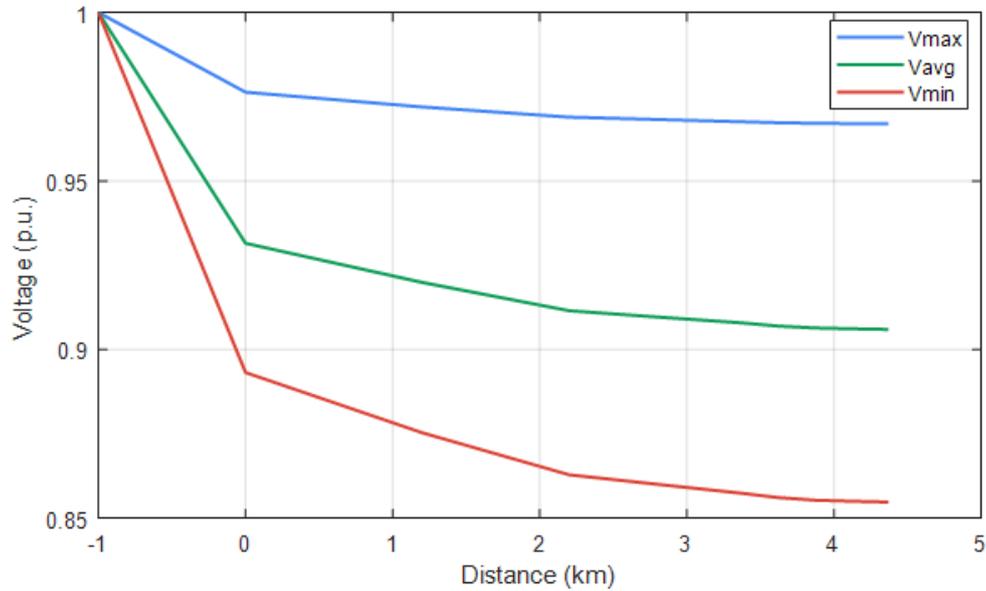


Figura 4.4 Caso base. Escenario original CIGRE. Perfil de tensiones para nudo terminal.

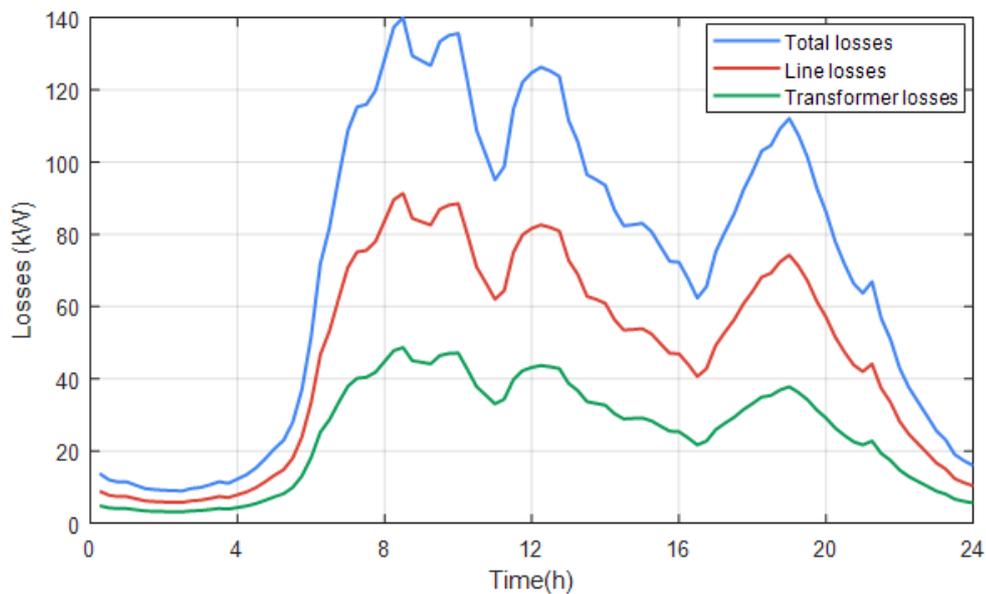


Figura 4.5 Caso base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

En lo referente a las pérdidas de potencia activa, la evolución diaria de las mismas se presenta en la Figura 4.5, mostrándose de forma separada las pérdidas que se producen en las líneas de transmisión y en los transformadores. Dado que todos los nudos del sistema están puestos a tierra rígidamente, no tienen lugar pérdidas en las puestas a tierra.

El mayor pico de pérdidas se produce a las 8:30 cuando se registran 140 kW de pérdidas totales,

de las cuales 91,5 kW se producen en los transformadores. En este instante, las pérdidas representan el 0,5 % del total de la potencia demandada. Este bajo porcentaje se debe a la distribución de las cargas a lo largo del sistema. Como se puede ver en la Tabla 3.4 la mayor parte de la carga total se consume en los nudos de cabecera (1 y 12), donde el flujo de potencia no recorre distancia eléctrica alguna (salvo por los transformadores).

Centrando la atención en las pérdidas que se producen en los bancos de transformadores, se puede observar en la Figura 4.6 que estas difieren considerablemente de uno a otro. Esto es debido a que el primer banco alimenta una carga muy superior a su homólogo.

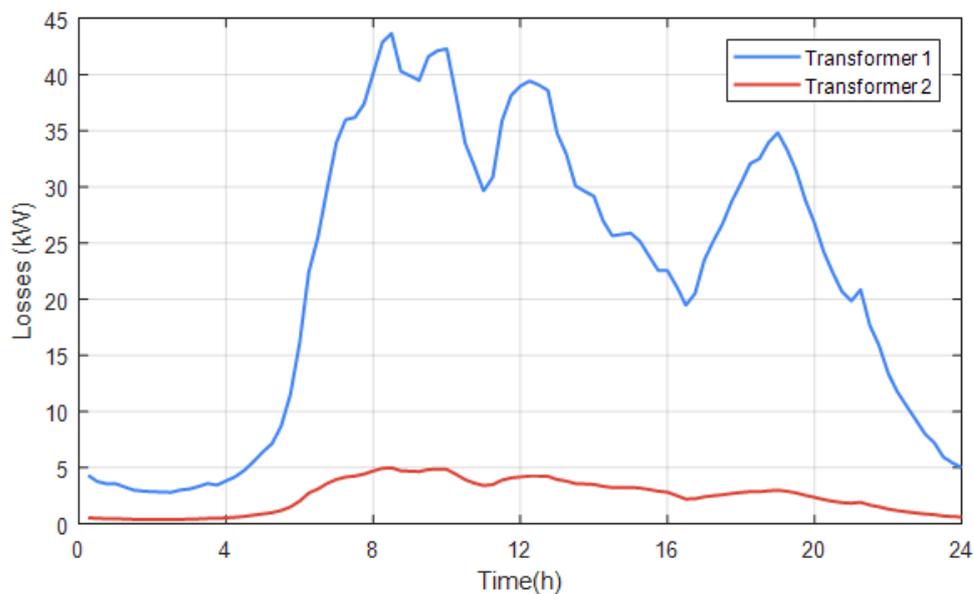


Figura 4.6 Caso Base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa en los transformadores.

En la Tabla 4.1 se muestra un resumen de las pérdidas diarias de energía. En términos de energía, las pérdidas representan apenas un 0,38 % del total de energía suministrada.

Tabla 4.1 Caso base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de energía activa.

	Pérdidas [kWh]
Total	1706,5
Líneas	1115,5
Transformadores	591,1

Resulta de especial interés estudiar los desequilibrios que se producen en el sistema, así como las fuentes de los mismos. La asimetría de las matrices de impedancia de las líneas, la distribución por fases de las cargas a lo largo de la red y la presencia de laterales monofásicos explican la presencia de desequilibrios en la red.

Éstos efectos pueden verse reflejados en múltiples variables del sistema, como el flujo de potencia activa que circula por cada uno de los transformadores monofásicos que componen los dos bancos de transformadores. A partir de la Figura 4.7 se puede llegar a una serie de conclusiones. Para el primer banco de transformadores, se puede apreciar que existen diferencias entre los flujos de potencia de cada transformador que se acrecentan con la demanda. Puede también observarse un mayor desajuste coincidiendo con el pico de demanda de las cargas de tipo residencial, debido a que estas constituyen la demanda de los laterales monofásicos. En cuanto al segundo banco de

transformadores, su gráfica refleja lo ya comentado en la Subsección 3.1.5 y es que la suma total de las cargas del main feeder 2 está perfectamente equilibrada entre fases.

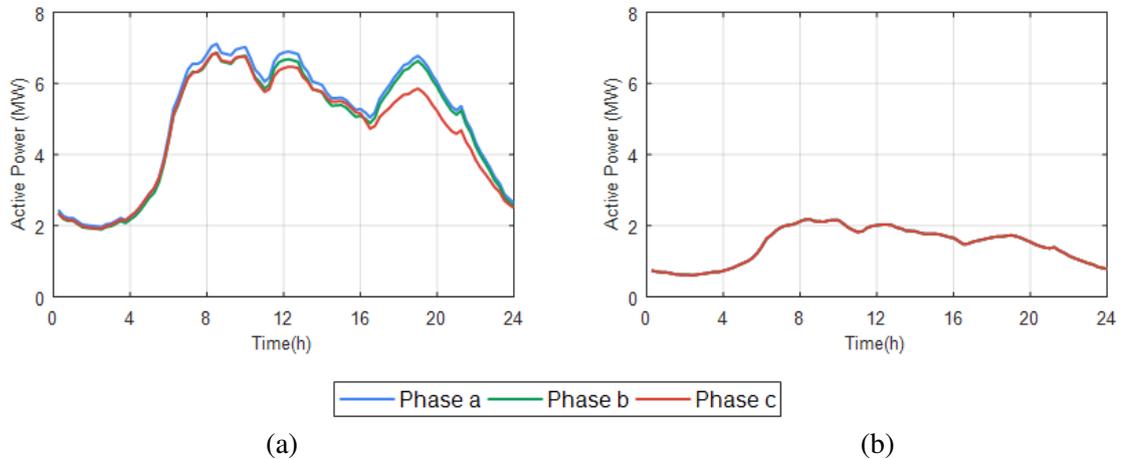


Figura 4.7 Caso base. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los transformadores monofásicos. Banco de transformadores 1 (a) y 2 (b).

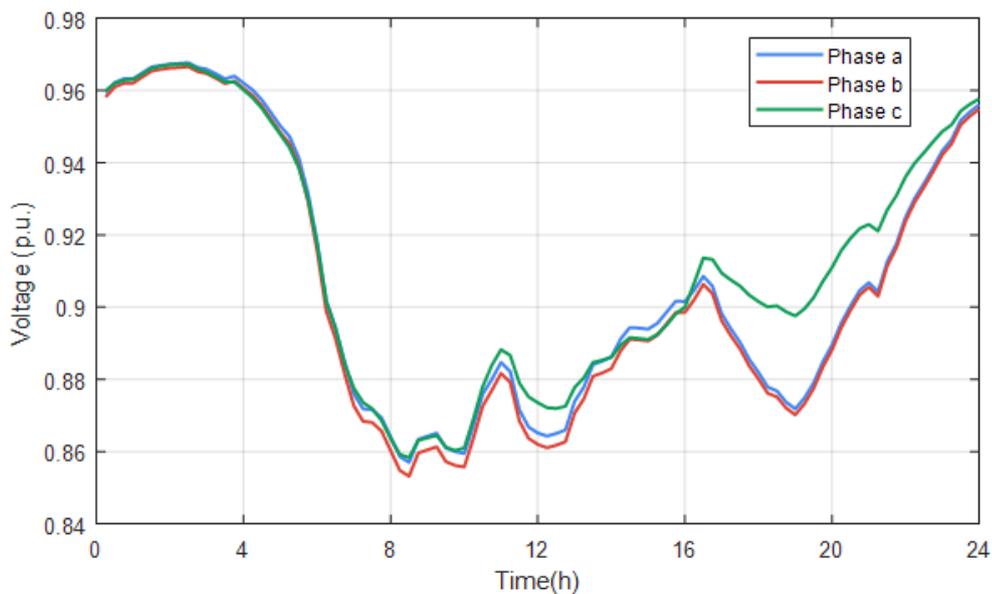


Figura 4.8 Caso base. Escenario original CIGRE. Tensiones de bus perteneciente al main feeder 1.

Centrando la atención en las tensiones de un nudo concreto del main feeder 1, se puede apreciar con mayor claridad el efecto de las distintas fuentes de desequilibrio. Para ello, la Figura 4.8 muestra las tensiones del bus 11. En ella se puede ver como las diferencias entre las tensiones se hacen mayores con la caída de tensión. Esto se debe a que en las horas de mayor demanda circula un mayor flujo de potencia por las líneas de transmisión, lo que implica una mayor caída de tensión; y dado que las matrices de impedancia de las mismas son asimétricas, esto se traduce en un mayor desequilibrio entre las caídas de tensión de unas fases y otras. Nuevamente se aprecia un mayor desequilibrio coincidiendo con el pico de demanda residencial por el motivo comentado anteriormente.

Haciendo uso de las variables definidas en la Sección 4.1 se puede realizar un análisis más cuantitativo de los desequilibrios del sistema. En primer lugar, en la Figura 4.9 se representa la evolución de los valores máximos, medios y mínimos del VUR que se registran a lo largo de toda la

red. Puede observarse un comportamiento similar al descrito anteriormente, con un desequilibrio creciente con el nivel de carga del sistema y un mayor pico introducido por la curva de carga de tipo residencial. Puede apreciarse que el valor mínimo es siempre cero. Este valor se registra en el bus 12, nudo cabecera del main feeder 2, desde el cual la red aguas abajo se ve perfectamente equilibrada entre fases, lo que se traduce en un VUR nulo.

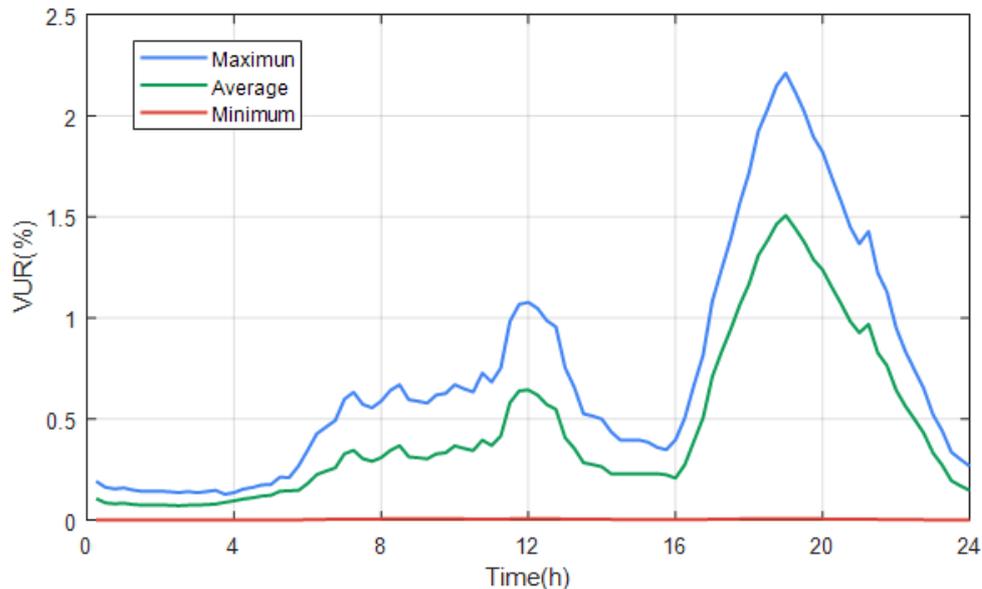


Figura 4.9 Caso base. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo.

Por último, la Figura 4.10 muestra la evolución de los valores máximos, medios y mínimos de las corrientes que circulan por el neutro de las líneas de transmisión de la red. En este caso se ha excluido del análisis las líneas del main feeder 2 con el fin de mostrar los valores mínimos de esta variable para el main feeder 1. Esta decisión se mantendrá para el resto de casos en los que se muestre este tipo de gráfica a lo largo del capítulo.

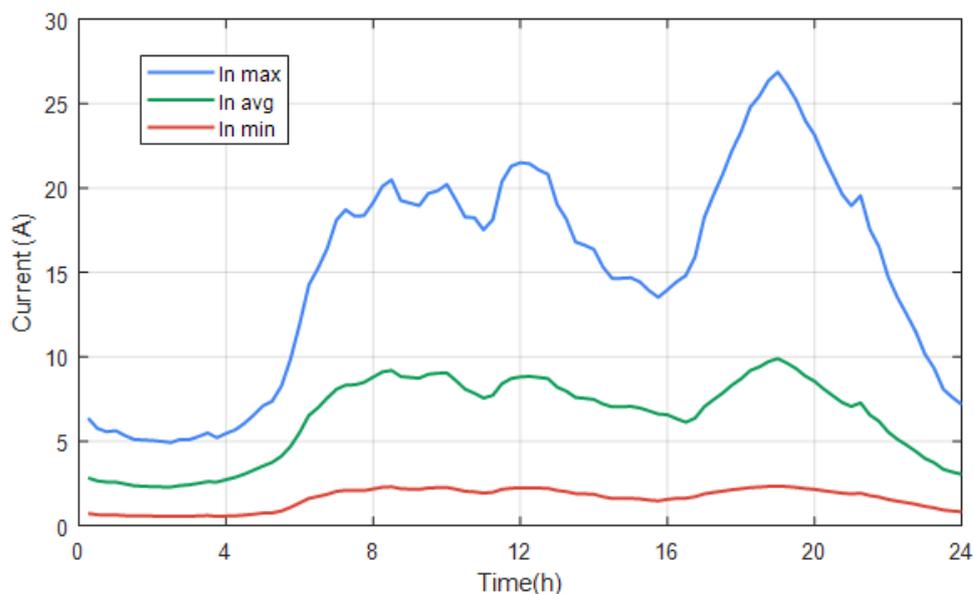


Figura 4.10 Caso base. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

4.2.2 Escenarios desequilibrados

En esta subsección se analizarán los dos escenarios adicionales definidos en la Sección 3.2. En el primero, las fases a y b asumen la práctica totalidad de la carga mientras que la c permanece significativamente descargada. En el segundo la fase a asume el 50% de la carga dejando el resto a las fases b y c. Esto se aprecia con claridad en la Figura 3.5. Una de las consecuencias de esta distribución que se aprecia con mayor claridad es el flujo de potencia por los transformadores monofásicos. La Figura 4.11 muestra esta magnitud para el banco de transformadores 1 en ambos escenarios, ya que la redistribución de cargas por fase solo se aplica al main feeder 1.

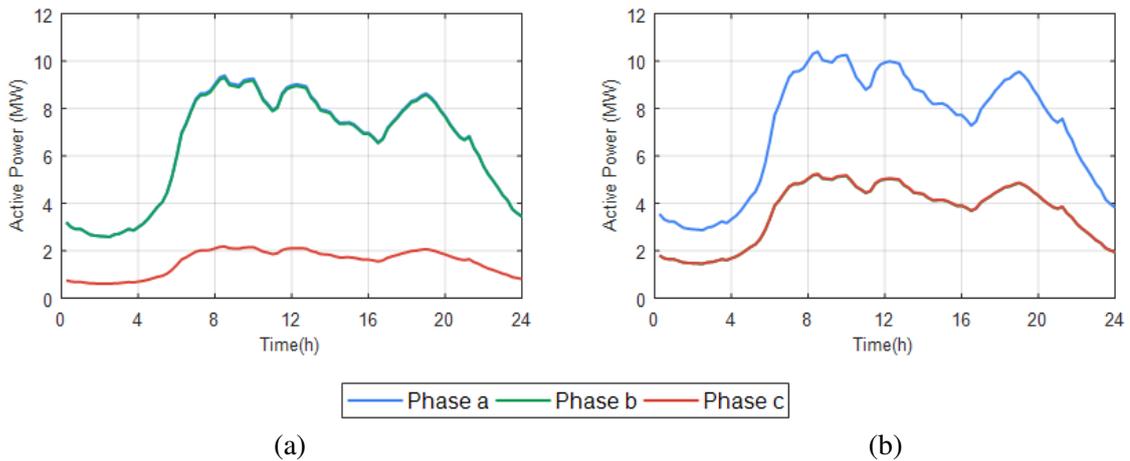


Figura 4.11 Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Flujo de potencia activa por los transformadores monofásicos pertenecientes al banco 1.

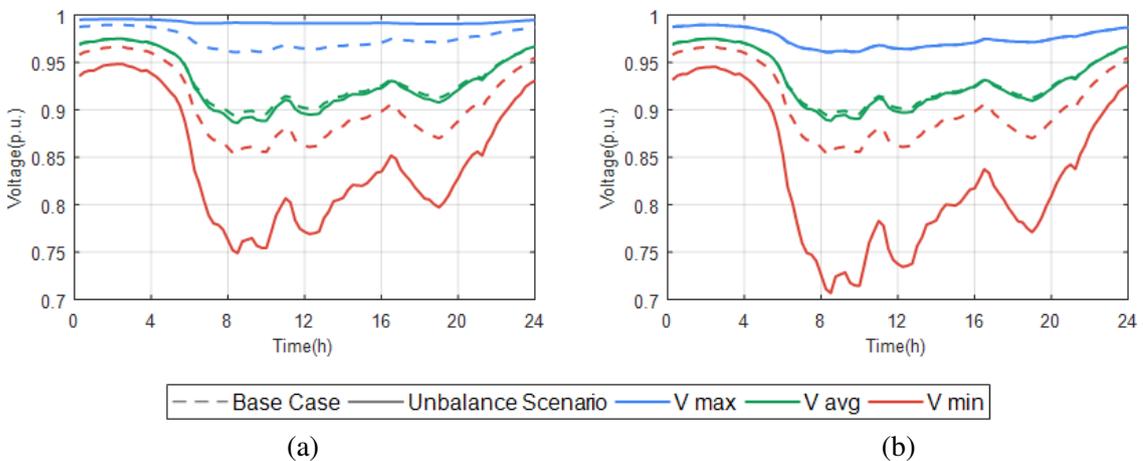


Figura 4.12 Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tensiones máximas, medias y mínimas.

La Figura 4.12 muestra la evolución diaria de los valores máximos, medios y mínimos de las tensiones de los escenarios desequilibrados en comparación con los del escenario original (línea discontinua). En ambos casos se puede observar por un lado una mayor caída en los valores mínimos, debido a que ciertas fases ahora asumen una mayor carga; y por otro un aumento en los valores máximos al existir fases más descargadas. En el primer escenario desequilibrado se aprecian valores máximos más altos dado que la fase c asume apenas un 10% de la carga total mientras que en el segundo escenario los valores mínimos, correspondientes a la fase a que asumen el 50% de la

demanda total, son aún más drásticos. Por su parte, la tensión media permanece aproximadamente constante debido a que la suma total de la potencia demandada permanece constante.

En cuando a las pérdidas de potencia activa, los desequilibrios introducidos en el sistema provocarán un aumento de las mismas tanto en las líneas como en los transformadores, como ya se indicó en la Sección 2.3. Este efecto se ve reflejado en la Figura 4.13, donde se aprecia un mayor incremento de las pérdidas en el escenario desequilibrado 1. Esto se debe a que este escenario tiene un nivel de desequilibrio mayor al escenario desequilibrado 2. La Tabla 4.2 muestra las pérdidas en términos energéticos para los tres escenarios de carga estudiados. En términos porcentuales, el escenario desequilibrado 1 incurre en un incremento del 36,5% con respecto al escenario original, mientras que el escenario desequilibrado 2 alcanza un 23,2%.

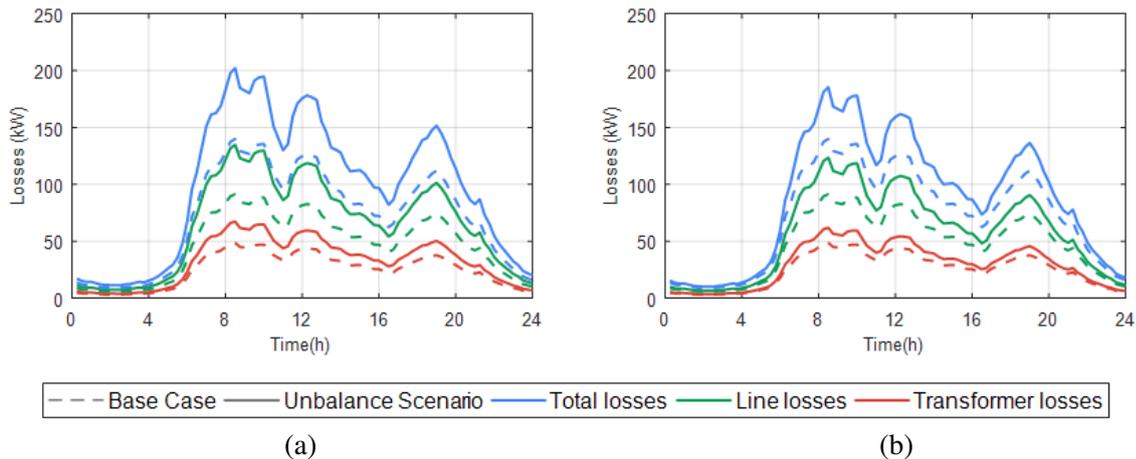


Figura 4.13 Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa.

Tabla 4.2 Caso base. Pérdidas de energía activa para los tres escenarios de carga.

	Pérdidas [kWh]		
	Original	Desequilibrado 1	Desequilibrado 2
Total	1706,5	2330,1	2102,4
Líneas	1115,5	1546,3	1388,1
Transformadores	591,1	783,8	714,2

Resulta de particular interés el efecto que la redistribución de cargas causa sobre el VUR y las intensidades de neutro, ya que estas sirven de medida directa del nivel de desequilibrio del sistema. A este fin, la Figura 4.14 muestra la evolución de los valores máximos, medios y mínimos del VUR en comparación con el escenario original, mientras que la Figura 4.14 hace lo propio con las intensidades de neutro. En ambos casos se observa un gran aumento en todos los términos, a excepción de los valores mínimos del VUR, ya que estos siguen registrando las tensiones del bus de cabecera del main feeder 2, que se mantiene perfectamente equilibrado al no verse afectado por la redistribución de cargas. Se aprecia también un cambio en la forma de las curvas descritas a lo largo del día, debido a que, si bien antes las cargas residenciales introducían un mayor desequilibrio en el sistema, ahora ambos tipos de carga están igualmente desequilibrados en su distribución por fases.

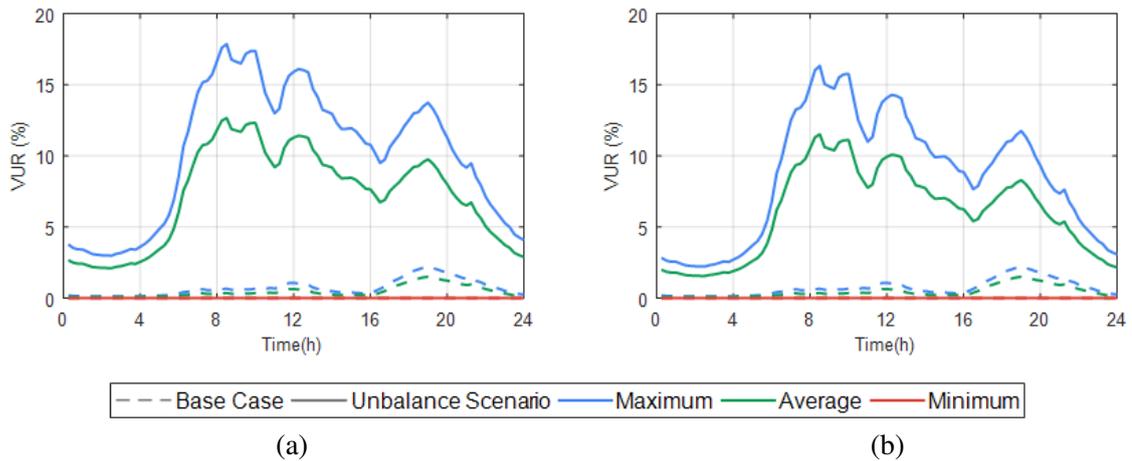


Figura 4.14 Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo.

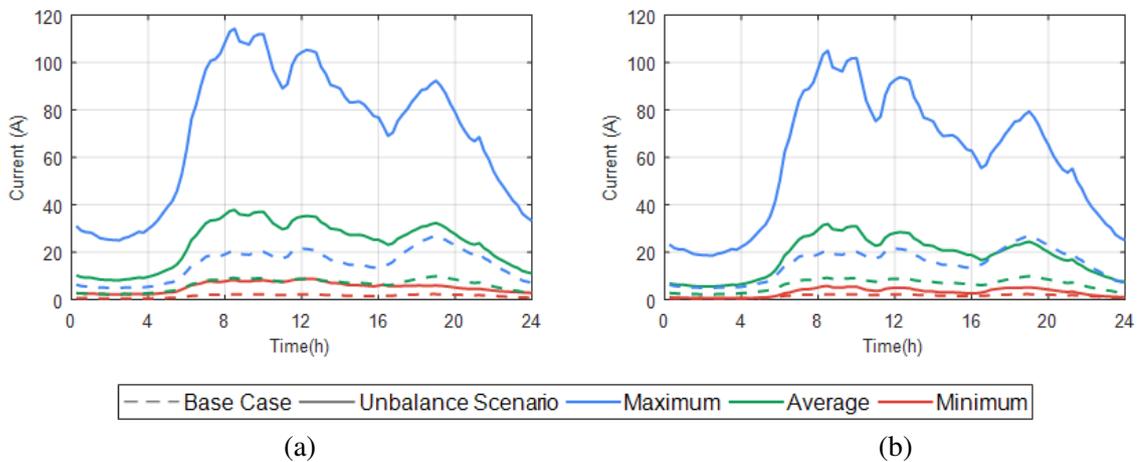


Figura 4.15 Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

4.3 Reconfiguración de red

La primera metodología a desarrollar en este estudio se centrará en la reconfiguración del sistema con objeto de lograr aquella que reduzca al mínimo las pérdidas. La red objeto de estudio posee una estructura mallada, si bien se explota de forma radial a través de la apertura de una serie de interruptores. La configuración inicial de la red propuesta por CIGRE se muestra en la Figura 4.16, donde se han resaltado en rojo las líneas que se mantienen abiertas.

El objetivo de esta metodología será el de encontrar otra configuración que conlleve un sistema con menores pérdidas. Como se indicaba en la Sección 2.2 este problema es de una complejidad tal que requiere de alguna heurística para hallar una solución. La metodología propuesta está basada en el algoritmo diseñado por Gomes, Carneiro y Pereira en [4], introduciendo una serie de modificaciones que se detallarán a continuación.

El algoritmo comienza con la red completamente mallada, esto es, con todas sus líneas cerradas; y comprende de dos etapas:

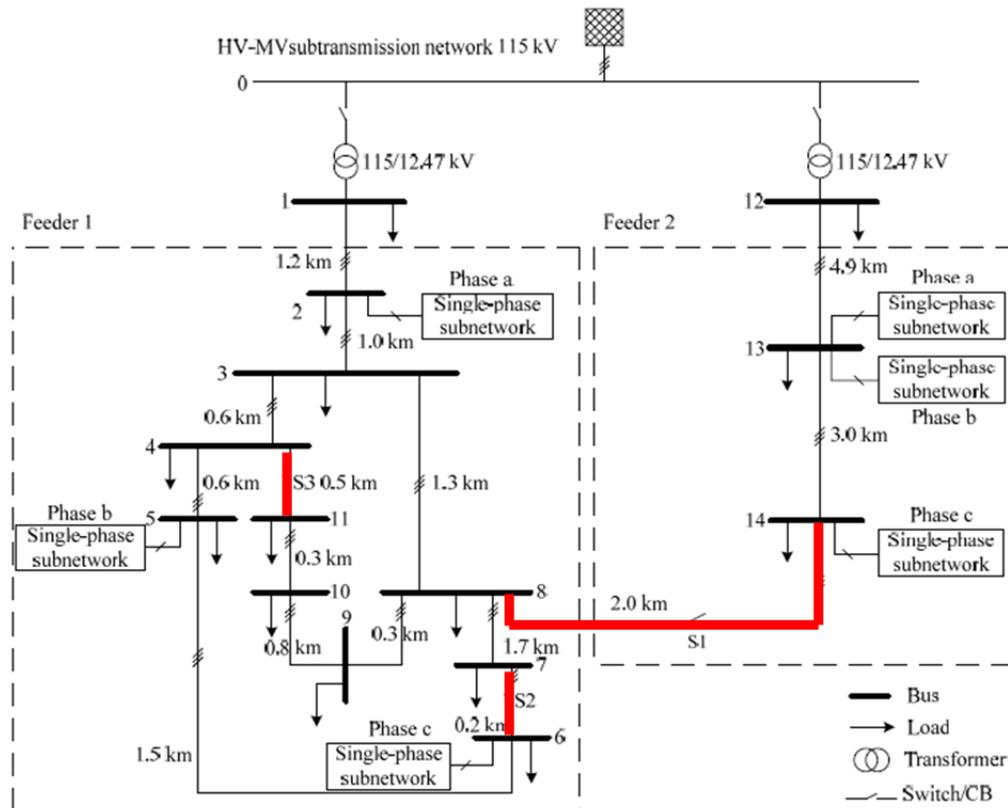


Figura 4.16 Configuración inicial de la red.

- Fase 1: En esta fase se alcanzará una configuración subóptima inicial.
 - Paso 1: Abrir una línea a través de sus interruptores de apertura y simular el sistema para un día completo con objeto de calcular las pérdidas totales diarias de energía activa.
 - Paso 2: Seleccionar la línea cuya apertura conlleve un sistema con menores pérdidas diarias de energía y dejarla abierta.
 - Paso 3: Seleccionar dos líneas adyacentes a la escogida en el paso 2 y "apuntarlas" para la fase 2. Las líneas seleccionadas serán aquellas cuya apertura conlleve a un sistema con menores pérdidas de entre las adyacentes a la anterior; escogiendo siempre una aguasarriba y otra aguasabajo de la misma.
 - Repetir el proceso hasta lograr la configuración radial del sistema. Debe cumplirse siempre la conectividad del sistema, por tanto se descartarán siempre las líneas cuya apertura provoque el aislamiento de nudos de la red.
- Fase 2: Comienza con la configuración subóptima alcanzada en la fase anterior.
 - Paso 1: Cerrar una línea de las seleccionadas en la fase 1.
 - Paso 2: Abrir una de las líneas adyacentes a la anterior apuntadas en el paso 3 de la fase 1. Simular el sistema para un día completo y evaluar las pérdidas de energía totales. Repetir el proceso para todas las líneas adyacentes previamente seleccionadas
 - Paso 3: Si en algún caso se logra una configuración con menores pérdidas, dejar la línea en cuestión abierta y cerrar su vecina (la escogida en el paso 2 de la fase 1).
 - Repetir el proceso para todas las líneas seleccionadas en la fase 1.

La principal diferencia entre la metodología descrita y la propuesta en [4] radica en la forma de estimar las pérdidas. Mientras que en la formulación original se emplean las pérdidas de potencia

activa instantánea, en esta ocasión se hace uso de las pérdidas de energía diaria totales con objeto de tener en cuenta la variación del escenario de carga a lo largo del día.

La configuración óptima a la que se llega tras aplicar este algoritmo se muestra en la Figura 4.16. En ella se ve que ésta apenas se aleja de la configuración inicial, dado que simplemente se ha aplicado una modificación: cerrar la línea 4-11 y en su lugar abrir la que conecta los nudos 9 y 10.

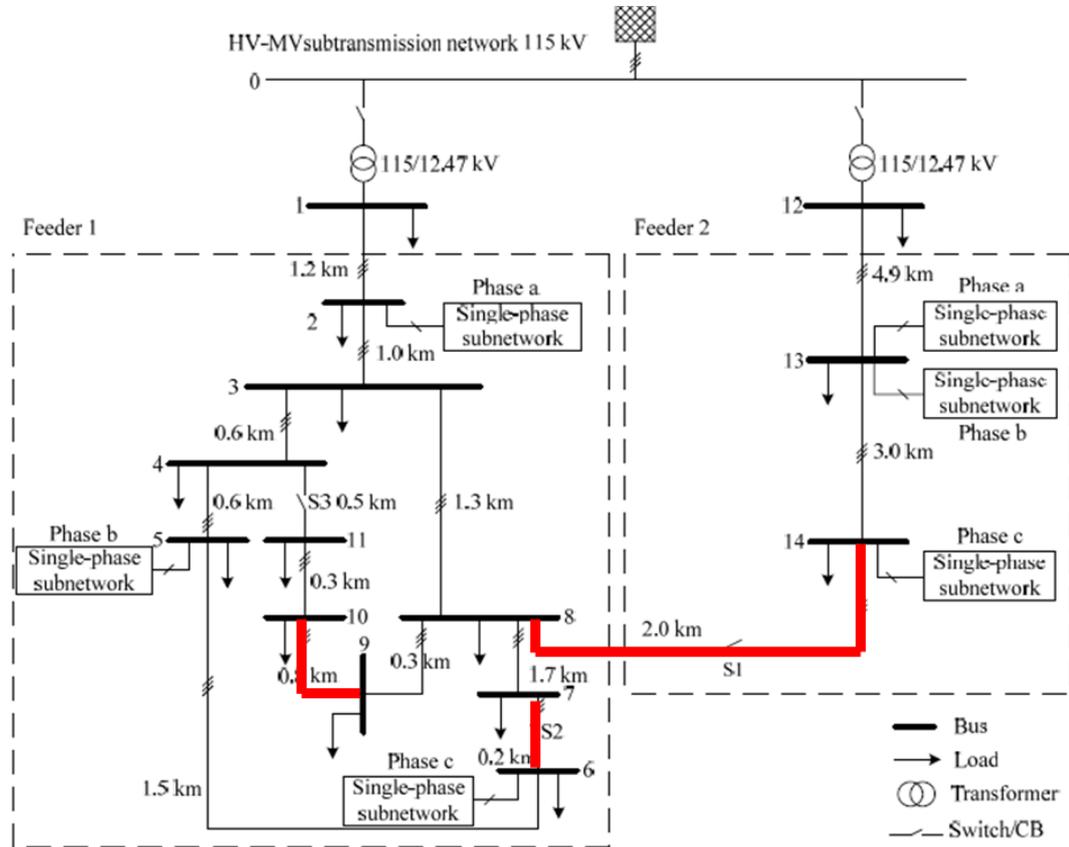


Figura 4.17 Configuración óptima de la red.

Dado que la configuración del sistema apenas se ve afectado por la aplicación de esta metodología, las pérdidas mostrarán una reducción relativamente escasa. Las pérdidas de energía se reducen en un total de $41,68 \text{ kWh}$ para un día completo, lo que representa un decremento del $2,44\%$ con respecto a las pérdidas del escenario original. La evolución diaria de las pérdidas en términos de potencia activa se muestra en la Figura 4.18, comparándolas con las del escenario original (en línea discontinua).

Como se indicaba en la Subsección 3.1.5 las cargas conectadas a los nudos 1 y 12 no son sino cargas concentradas que modelan alimentadores adicionales cuya topología no se muestra en el diagrama unifilar. Al no conocer la configuración de estos feeders no es posible aplicarles la metodología desarrollada en esta sección. Sin embargo, asumiendo una relación lineal entre el total de carga que alimenta un feeder y la reducción que se obtiene al reconfigurarlo de forma óptima, se puede estimar una reducción total de energía de $166,72 \text{ kWh}$ ($9,76\%$) en caso de aplicar el algoritmo a la red completa, incluyendo estos feeders adicionales.

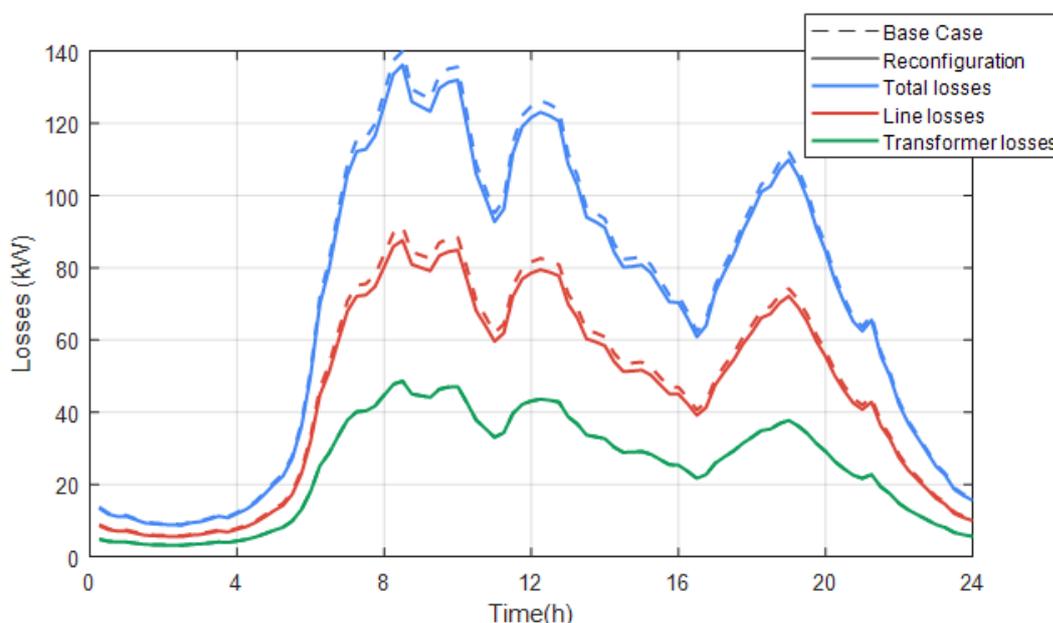


Figura 4.18 Reconfiguración de red. Pérdidas de potencia activa.

4.4 Control de tensiones - Transformadores con cambiador de tomas en carga (OLTC)

En esta y las siguientes dos secciones se tratarán distintas metodologías cuyo principio se basa en el control de tensiones del sistema. Estas técnicas logran reducir las pérdidas del sistema, como se señaló en la Sección 2.1.

La primera de estas metodologías centra la atención en los transformadores con OLTC y consiste en operar de forma óptima las tomas con las que cuentan dichos transformadores monofásicos. Cada uno de los seis transformadores monofásicos de los que dispone el sistema cuenta con la siguiente serie de tomas de regulación, como ya se indicó en la Subsección 3.1.3:

- Devanado primario: 5 tomas de regulación en vacío. $\pm 5\%$ en incrementos de $2,5\%$.
- Devanado secundario: 33 tomas de regulación en carga. $\pm 10\%$ en incrementos de $0,625\%$.

Considerando la operación independiente de las tomas de los seis transformadores, existen un total de 228 posiciones de tomas, 38 para cada transformador monofásico. Esta consideración implica que el efecto que la posición de las tomas ejerzan en el sistema podrá diferir de una fase a otra, siendo capaz de contribuir en la mitigación de equilibrios en el sistema. Por esto resulta de interés aplicar esta metodología no solo al escenario original propuesto por CIGRE, sino a los escenarios desequilibrados definidos adicionalmente.

Se han tenido en cuenta unos límites máximo y mínimo de las tensiones en la operación de las tomas. Así, se ha establecido en $1,06 p.u.$ el límite superior y en $0,91 p.u.$ el inferior.

La metodología a desarrollar para hallar la operación óptima de las tomas de regulación consistirá en aplicar un algoritmo de fuerza bruta. Esto consiste en probar todas las combinaciones posibles entre las tomas para encontrar aquella que minimice las pérdidas del sistema y mantenga las tensiones mínimas y máximas de toda la red dentro de los límites fijados. Sin embargo, habrá de tenerse en cuenta la naturaleza de las tomas de ambos devanados. Mientras que las tomas del primario de los transformadores son tomas en vacío, esto es, no pueden variar su posición mientras el transformador esté en funcionamiento; las del secundario sí que pueden cambiar su posición a lo largo del día con la red en carga.

Por lo anterior, el primer paso en la aplicación de esta metodología consistirá en encontrar la posición óptima de las tomas de los devanados primarios para un día completo, fijando para ello las tomas de los devanados secundarios. En este sentido, la toma óptima para el devanado primario resultará ser la más baja, esto es, la que fija la tensión más alta posible en el nudo secundario. Esto es debido a que de esta forma circula una menor intensidad por el transformador y por tanto se producen menores pérdidas en el mismo.

Una vez fijadas las posiciones de las tomas de los devanados primarios, se realizan las simulaciones para todas las combinaciones posibles de tomas secundarias hasta hallar aquella que minimice las pérdidas al mismo tiempo que respeta los límites de tensión impuestos.

Cabe señalar que, como se indicaba en la Sección 2.1, dado un modelo de cargas de potencia constante, la tensión que minimice las pérdidas será aquella que se acerque lo máximo posible al límite superior sin sobrepasarlo. Esta tensión se producirá en los nudos más cercanos a la cabecera de ambos alimentadores, mientras que los nudos más alejados serán los susceptibles de caer en el límite inferior de tensión.

Las siguientes subsecciones muestran los resultados de la aplicación del algoritmo descrito para los tres escenarios de carga definidos.

4.4.1 Escenario original propuesto por CIGRE

En primer lugar se mostrará en la Figura 4.19 y Figura 4.20 la evolución de la posición de las tomas secundarias para los seis transformadores monofásicos. La toma fijada para los devanados primarios no se muestra ya que, como se señalaba anteriormente, esta es fija para el día completo y coincide con la posición más baja (0,95 *p.u.*).

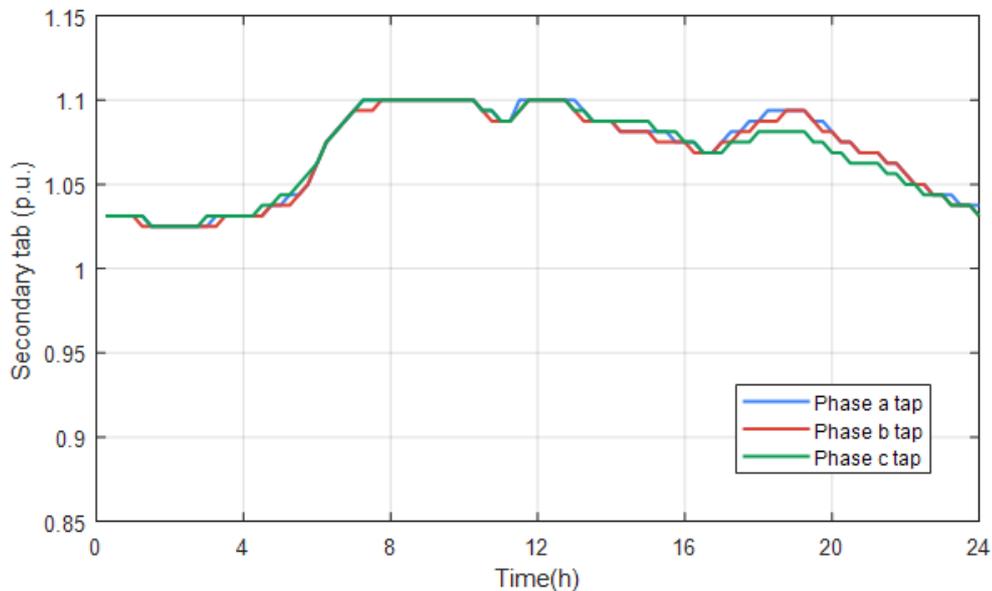


Figura 4.19 OLTC. Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 1.

Se pueden sacar una serie de conclusiones a partir de la evolución de las tomas mostrada en ambas gráficas. Por un lado, se aprecia que las tomas del primer banco de transformadores son superiores a las de su homólogo. Esto es debido a que el main feeder 1 está significativamente más cargado que el main feeder 2, lo que resulta en mayores caídas de tensión y por tanto la necesidad de fijar tomas más altas en los devanados secundarios de sus transformadores para alcanzar tensiones más cercanas al límite superior fijado. Otro hecho significativo que puede apreciarse es que, mientras que las tomas para los tres transformadores del banco 1 difieren unas de otras en cierta medida, las

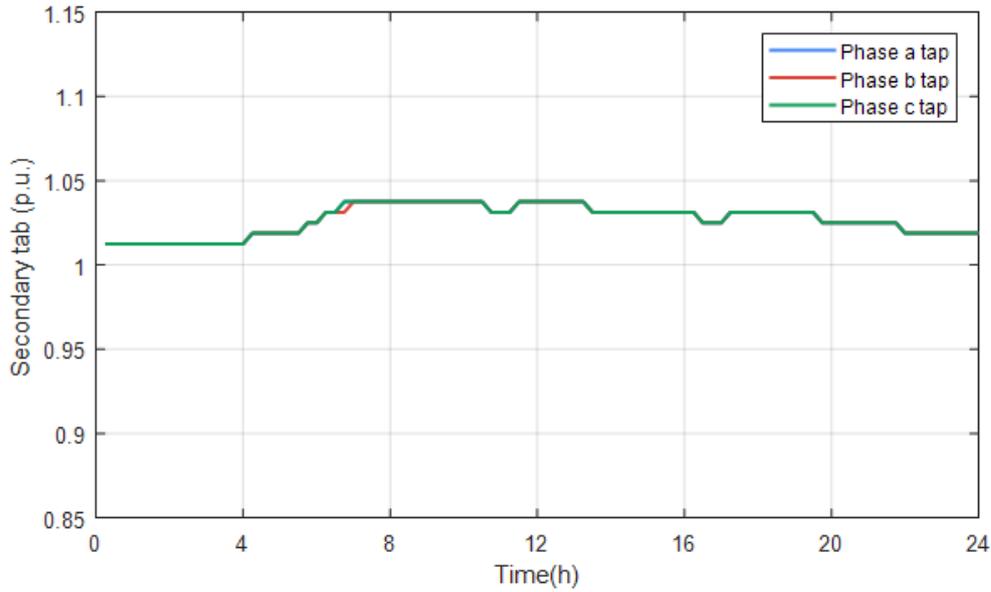


Figura 4.20 OLTC. Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 2.

del banco 2 son idénticas durante la práctica totalidad del día. Esto debe su explicación al nivel de desequilibrio de uno y otro alimentador.

Como resultado de la operación de las tomas de regulación, se alcanzan nuevos niveles de tensión, mostrados en la Figura 4.21. Como era de esperar, se observa una clara tendencia en los valores máximos de las tensiones de acercarse al límite superior (1,06 p.u.) con el fin de minimizar las pérdidas lo máximo posible. En general, los valores de las tensiones se ven aumentados considerablemente como fruto de la aplicación de esta metodología.

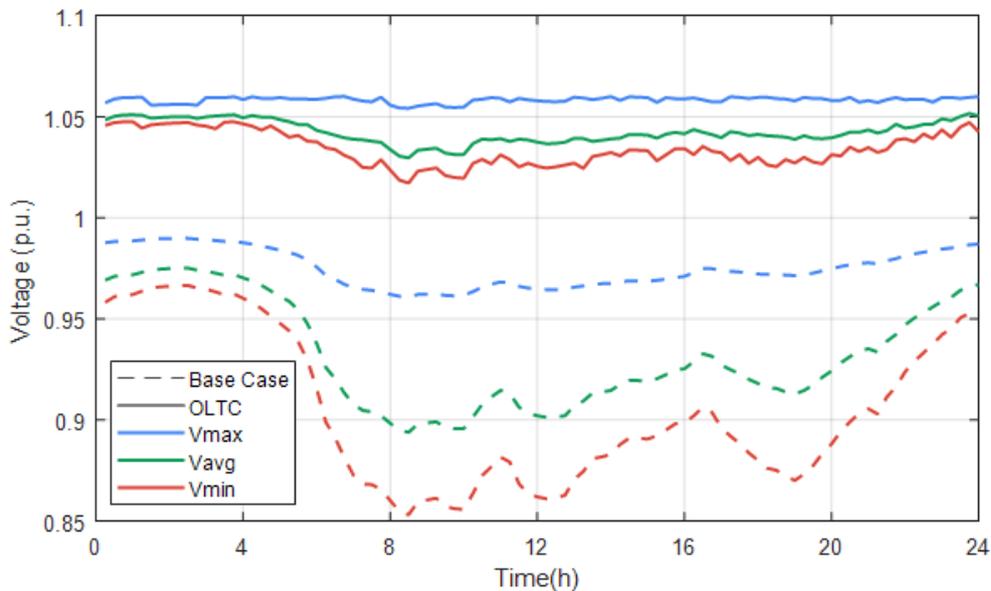


Figura 4.21 OLTC. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas.

El efecto en la reducción de pérdidas del sistema se ve reflejado en la Figura 4.22. La aplicación de esta tecnología resulta en una reducción de pérdidas de energía activa de 341,93 kWh para un día completo, lo que significa un decremento del 20,04% con respecto al caso base. Esta considerable reducción se explica dado el bajo nivel de tensiones que muestra el sistema en su estado inicial.

Puede concluirse por tanto que esta metodología es especialmente efectiva en sistemas con un bajo nivel de tensiones nodales.

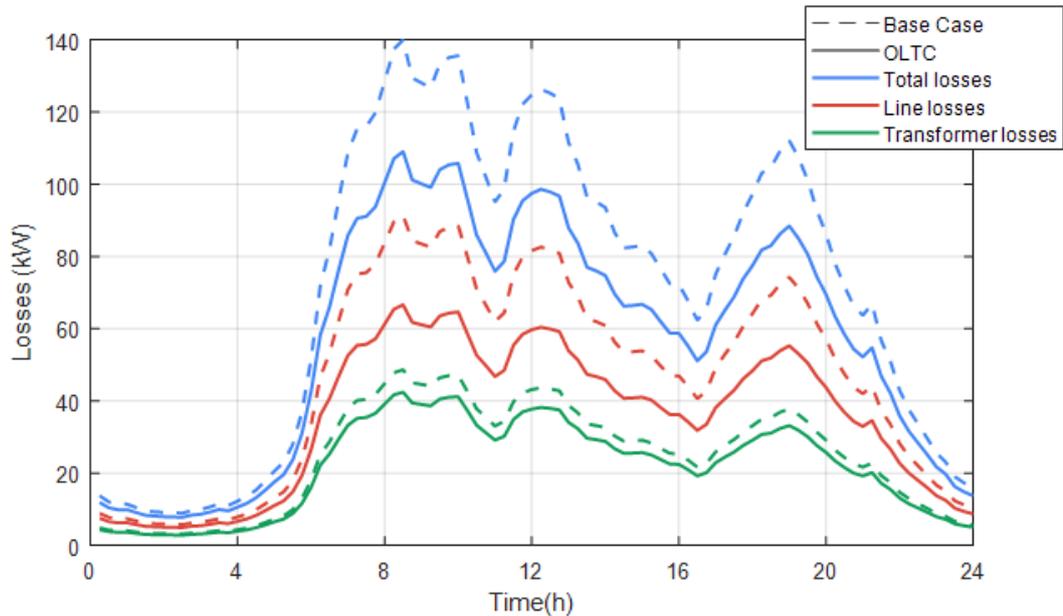


Figura 4.22 OLTC. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.4.2 Escenarios desequilibrados

Al igual que para el escenario original, se comenzará mostrando la evolución de las posiciones de las tomas de los devanados secundarios. Sin embargo se omitirá la gráfica correspondiente al banco de transformadores 2 ya que su situación no se ve modificada en los dos escenarios desequilibrados.

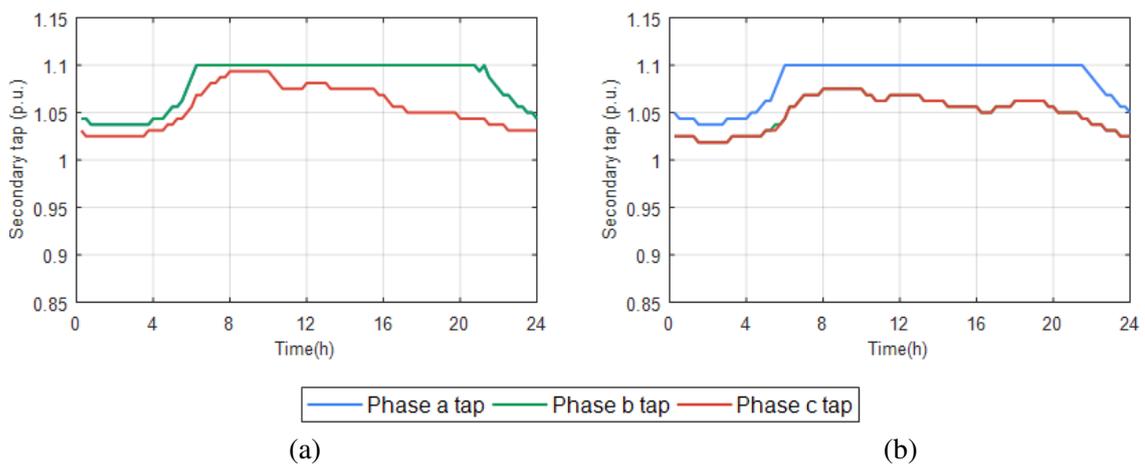


Figura 4.23 OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 1.

La Figura 4.23 muestra el comportamiento de las tomas, que se ve altamente condicionado con la nueva distribución de cargas por fase. Como puede observarse, las tomas para la fase a y b en el caso del escenario desequilibrado 1; y c para el escenario 2 se mantienen fijas en la posición más alta para la práctica totalidad de la simulación diaria. Esto se debe a que estas fases están mucho

más cargadas que en el escenario original y esto conlleva una mayor caída de tensión en las mismas a lo largo del sistema.

La mejora en las tensiones del sistema se ve reflejada en la Figura 4.24 donde se aprecia una mayor dispersión entre valores máximos y mínimos debido al nivel de carga desigual entre fases. Se observa que en el caso del escenario desequilibrado 2 se viola el límite inferior marcado ($0,91 p.u.$) durante algunos tramos debido a que el nivel de carga de la fase a es tal que no existe combinación de tomas posible que haga que el sistema satisfaga este límite en todos sus nudos. En estos períodos se opta por fijar la toma más alta posible con el fin de alejarse lo mínimo posible del límite inferior.

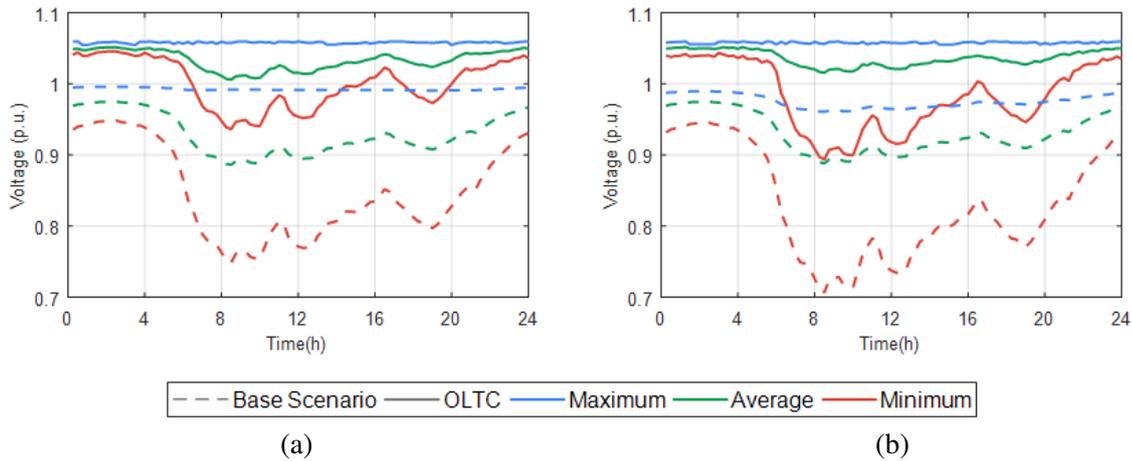


Figura 4.24 OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tensiones máximas, medias y mínimas.

Este incremento en las tensiones tiene como resultado una reducción en las pérdidas de potencia activa, representada en la Figura 4.25. En términos porcentuales, la reducción de energía diaria lograda es del 18,05 % para el escenario desequilibrado 1 y del 23,04 % para el 2, con respecto al caso base de ambos escenarios.

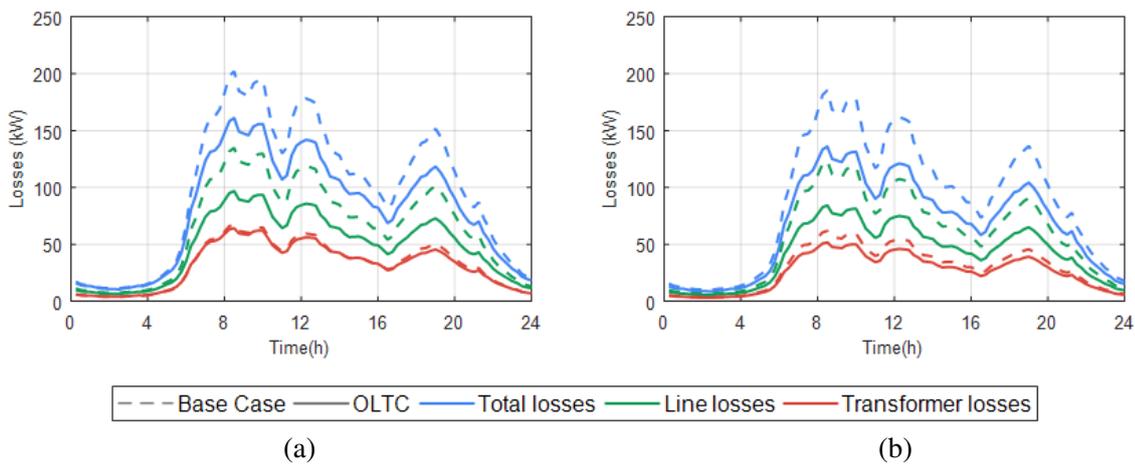


Figura 4.25 OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa.

Tal y como se comentaba al comienzo de esta sección. La operación de las tomas de cada transformador monofásico de manera independiente contribuirá en la reducción del nivel de desequilibrio del sistema. Este efecto puede observar haciendo uso de los valores del VUR y las corrientes de neutro, mostradas en las figuras Figura 4.26 y Figura 4.27 respectivamente.

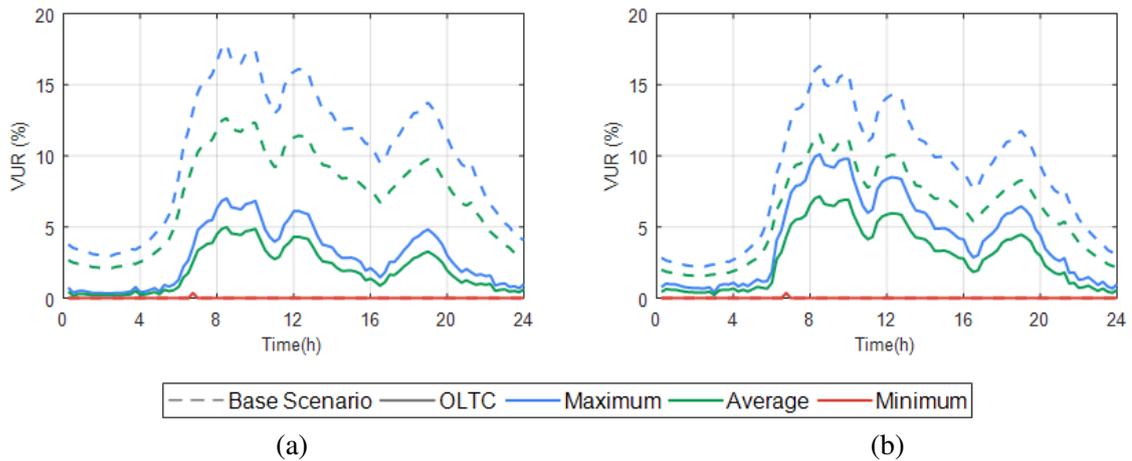


Figura 4.26 OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo.

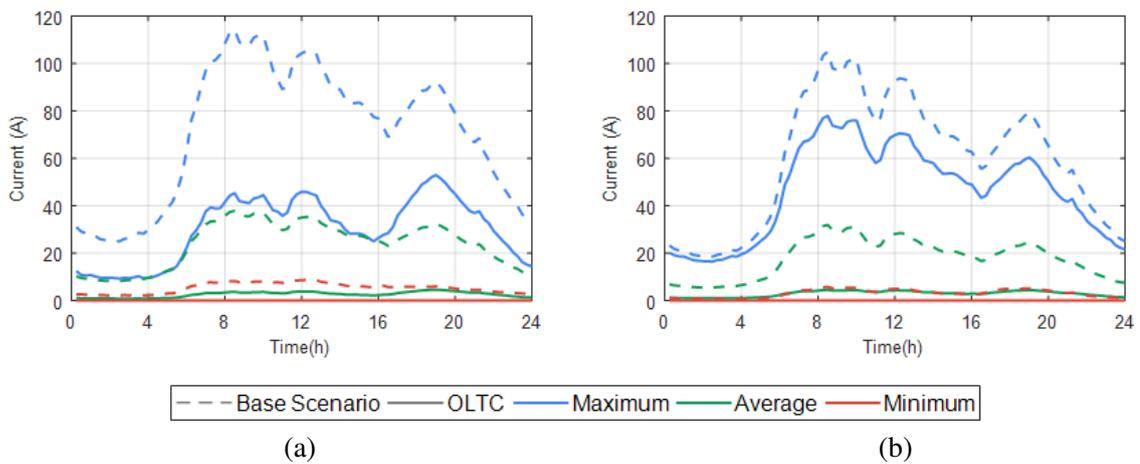


Figura 4.27 OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

En el caso del VUR se observa un pequeño pico en los valores mínimos debido al desfase en la operación de las tomas de las fases b y c del secundario del banco de transformadores 2, el cual puede apreciarse en la Figura 4.20. Este desfase introduce un cierto desequilibrio en el main feeder 2, inicialmente equilibrado y responsable de los valores mínimos del VUR. Este mismo fenómeno no se aprecia en las corrientes de neutro ya que en su análisis se excluyen los nudos del main feeder 2.

4.5 Control de tensiones - Bancos de condensadores

El objetivo de la instalación de estos dispositivos será el de suministrar de forma local parte de la potencia reactiva demandada por las cargas del sistema.

La primera decisión a tomar consistirá en determinar la localización de los bancos de condensadores a lo largo de la red. Hallar el número de dispositivos a instalar y su localización óptima constituye un problema complejo que escapa al alcance de este estudio. Por este motivo se optará por instalar un banco de condensadores trifásico en cada nudo de los alimentadores principales a la vez que uno monofásico en cada nudo de los feeders laterales.

La siguiente cuestión a plantear sería la potencia nominal de cada dispositivo. Toda vez que el

objetivo es el de inyectar localmente la potencia reactiva consumida por las cargas, hay que evitar la sobrecompensación ya que ello podría acarrear problemas de sobretensiones en el sistema. Por este motivo se fijará la potencia nominal de cada banco de condensadores en el 95 % del máximo de Q consumida por las cargas a las que compensen estos dispositivos.

Como se especificaba en la Subsección 2.1.2, la operación de esta tecnología se realiza mediante escalones discretos o "saltos" de potencia reactiva. Estos saltos se conectarán o desconectarán a lo largo del día atendiendo a la evolución del consumo de Q , procurando acercarse lo máximo posible a la compensación plena sin sobrepasar la misma. En este sentido los BBCC contarán con 4 escalos discretos que representarán el 25, 50, 75 y 100% de la Q nominal de cada dispositivo.

El empleo de esta tecnología tiene un claro efecto en los transformadores. Si bien por ellos circulaba la potencia reactiva demandada por las cargas de la red, una vez instalados los BBCC serán los encargados de aportarla localmente. Esto supondrá un aumento del factor de potencia de los transformadores, acercándose a 1 (compensación plena) lo máximo posible. La Figura 4.28 muestra este fenómeno para los dos bancos de transformadores y en ella se observa un aumento considerable de esta magnitud en comparación al estado inicial.

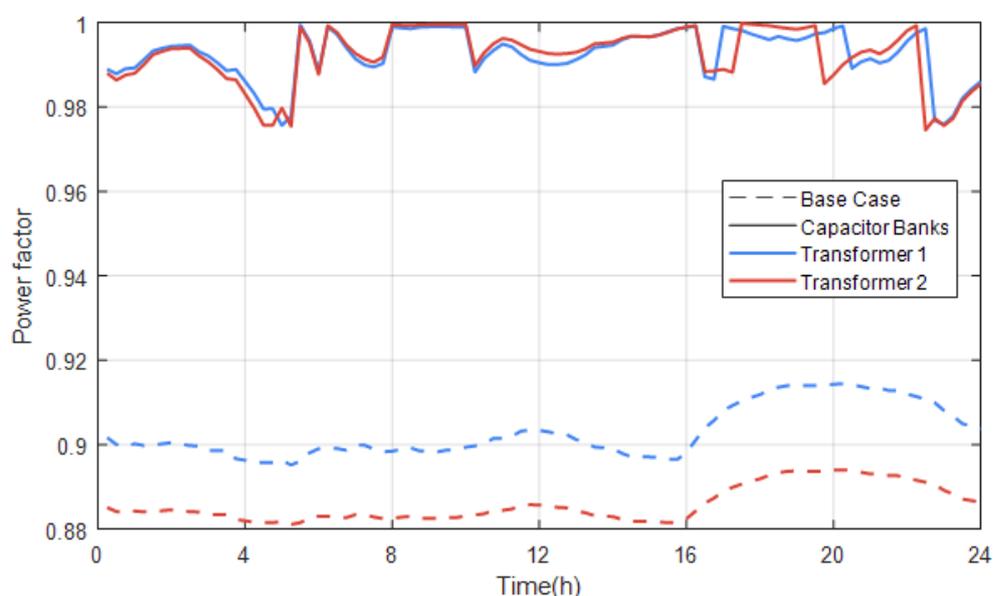


Figura 4.28 BBCC. Escenario original CIGRE. Factor de potencia de los bancos de transformadores.

La inyección de potencia reactiva en el sistema se verá reflejada en los valores de las tensiones del mismo. En la Figura 4.29 se aprecia este aumento, a la vez que se observan discontinuidades en la evolución de estos valores. Esto es debido a la operación discreta ("a saltos") de los BBCC. En este caso y a diferencia de lo que ocurría en la chp-04-04 los valores máximos están siempre por debajo de 1 $p.u.$, ya que se ha evitado la sobrecompensación de potencia reactiva.

Sin embargo a lo anterior, la reducción total de pérdidas que resulta de la aplicación de esta metodología es superior a la obtenida mediante la operación de las tomas de los transformadores. En este caso se alcanza un decremento total del 27,17% con respecto al caso base, 7 puntos por encima que la subsección anterior. Esto se explica a través de la localización del efecto que ambas tecnologías ocasionan en el sistema. Mientras que el empleo de OLTC provoca un efecto local en la cabecera de los alimentadores que se extiende en mayor o menor medida al resto de la red, la instalación de BBCC en cada nudo tiene un efecto distribuido a lo largo de toda la red, afectando en igual medida a todos los nudos independientemente de su distancia a la cabecera. En la Figura 4.30 se puede ver esta disminución en las pérdidas en comparación con el caso base.

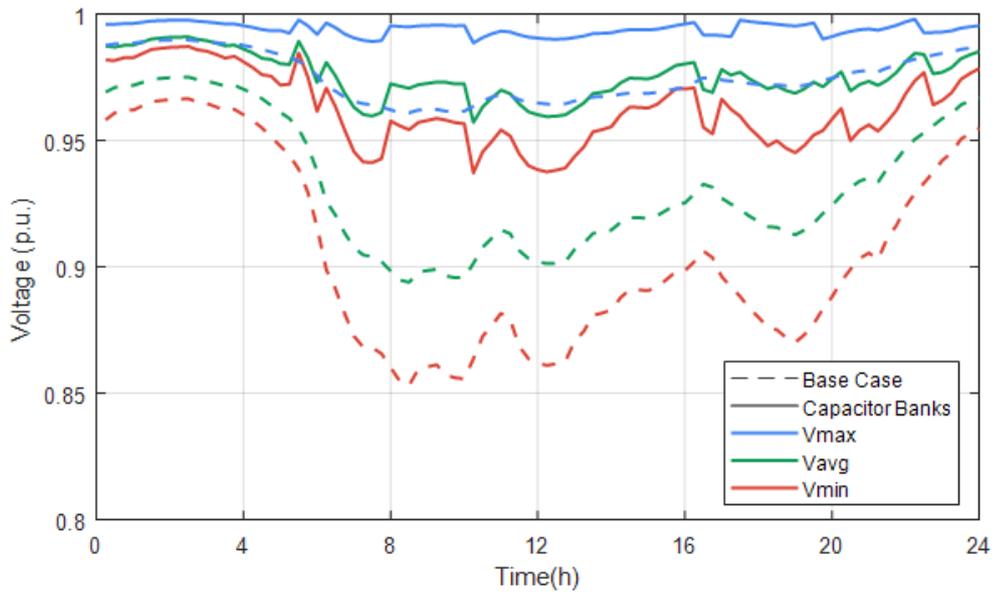


Figura 4.29 BBCC. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas.

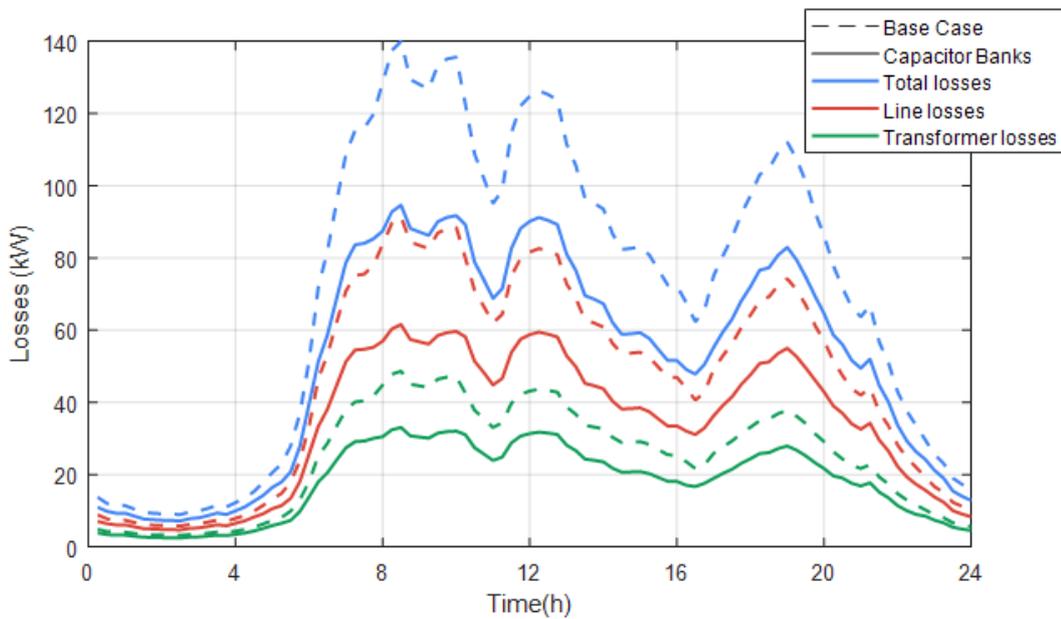


Figura 4.30 BBCC. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.6 Control de tensiones - STATCOM

Esta metodología es muy similar a la desarrollada en la subsección anterior. La principal diferencia entre los bancos de condensadores y los STATCOMs recae en el funcionamiento y por tanto la operación de ambas tecnologías. Como ya se indicaba en la Subsección 2.1.3, los STATCOMs tienen la capacidad de suministrar potencia reactiva de manera continua, evitando los "saltos" que dictan la operación de los BBCC. De ser necesario, los STATCOMs son capaces de absorber potencia reactiva, asegurando una compensación perfecta del factor de potencia en todos los escenarios.

Una vez más, se opta por instalar un STATCOM trifásico en cada uno de los nudos de los alimentadores principales. Sin embargo, en esta ocasión se instalará un STATCOM adicional en la cabecera de cada lateral monofásico en lugar de uno en cada nudo de los mismos como se hizo con

los BBCC.

El objetivo de estos dispositivos será el de inyectar de manera exacta la potencia reactiva demandada por las cargas conectadas a su mismo nudo de conexión, o bien la demandada por el conjunto de las cargas del lateral monofásico al que compense. Por esto, la potencia nominal de los STATCOMs coincidirá con el pico de demanda de potencia reactiva de sus cargas correspondientes.

Por lo expuesto hasta ahora, se puede anticipar que los efectos que esta tecnología causen en el sistema no supondrán sino una mejora de los obtenidos mediante la instalación de BBCC. En este sentido, en la Figura 4.31 se representa la mejora en el factor de potencia de los bancos de transformadores con respecto a lo obtenido en la subsección anterior. En este caso se logra una compensación perfecta de la reactiva consumida por el sistema, por lo que el factor de potencia es igual a 1 para día completo.

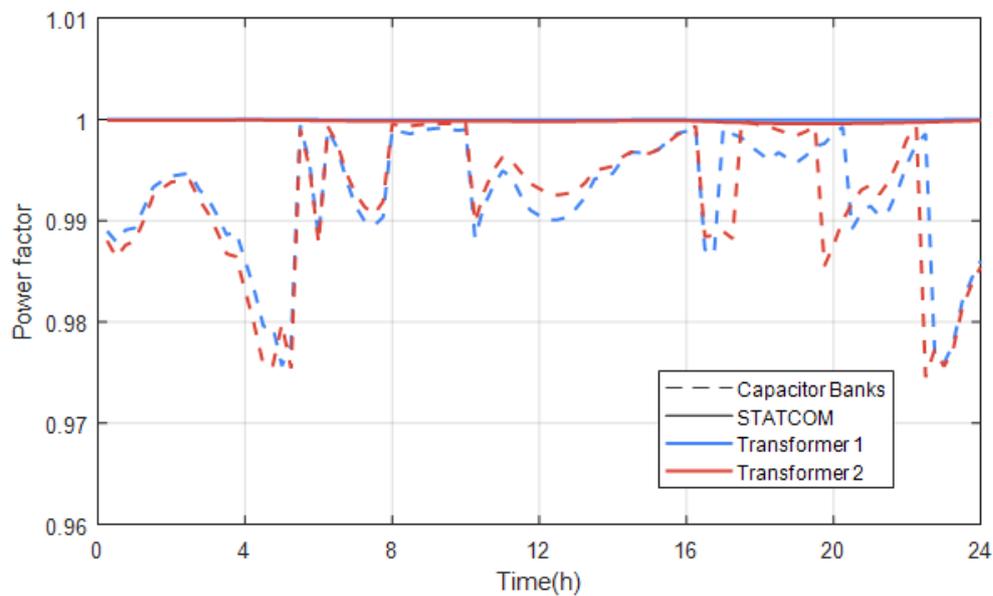


Figura 4.31 STATCOM. Escenario original CIGRE. Factor de potencia de los bancos de transformadores.

En la Figura 4.32 se aprecia la mejora en las tensiones del sistema en comparación con la alcanzada en la Sección 4.5, donde también se observa la ausencia de las discontinuidades en los valores que introducía la operación de los BBCC.

En lo que a las pérdidas se refiere, la compensación perfecta de la potencia reactiva supone un decremento mayor en las pérdidas de energía activa totales, alcanzándose un 29,91 % de reducción con respecto al caso base. Esto supone un 3,76 % extra de reducción con respecto a la alcanzada con los BBCC. La Figura 4.33 muestra esta reducción para un día completo.

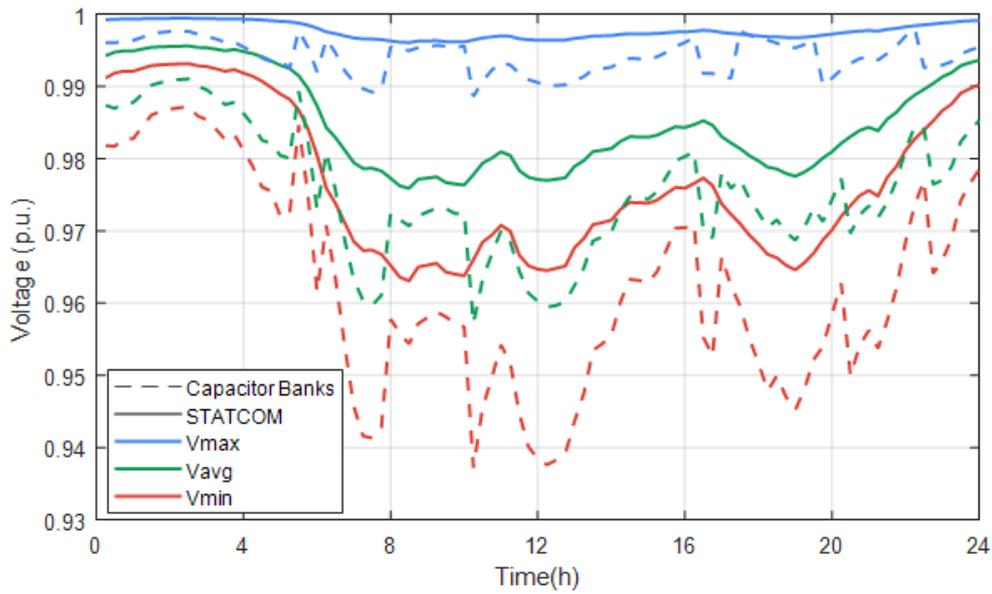


Figura 4.32 STATCOM. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas.

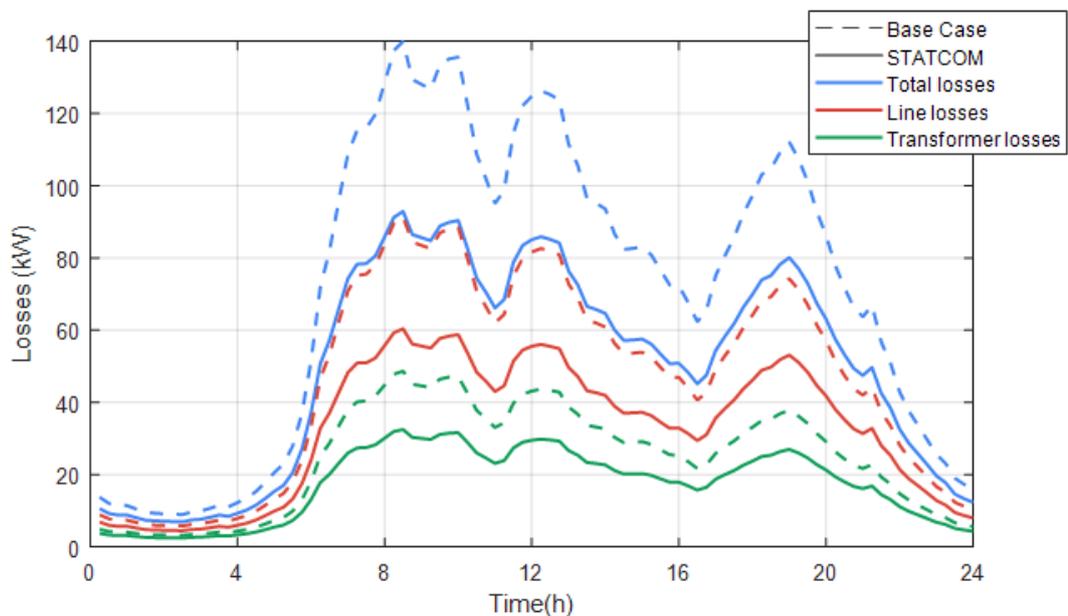


Figura 4.33 STATCOM. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.7 Equilibrado de cargas

En esta sección se estudiará el efecto que el equilibrado de cargas ocasiona en las pérdidas del sistema, así como en otras magnitudes de interés. El objetivo principal será el de reducir el nivel de desequilibrio del sistema al mínimo posible.

A este fin se emplearán STATCOMs actuando como dispositivos balanceadores, cuyo funcionamiento se detalló en la Sección 2.3 y queda bien reflejado en el esquema de la Figura 2.6. En resumidas cuentas, el STATCOM absorberá potencia activa de unas fases para inyectarla en otras y de este modo equilibrar el consumo.

En cuanto a la localización y dimensionamiento de los dispositivos, se colocará un STATCOM en cada nudo de los alimentadores principales cuyo objetivo será el de equilibrar el consumo de las

cargas conectadas al mismo nudo y, dado el caso, de los laterales monofásicos que puedan partir de este. La potencia nominal de cada STATCOM coincidirá con el máximo a inyectar/absorber a lo largo del día para una fase multiplicado por 3.

En las subsecciones que siguen se analizarán los resultados obtenidos de la aplicación de esta metodología en los tres escenarios de carga definidos.

4.7.1 Escenario original propuesto por CIGRE

Como ya se comentó en la Sección 3.2 y se ha podido comprobar en las simulaciones del presente capítulo, este escenario presenta un nivel de desequilibrio bajo. Debido a esto los efectos esperables de la aplicación de esta metodología no serán muy significativos.

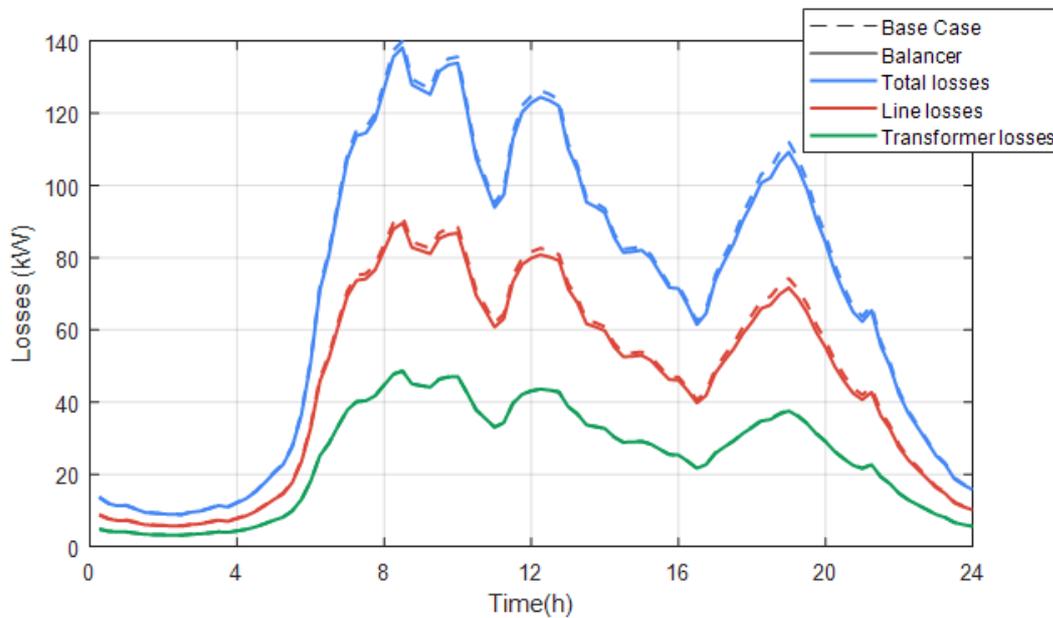


Figura 4.34 Balanceador. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

El ejemplo más claro de esto se representa en la Figura 4.34, donde se observa una mínima reducción en las pérdidas. Esta se cifra en $25,89 \text{ kWh}$ para un día completo, lo que supone un decremento de apenas $1,52\%$ con respecto al escenario inicial.

Con objeto de demostrar el efecto de esta tecnología en la reducción de desequilibrios, la Figura 4.35 y Figura 4.36 muestran el impacto sobre el VUR y las corrientes de neutro respectivamente, donde esta vez sí se aprecia un decremento significativo.

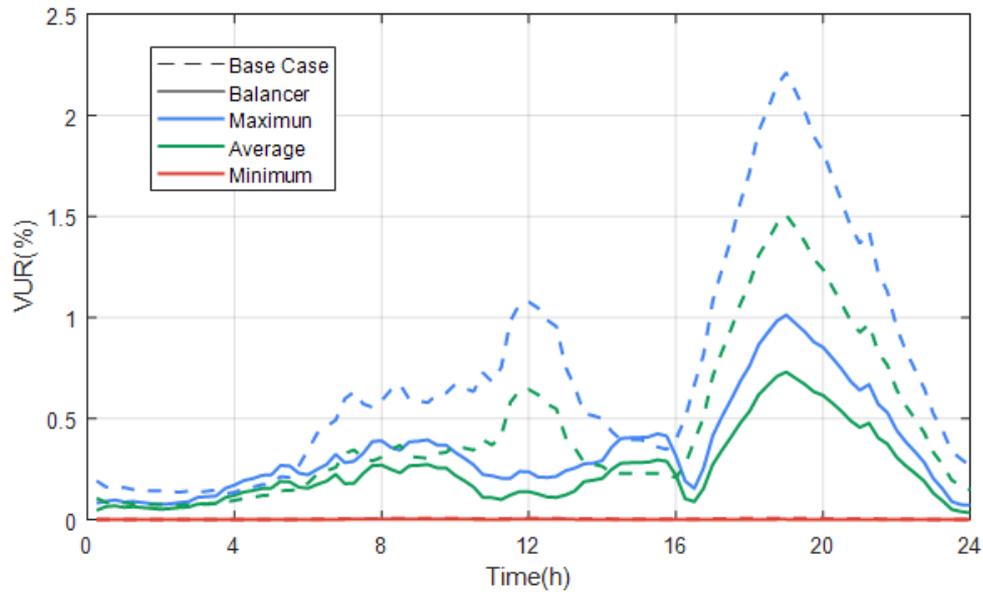


Figura 4.35 Balanceador. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo.

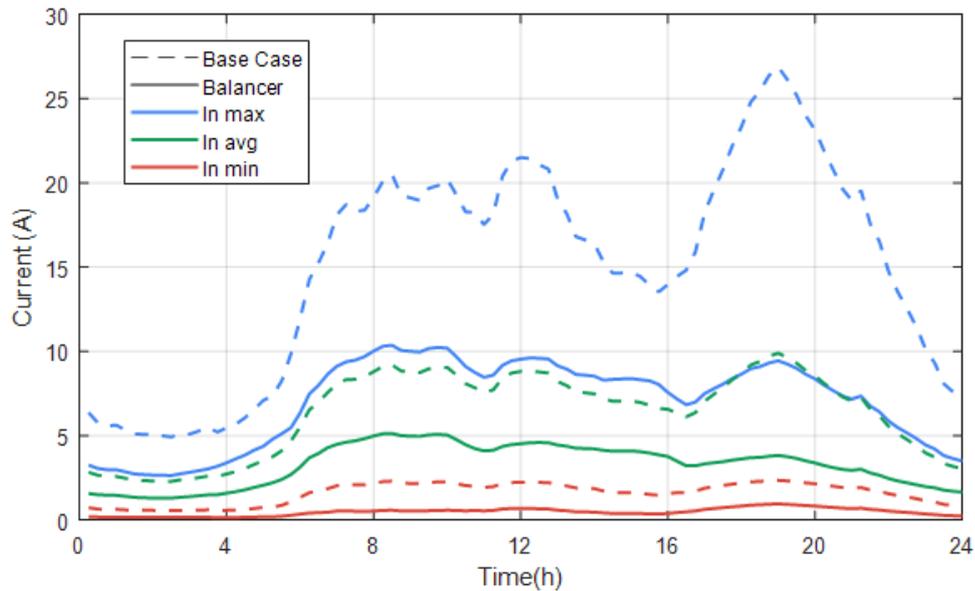


Figura 4.36 Balanceador. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

No obstante a lo anterior, se puede comprobar que sigue existiendo cierto nivel de desequilibrio en el sistema. Esto se debe a que hasta ahora solo se ha actuado sobre la potencia activa de las cargas, mientras que la reactiva permanece desequilibrada en su distribución y consumo.

Para corregir esto último se hará uso de la capacidad de los STATCOMs para inyectar potencia reactiva de la misma manera que se hacía en la Sección 4.6. Así se alcanza una mayor reducción tanto en pérdidas como en nivel de desequilibrio, mostrada en la Figura 4.37. En términos de ahorro de pérdidas se reduce en $532,57 \text{ kWh}$ (31,21 %) para un día completo con respecto al caso base. Este gran salto al actuar sobre la reactiva se debe al efecto que produce en las tensiones del sistema y que ya se estudió en secciones anteriores.

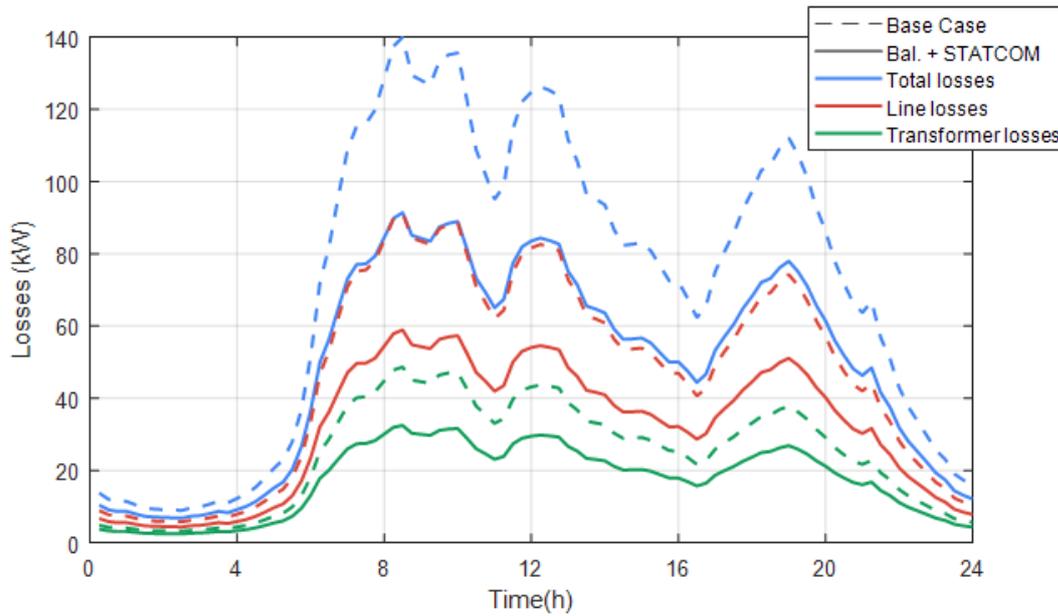


Figura 4.37 Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

En cuanto a los indicadores del nivel de desequilibrio del sistema, se apreciará en ellos una mayor reducción, como se muestra en la Figura 4.38 y Figura 4.39. Estos valores, aunque muy bajos, no dejan de ser nulos debido al desequilibrio que introducen las asimetrías de las matrices de impedancia de las líneas de transmisión.

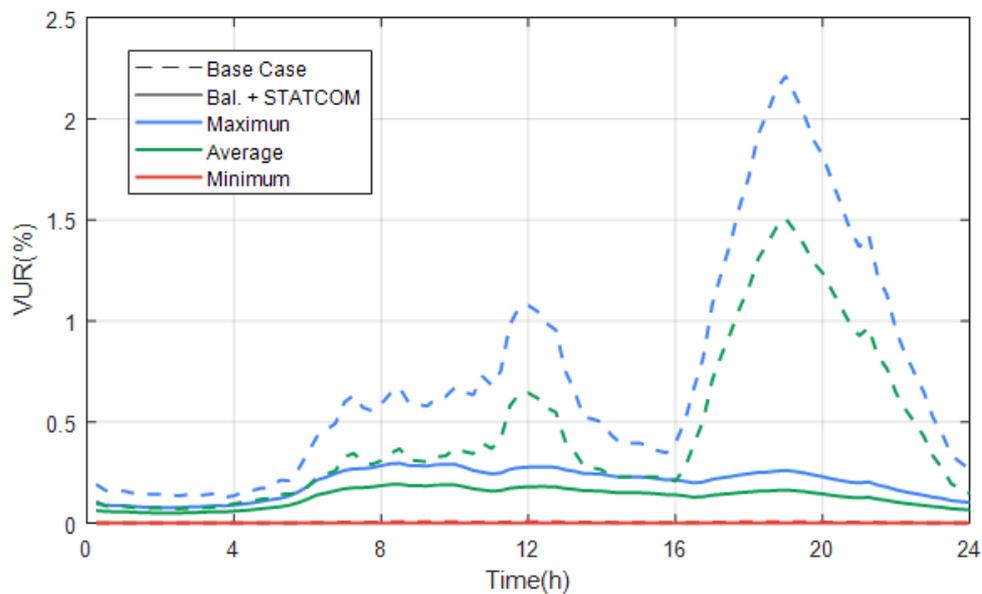


Figura 4.38 Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo.

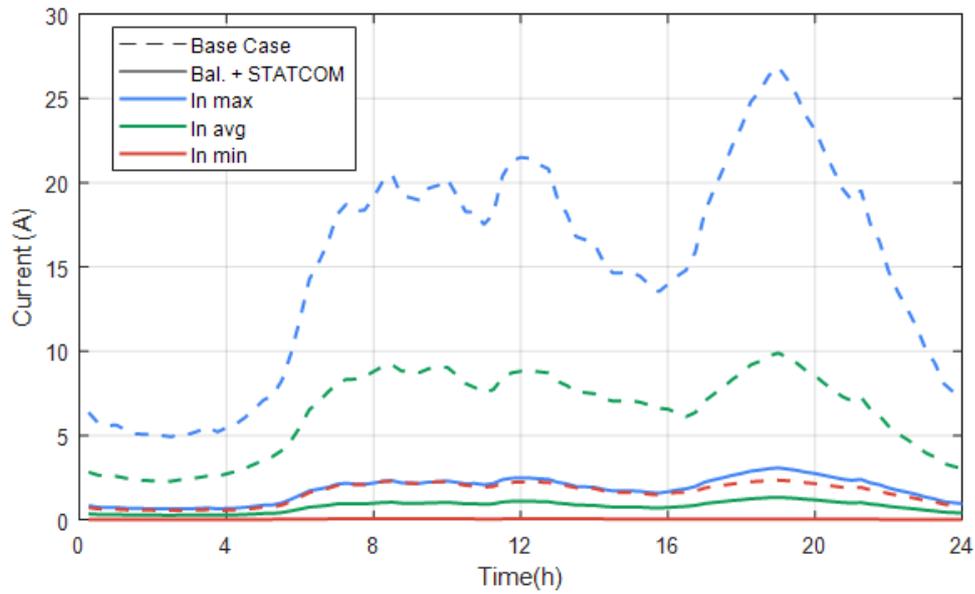


Figura 4.39 Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

4.7.2 Escenarios desequilibrados

En esta ocasión los escenarios a analizar presentan niveles de desequilibrios muy superiores al original, por lo que puede esperarse un mayor impacto de los balanceadores. En primer lugar, la Figura 4.40 muestra la reducción de pérdidas alcanzada en ambos escenarios, que se corresponde con un 22,8% y un 18,65% sobre las pérdidas iniciales para los escenarios desequilibrados 1 y 2, respectivamente.

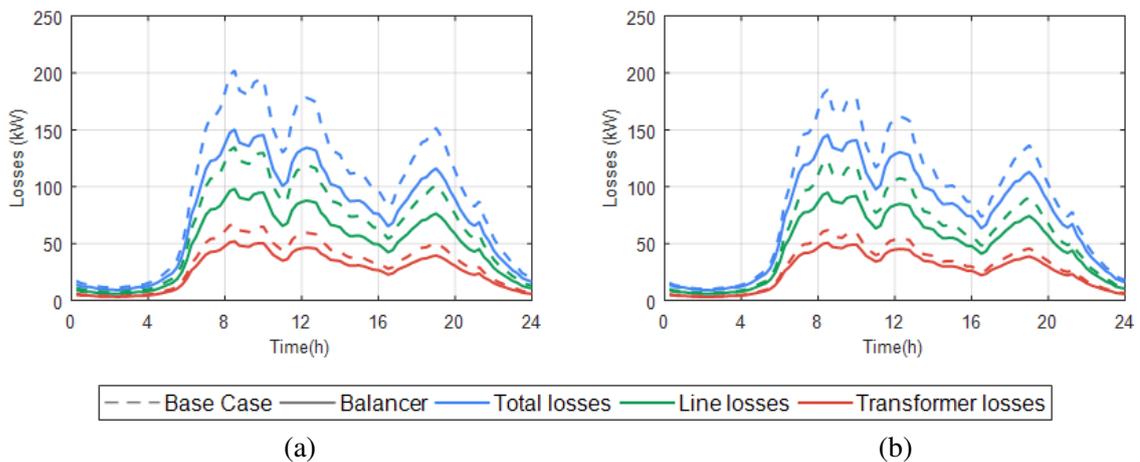


Figura 4.40 Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa.

Los indicadores del nivel de desequilibrio evidenciarán aún más el efecto de esta tecnología, como se observa en la Figura 4.41 y Figura 4.42.

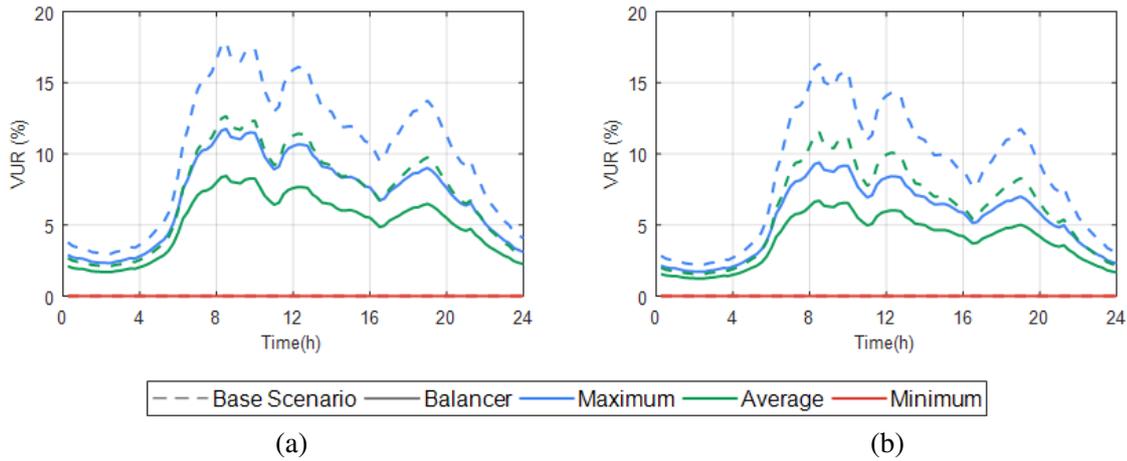


Figura 4.41 Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo.

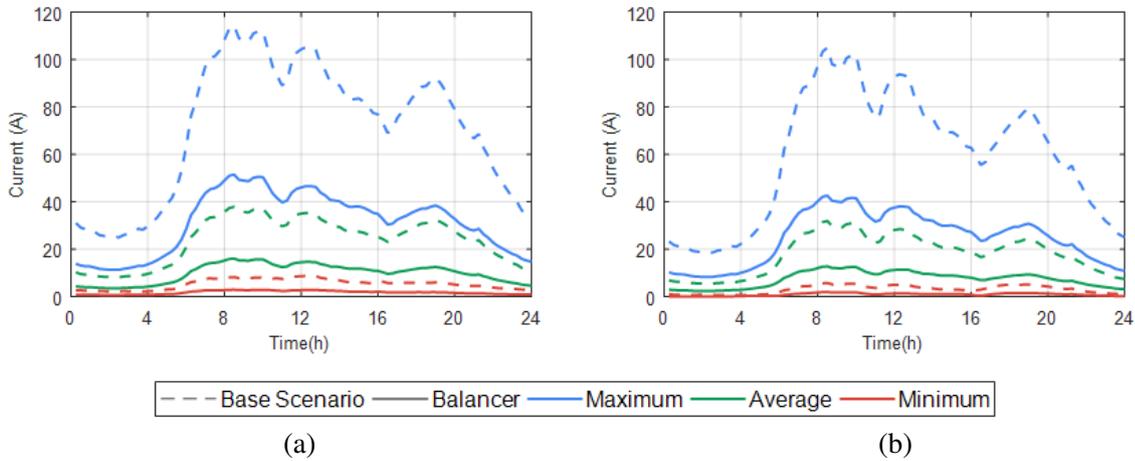


Figura 4.42 Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

Nuevamente existe un cierto grado de desequilibrio que no es posible eliminar actuando únicamente sobre la potencia activa del sistema. Una vez más se hará uso de la función de los STATCOMs para compensar la reactiva de las cargas.

La Figura 4.43 muestra la nueva reducción de pérdidas lograda en el sistema, que alcanza un 49,62% y un 44,16% para los escenarios desequilibrados 1 y 2 respectivamente.

Por último, la Figura 4.44 y Figura 4.45 muestran como esta metodología logra paliar los desequilibrios del sistema de manera efectiva. Una vez más, todo nivel de desequilibrio residual se deberá a las asimetrías en las matrices de impedancia de las líneas de transmisión.

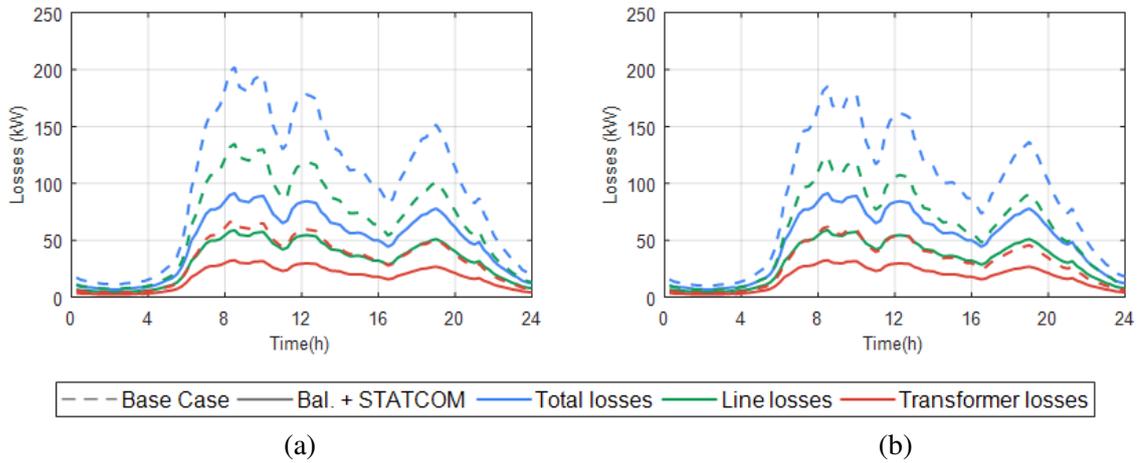


Figura 4.43 Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa.

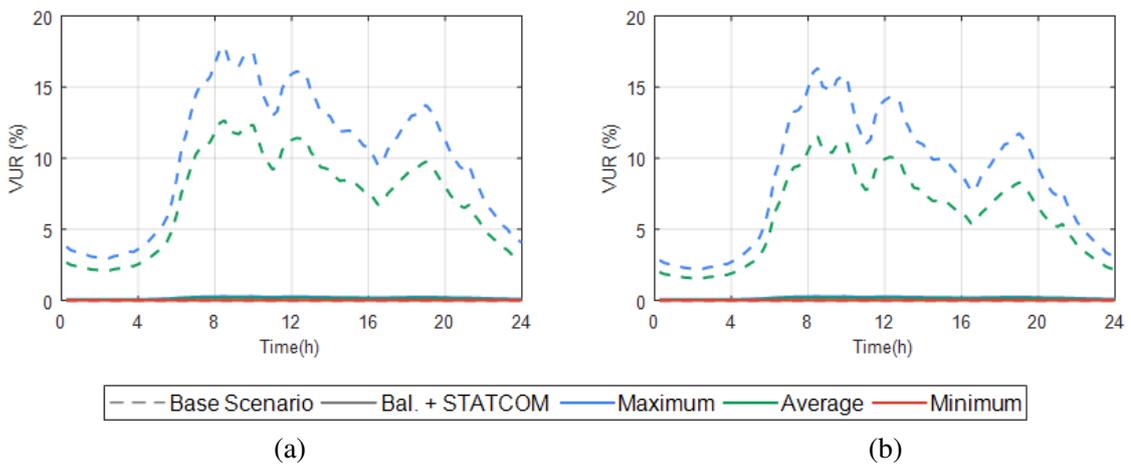


Figura 4.44 Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo.

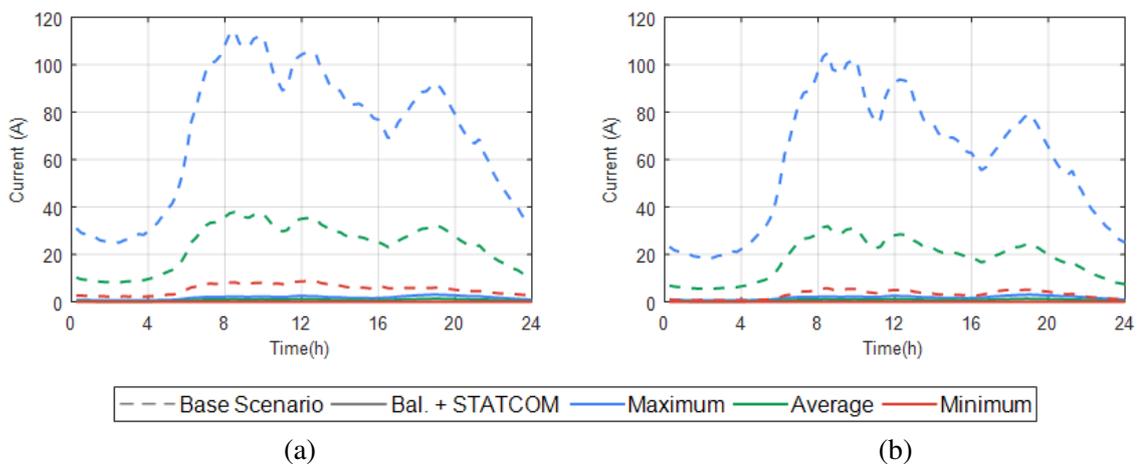


Figura 4.45 Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

4.8 DC-Link

En la Sección 2.4 se describían las múltiples ventajas que suponía la instalación de DC-Link en los sistemas de distribución. De todas ellas, esta sección se centrará en la ecualización de feeders con objeto de minimizar las pérdidas de la red. Como se puede observar en la Tabla 3.7, el main feeder 1 tiene un nivel de carga 2,72 veces superior a su homólogo, por lo que el DC-Link deberá actuar para paliar esta brecha.

Se comenzará por instalar un DC-Link que absorberá potencia activa de un alimentador e inyectará la misma cantidad de potencia en el otro feeder, cumpliendo la Ecuación 2.7. La localización de este feeder se fijará entre los nudos 8 y 14, donde se dispone de una línea que conecta ambos alimentadores.

Para determinar la inyección/absorción óptima de potencia activa se empleará un algoritmo de fuerza bruta, esto es, se probarán cantidades de potencia activa dentro de un rango límite y se seleccionará aquella que conlleve a un sistema con menores pérdidas para cada uno de los 96 escenarios cuartohorarios. El rango permitido comprenderá desde la nula inyección de activa hasta aquella que propicie que por el banco de transformadores 2 fluya la misma potencia activa que lo hacía por su homólogo en la situación inicial. En cuanto a la precisión, se ha optado por simular en escalones de 50 kW de inyección/absorción.

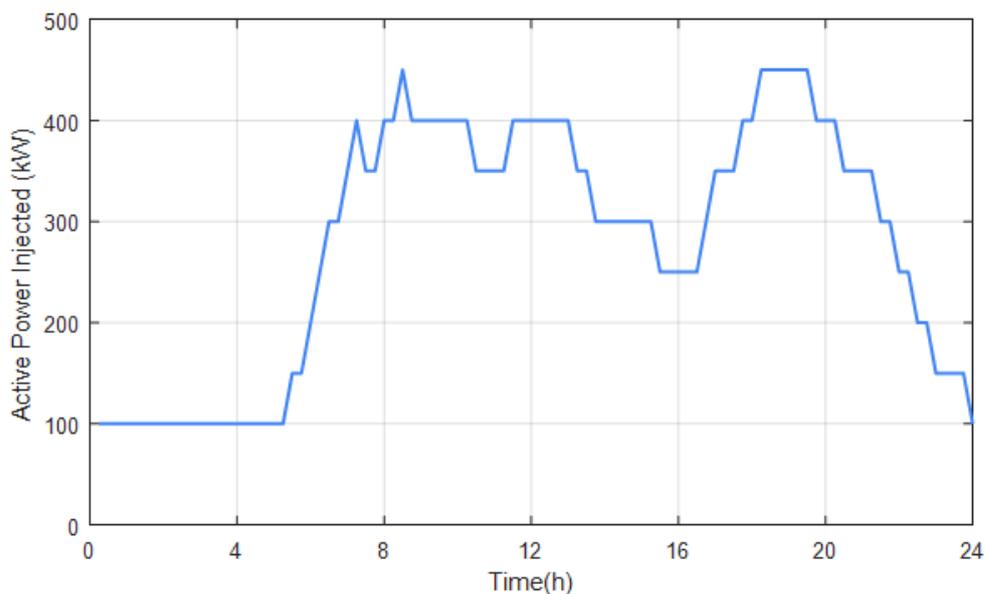


Figura 4.46 DC-Link instalado aguas abajo. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa.

La Figura 4.46 muestra el resultado de estas simulaciones, donde se representa la cantidad de potencia activa inyectada en el main feeder 1 la cual coincide con la absorbida desde el main feeder 2 en cada instante. En ella se observa que, pese a que la diferencia entre los niveles de carga de uno y otro alimentador es de 19,975 MVA, apenas se alcanza un trasvase máximo de 450 kW. Esto es debido a la distribución de las cargas a lo largo de la red, donde la mayor parte se consume en los nudos de cabecera 1 y 12, muy alejados del punto de conexión del DC-Link haciendo que la potencia trasvasada de un alimentador tenga que recorrer una gran distancia desde y hasta el centro de cargas de cada alimentador. Esto último se traduce en mayores pérdidas por la circulación de este flujo a lo largo de tales distancias.

La tímida actuación del DC-Link en su punto de instalación se verá reflejada en la reducción de pérdidas, mostrada en la Figura 4.47, donde el ahorro es de apenas un 2,29% con respecto al caso

base.

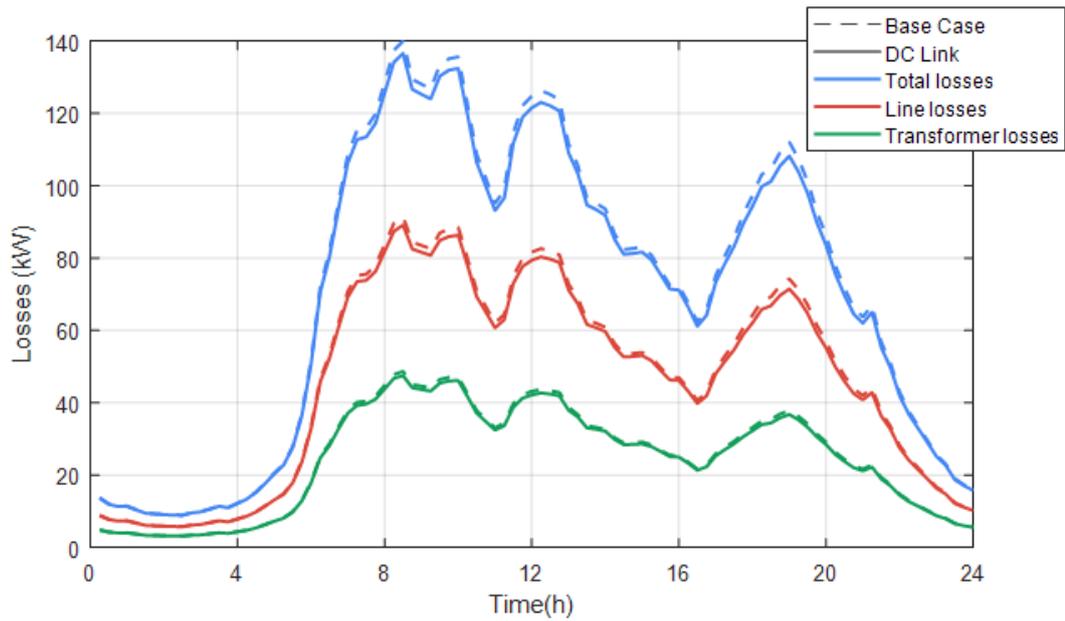


Figura 4.47 DC-Link instalado aguas abajo. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

Dados los resultados obtenidos, resulta de interés la instalación de un segundo DC-Link localizado cerca de los centros de carga de ambos alimentadores. Así, se conectará un DC-Link entre los nudos 1 y 12, manteniendo a su vez el DC-Link diseñado anteriormente.

Aplicando el mismo algoritmo que en el caso anterior, los resultados de inyección de potencia activa se muestran en la Figura 4.48.

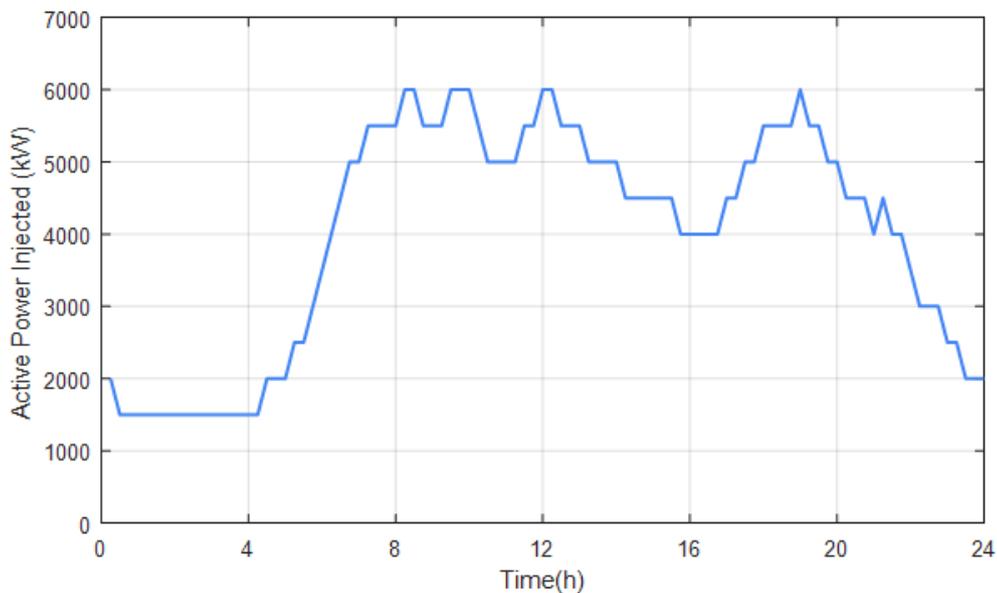


Figura 4.48 DC-Link instalado aguas arriba. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa.

En esta ocasión el trasvase de potencia activa alcanza valores muy superiores a los obtenidos anteriormente, lo que se traducirá en un mayor impacto en la reducción de pérdidas. La Figura 4.49

muestra esta reducción, que alcanza los 122,31 kWh en términos de energía, lo que supone un 7,17% con respecto al caso base.

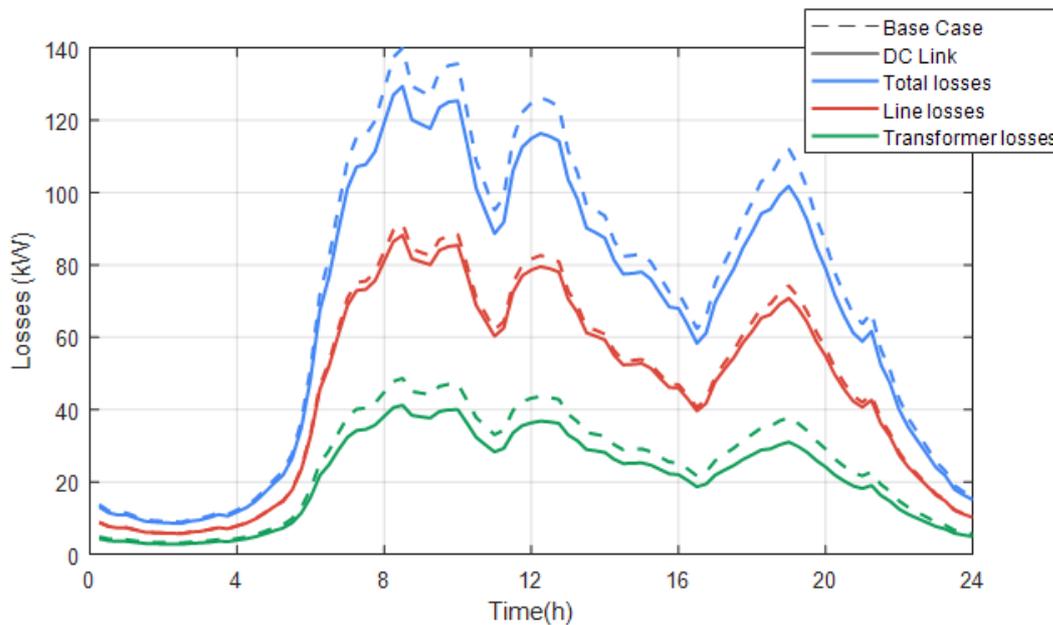


Figura 4.49 DC-Link instalado aguas arriba. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

Como se adelantaba Sección 2.4, la tecnología DC-Link ofrece más posibilidades de operación, como la inyección de potencia reactiva a ambos lados de su punto de conexión y la operación independiente de cada una de las tres fases. La primera tendrá un impacto positivo en las tensiones de la red mientras que la segunda ayudará en la reducción del nivel de desequilibrio del sistema, si bien ambos efectos serán de carácter local.

En primer lugar, la Figura 4.50 y la Figura 4.51 muestran el resultado de la aplicación del algoritmo de fuerza bruta para la determinación del trasvase de potencia activa de un alimentador al otro. Cabe señalar que en esta ocasión la Ecuación 2.7 deberá ser satisfecha por cada fase por separado.

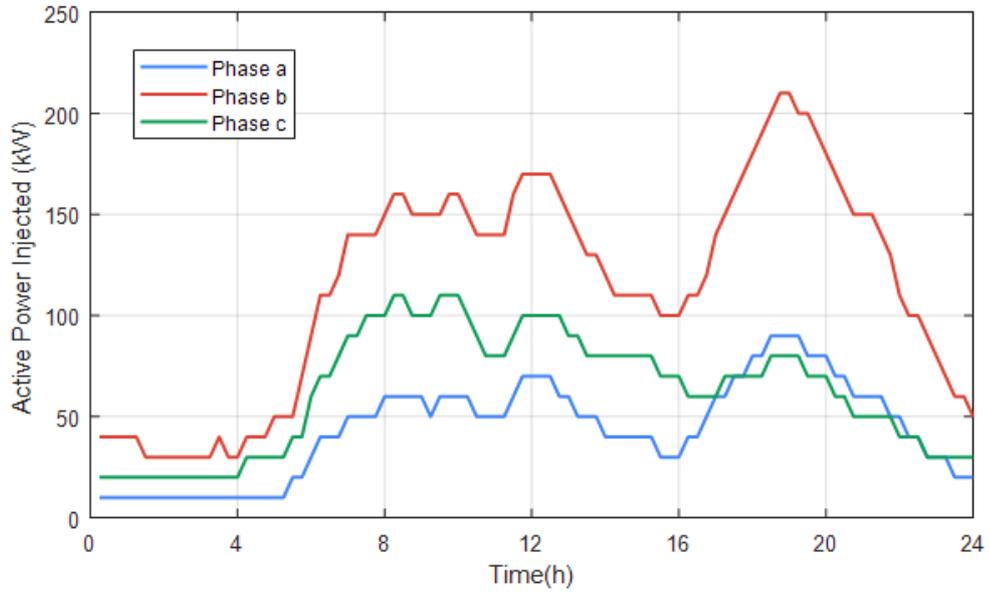


Figura 4.50 DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa.

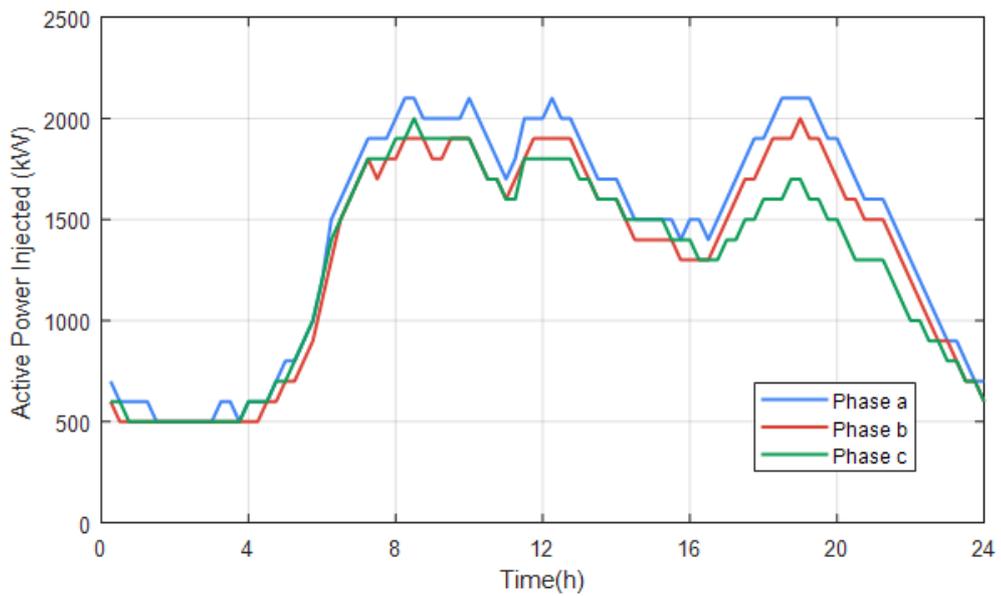


Figura 4.51 DC-Link instalado aguas arriba, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa.

Por su parte la Figura 4.52 y la Figura 4.53 representan la inyección de potencia reactiva en cada alimentador, la cual es independiente en cada uno los alimentadores y sus fases. En ambos casos existe una mayor inyección de reactiva en el main feeder 1 dados sus niveles de tensión más críticos que los de su homólogo.

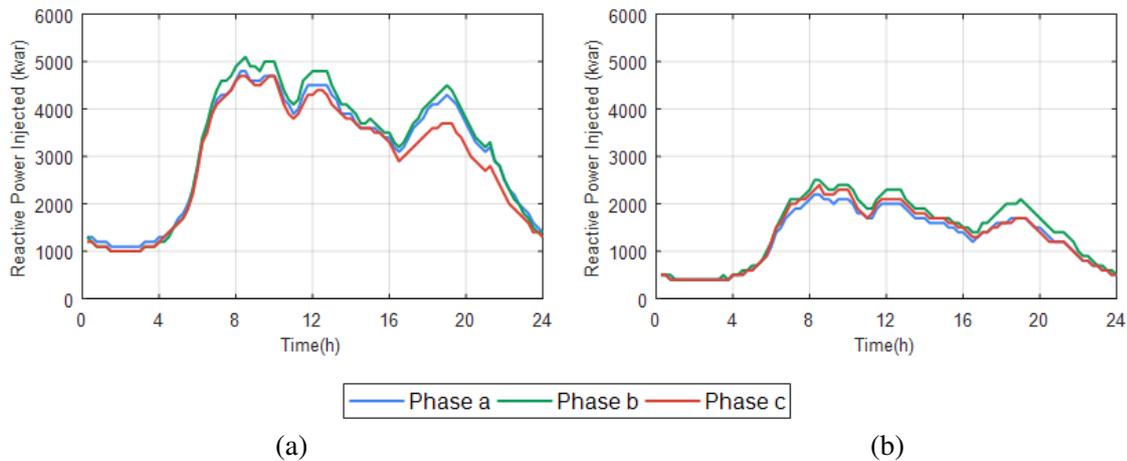


Figura 4.52 DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia reactiva en el main feeder 1 (a) y el main feeder 2 (b).

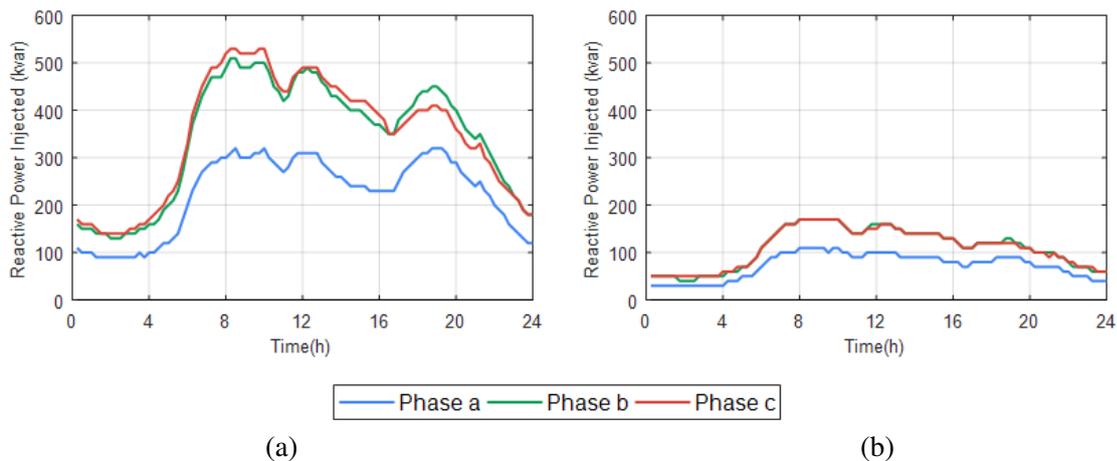


Figura 4.53 DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia reactiva en el main feeder 1 (a) y el main feeder 2 (b).

La aplicación de estas funcionalidades adicionales resultará en una mayor reducción de las pérdidas del sistema, como muestra la Figura 4.54. En total se reducen 594,35 kWh en términos de energía, lo que supone un 34,83% con respecto al caso base.

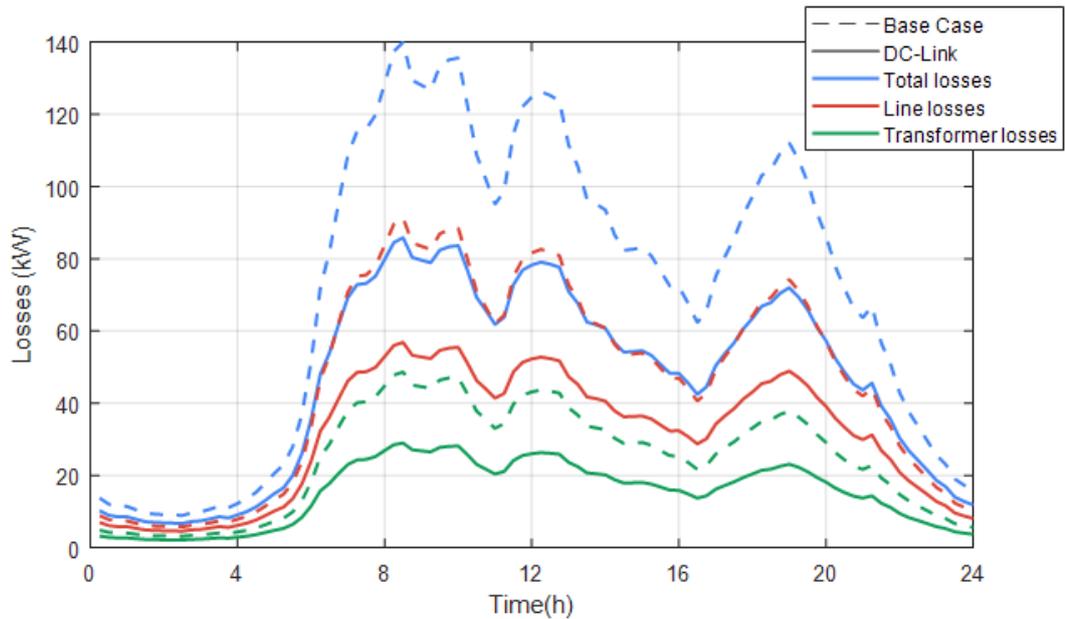


Figura 4.54 DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.9 Almacenamiento de energía

El objetivo de esta sección será el de aplanar la curva de demanda haciendo uso de dispositivos de almacenamiento, lo que contribuirá a reducir las pérdidas del sistema como se señalaba en la Sección 2.5. Para ello se instalará un ESS en cada nudo de los main feeders cuyo objetivo será el de reducir la variación de demanda al mínimo posible satisfaciendo la Ecuación 4.4:

$$\sum_{t=1}^{96} P_{ESS-j}(t) = 0 \quad (4.4)$$

Se trata de un balance de energía diario con paso de tiempo constante, por lo que este último puede omitirse. $P_{ESS-j}(t)$ representa la potencia inyectada o absorbida por parte del ESS conectado en el nudo j en el instante t . Para las simulaciones de esta sección se ha supuesto un modelo de ESS sin pérdidas.

Como ya se apuntó en la Sección 2.5 la potencia demandada que minimiza las pérdidas en cada instante coincide con la media de potencia consumida para el día completo. De esta forma, los ESS absorberán energía del sistema cuando la potencia demandada por las cargas esté por debajo de la media diaria e inyectarán la suma de energía almacenada durante los instantes en los que el nivel de consumo se sitúe por encima de esta media.

En primer lugar se simulará el caso en el que se instala un ESS en cada nudo de los main feeders y estos se operan de forma trifásica, esto es, las tres fases presentan el mismo comportamiento en cada instante.

En la Figura 4.55 se muestra la evolución de la actuación del ESS conectado en el nudo 1, donde los valores positivos corresponden con potencia activa absorbida del sistema y viceversa. La suma de las áreas encerradas bajo la curva mostrada deberán coincidir para las zonas de inyección y absorción para satisfacer la Ecuación 4.4. Se observa que, como se apuntaba anteriormente, el ESS inyecta potencia durante las horas de mayor consumo y absorbe de la red durante las horas valle.

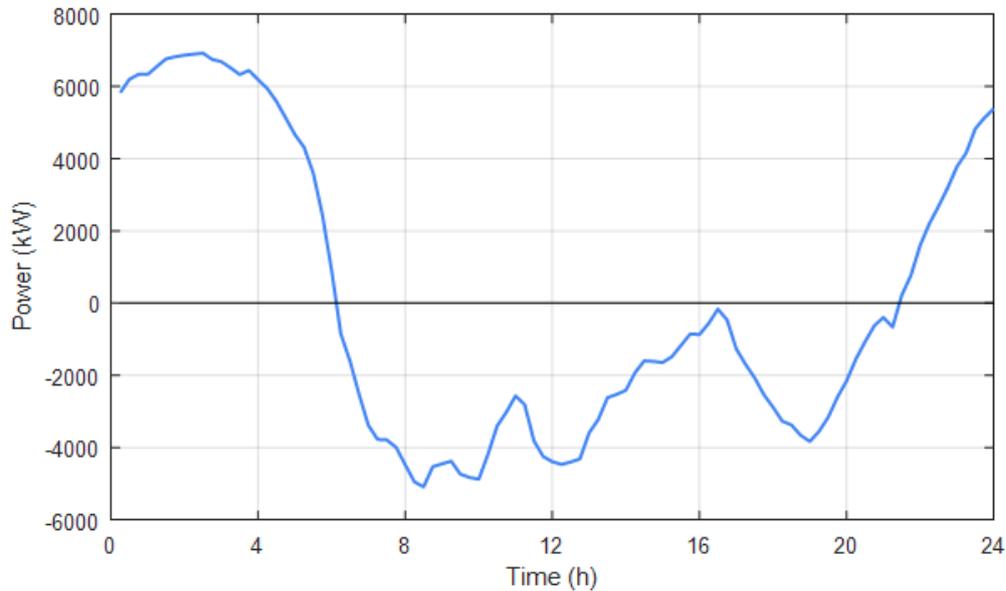


Figura 4.55 ESS. Escenario original CIGRE. Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1.

La actuación agregada de los sistemas de almacenamiento instalados a lo largo de la red modificará la curva de consumo del sistema, aplanándola. Este efecto puede apreciarse con claridad en los flujos de potencia activa que atraviesan los bancos de transformadores, mostrados en la Figura 4.56.

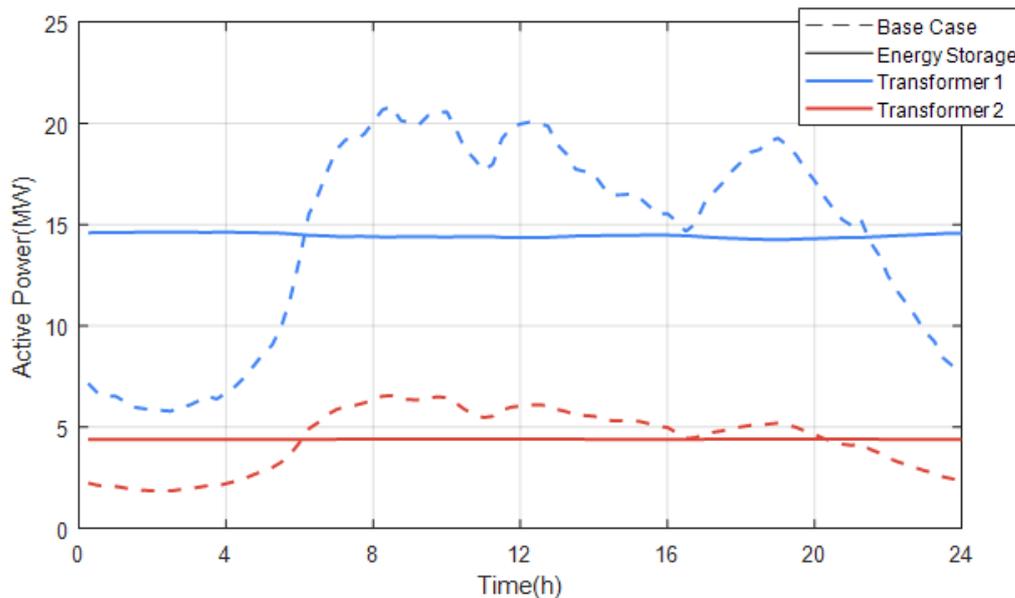


Figura 4.56 ESS. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los bancos de transformadores.

La reducción de pérdidas se representa en la Figura 4.56. Cabe señalar que éstas aumentan durante los periodos de menor consumo, ya que se ha aumentado la demanda durante estos como consecuencia de la actuación del los ESS. No obstante se logra una reducción de las pérdidas energía diaria del 11,77% con respecto al caso base.

Los dispositivos de almacenamiento permiten su operación monofásica, de forma que la actuación de cada fase sea independiente de las demás. No obstante a lo anterior, la suma de las actuaciones de las fases deberá cumplir con el balance de energía diario, cuya expresión se ve modificada con

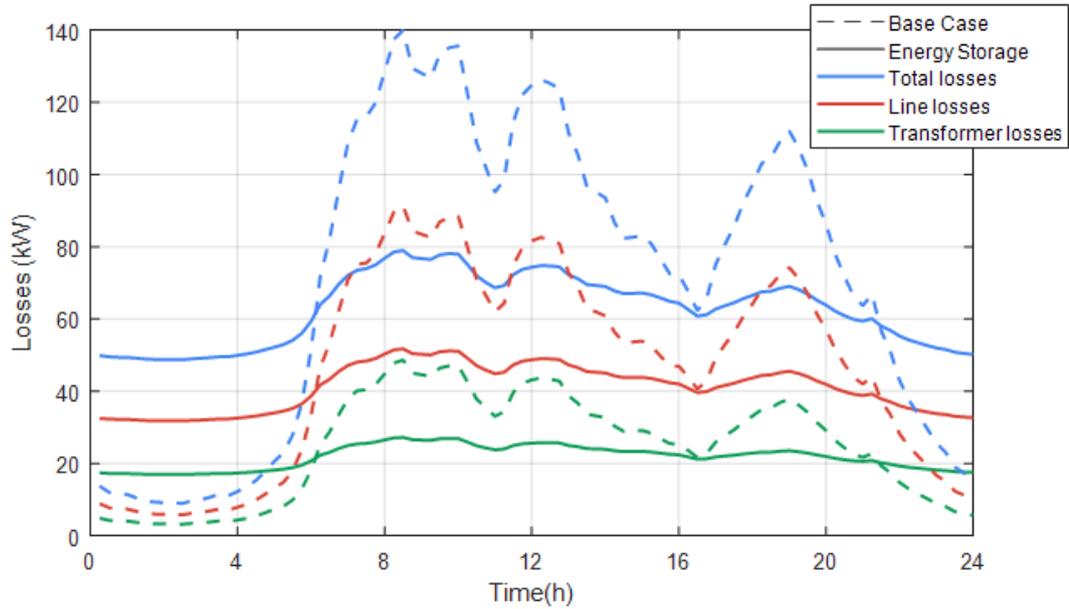


Figura 4.57 ESS. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

respecto al caso anterior:

$$\sum_{i=1}^{96} P_{ESS-j}^a(t) + P_{ESS-j}^b(t) + P_{ESS-j}^c(t) = 0 \quad (4.5)$$

Así, en este nuevo escenario de operación el balance de energía deberá ser satisfecho por la suma de la actuación de las tres fases, no siendo necesario el cumplimiento del mismo por cada fase por separado. Llevado al extremo, podrían darse situaciones en las que una fase de un ESS inyecte potencia al sistema durante el día completo sin absorberla en ningún momento.

A continuación se muestra los resultados de la simulación propuesta, comenzando nuevamente por la actuación del ESS conectado al bus 1 (Figura 4.58). Se puede apreciar como la diferencia entre los valores obtenidos para cada fase se distancian más en las horas de mayor desequilibrio del sistema, alrededor de las 19:00. En cuanto a las pérdidas, representadas en la Figura 4.58, se alcanza una reducción del 13,14% gracias al efecto balanceador de la operación de los ESS.

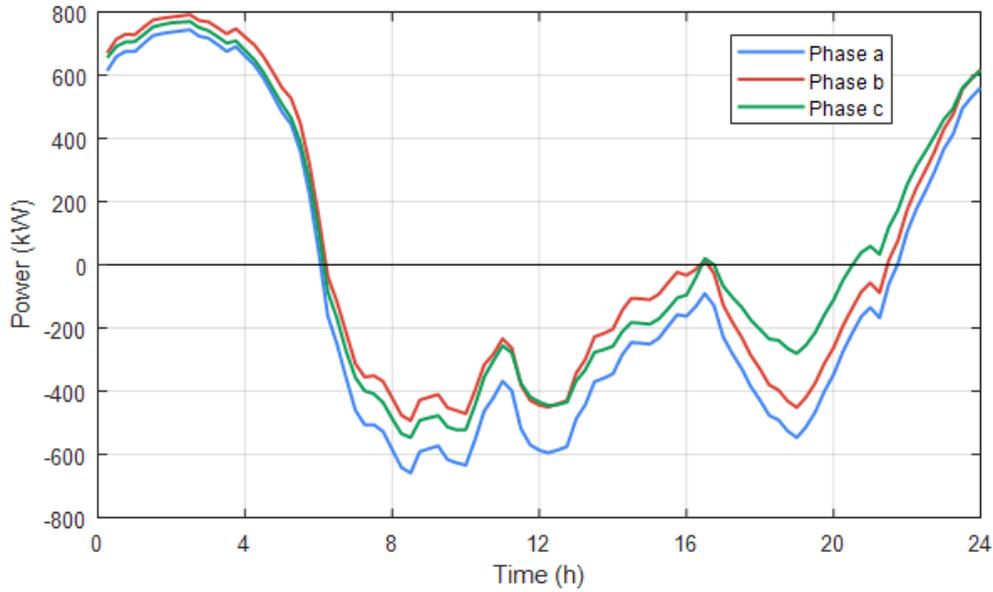


Figura 4.58 ESS operado de forma monofásica. Escenario original CIGRE. Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1.

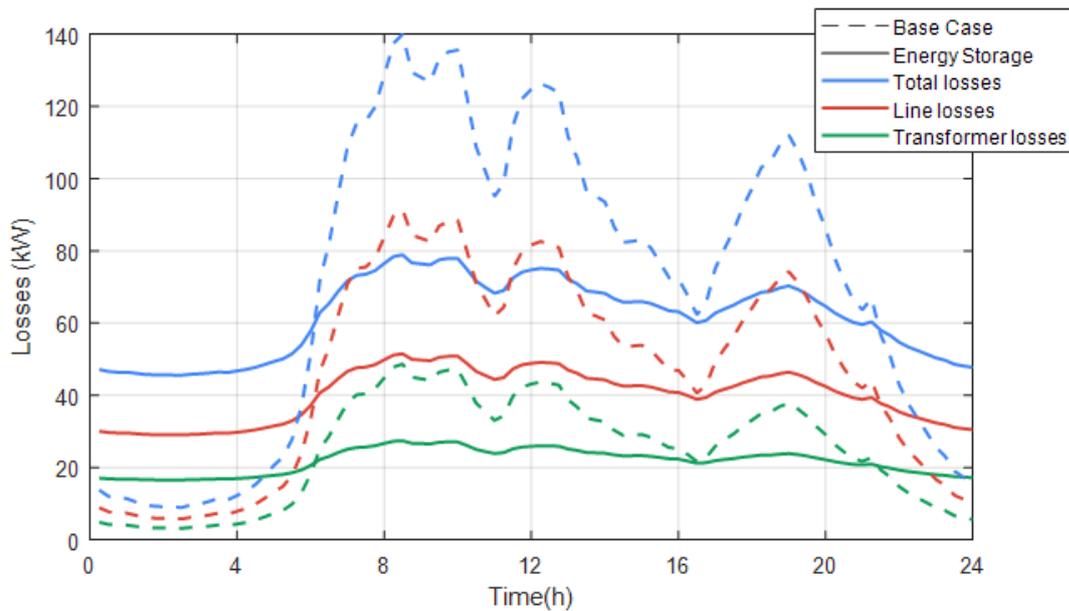


Figura 4.59 ESS operado de forma monofásica. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

Los beneficios de la nueva operación de los ESS serán más evidentes en los escenarios desequilibrados definidos para este estudio. La Figura 4.60 muestra la actuación del ESS conectado en el nudo 1 para ambos escenarios. En ella se aprecia que en el escenario desequilibrado 1 la fase c, al estar muy descargada con respecto a las demás, absorbe potencia durante el día completo.

El efecto balanceador de la operación monofásica de los ESS tendrá ahora un mayor peso en la reducción de pérdidas. Esto se ve reflejado en la Figura 4.61, alcanzándose una reducción del 31,17% y 26,65% en los escenarios desequilibrados 1 y 2 respectivamente.

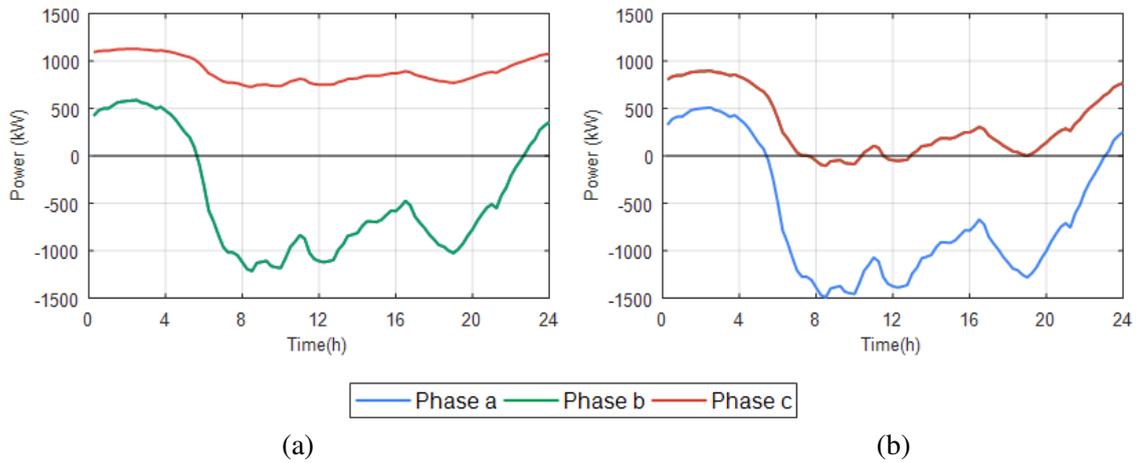


Figura 4.60 ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1.

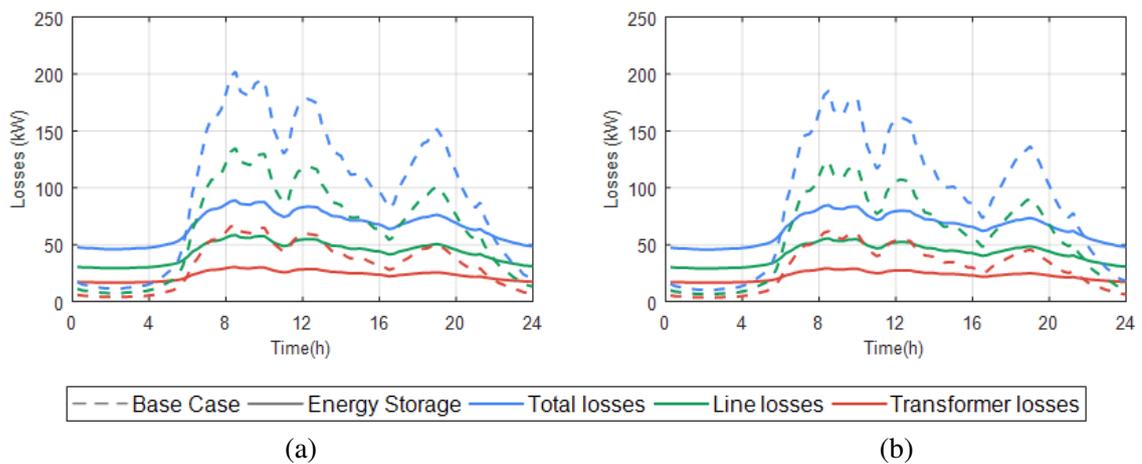


Figura 4.61 ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa.

Para representar con mayor claridad el descenso en el nivel de desequilibrio del sistema, se representarán el VUR (Figura 4.62) y las intensidades de neutro (Figura 4.63). De manera similar a como ocurría en la Sección 4.9, los desequilibrios en el sistema no llegan a reducirse por completo debido a que solo se actúa sobre la potencia activa mientras la reactiva mantiene su comportamiento desequilibrado.

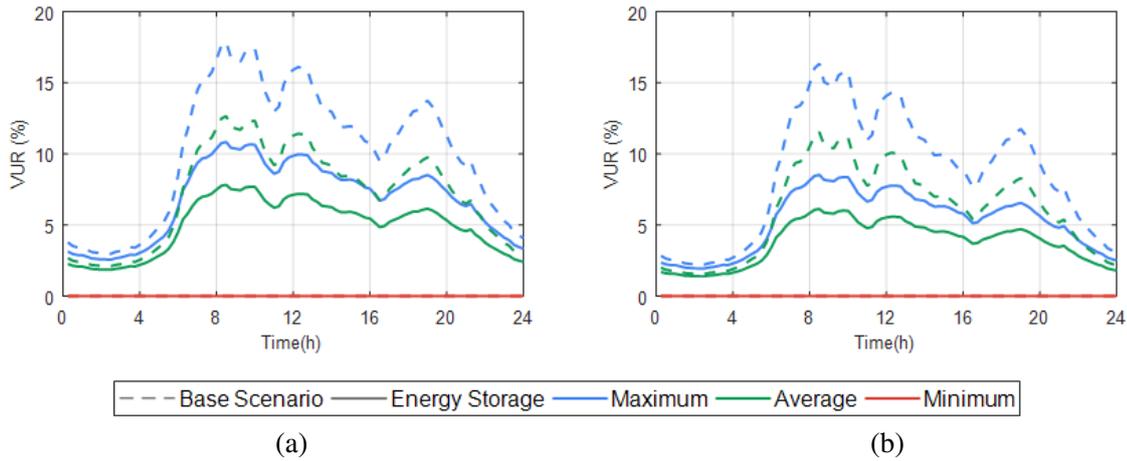


Figura 4.62 ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo.

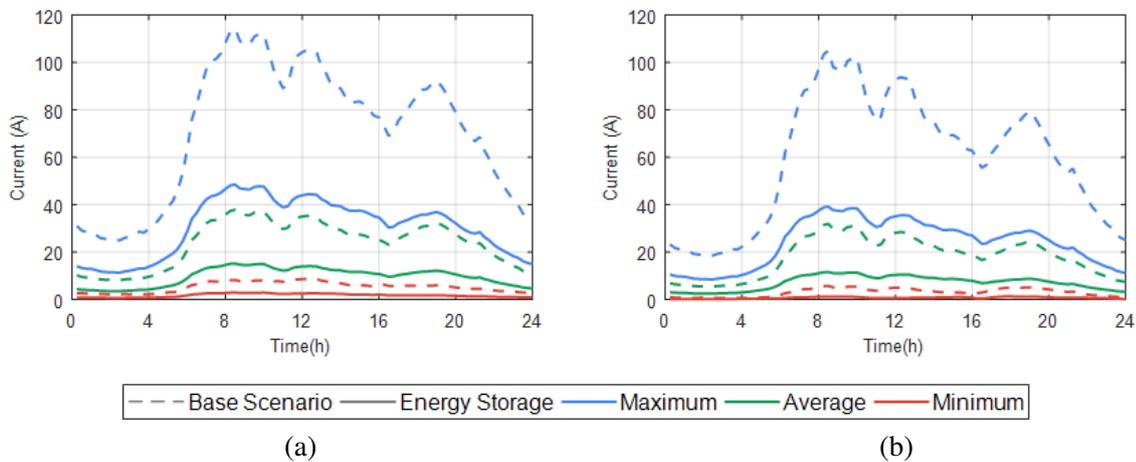


Figura 4.63 ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas.

Por último se hará uso de una de las funcionalidades de los sistemas de almacenamiento: la capacidad de inyectar potencia reactiva de manera similar a los STATCOMs. De esta forma y como ya se ha comentado en varias ocasiones a lo largo del capítulo, se logra una mejora en las tensiones del sistema, lo que resulta en un decremento de las pérdidas de potencia activa del sistema. En este sentido, la Figura 4.64 muestra la mejora en las tensiones del sistema, donde también se aprecia el aplanamiento en la evolución de las mismas debido a la funcionalidad principal de los ESS. Por su parte, la Figura 4.65 muestra la nueva reducción alcanzada en las pérdidas de la red, que en esta ocasión representan un 39,15% con respecto al caso base.

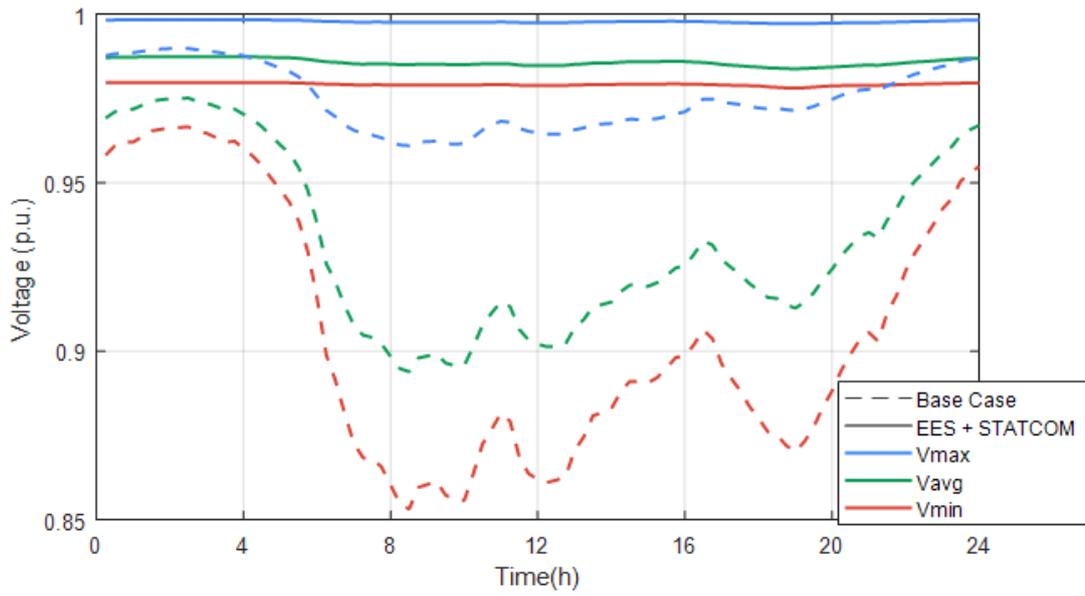


Figura 4.64 ESS operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas.

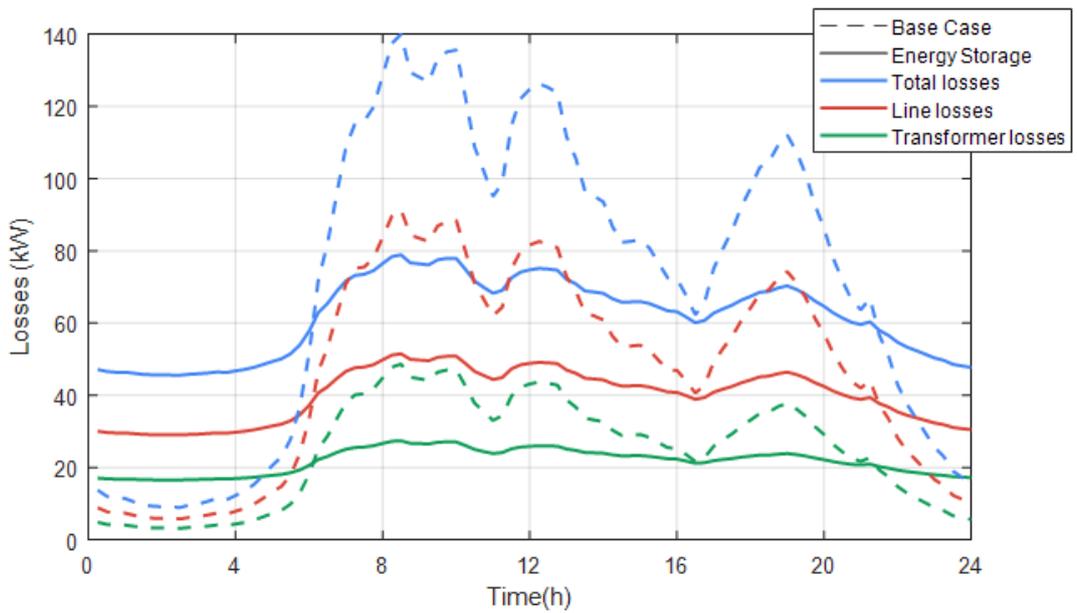


Figura 4.65 ESS operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.10 Generación distribuida

En esta sección se estudiará el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas de la red objeto de estudio. Como se estudió en la Sección 2.6, existe una amplia gama de tecnologías para desarrollar esta metodología. Se optará por la instalación de plantas fotovoltaicas, dada su afinidad con las redes de distribución.

Estas plantas inyectan potencia a la red durante las horas de sol y permanecen inactivas por la noche. La curva de generación que seguirán los paneles fotovoltaicos será la mostrada en la Figura 4.66.

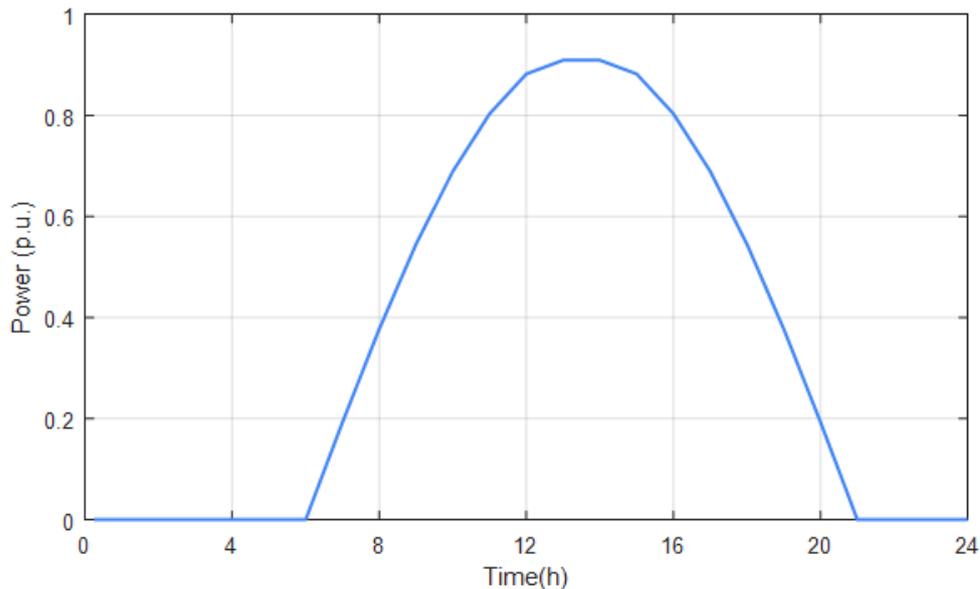


Figura 4.66 Curva de generación de los paneles fotovoltaicos.

Siguiendo con el esquema de secciones anteriores, se instalará una planta fotovoltaica trifásica en cada uno de los nudos de los alimentadores principales así como una planta monofásica en cada nudo de los laterales.

Una vez decidida la localización de los generadores, habrá que decidir la potencia nominal de los mismos. Para ello se incrementará progresivamente la penetración de la GD en el sistema hasta dar con el punto en que se minimizan las pérdidas. El proceso consistirá en fijar la potencia nominal de cada planta fotovoltaica en porcentaje con respecto a la carga conectada a su mismo nudo. Tras esto se simulará la red para un día completo y se analizará el total de pérdidas de energía. Este proceso se repetirá incrementando simultáneamente la penetración en porcentaje de todas las plantas fotovoltaicas. Los resultados de las simulaciones se muestran gráficamente en la Figura 4.67.

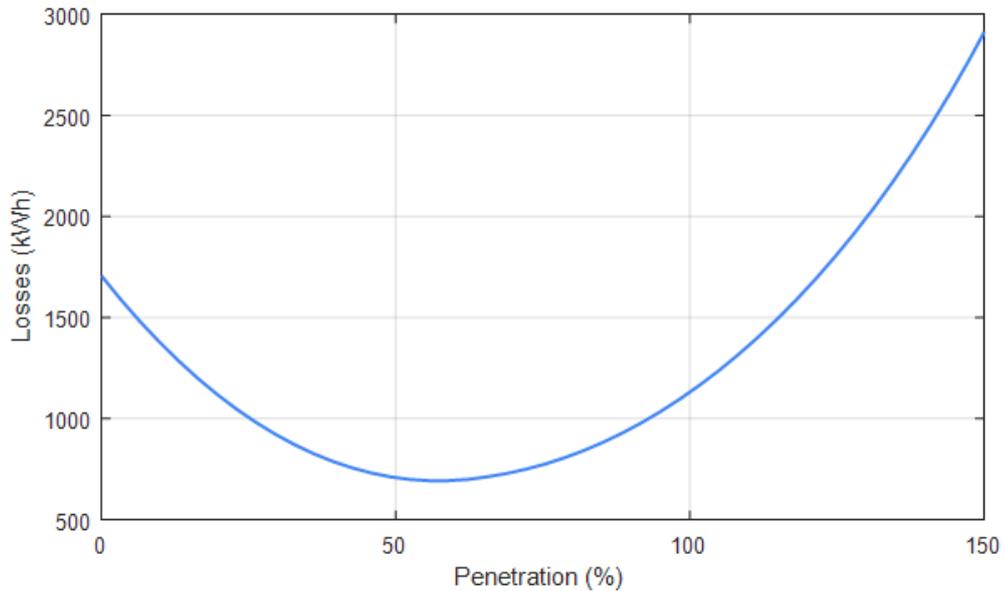


Figura 4.67 Pérdidas de potencia activa en relación a la penetración de GD.

El mínimo de pérdidas diarias de energía se alcanza para un 55,7%. Una vez fijada la potencia nominal de los generadores para ese porcentaje de penetración, las pérdidas obtenidas se muestran en la Figura 4.68. Estas suponen un 59,38% de reducción con respecto al caso base. Esta reducción se manifiesta de manera más pronunciada en las horas centrales del día cuando los paneles solares vierten el máximo de potencia activa a la red.

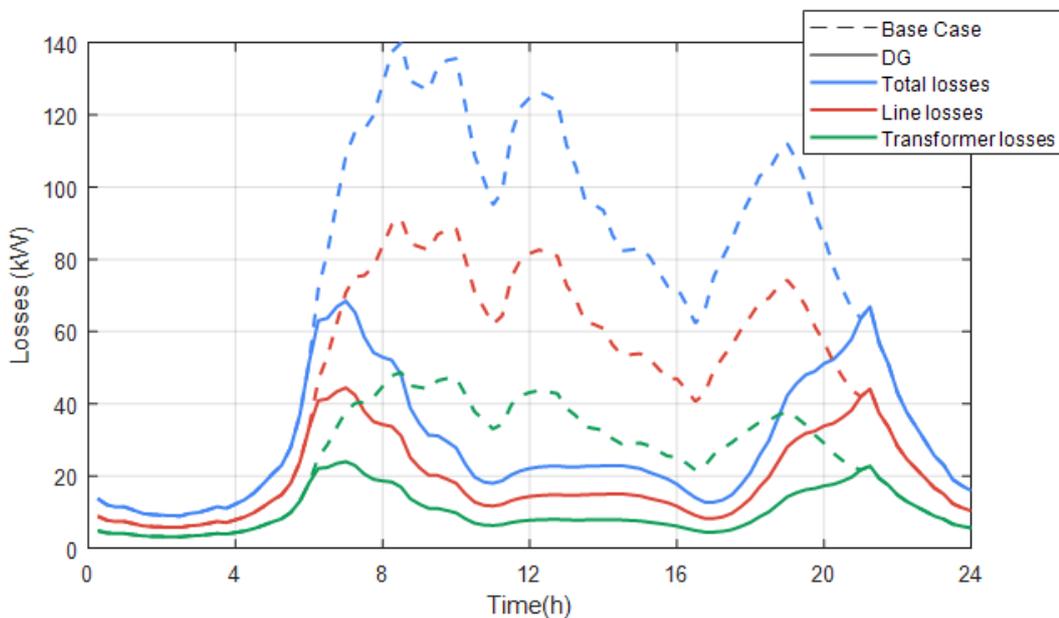


Figura 4.68 Generación distribuida. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

Los paneles fotovoltaicos se conectan a la red a través de convertidores electrónicos con capacidad de inyectar potencia reactiva en el sistema. Esto supone una funcionalidad que ya ha demostrado ser muy beneficiosa para el sistema en secciones anteriores.

Controlando la inyección de potencia reactiva de las plantas fotovoltaicas, con el objetivo de alcanzar una compensación perfecta de la misma, se obtiene la nueva curva de pérdidas mostrada

en la Figura 4.69. En ella se observa como durante las horas centrales del día las pérdidas alcanzan valores casi nulos. Esto es debido a que tanto la potencia activa como la reactiva demandada por las cargas es entregada localmente por las plantas fotovoltaicas, no existiendo pérdidas por flujo de potencia por las líneas ni los transformadores. La reducción diaria de pérdidas de energía es de un 79,43 % con respecto al caso base.

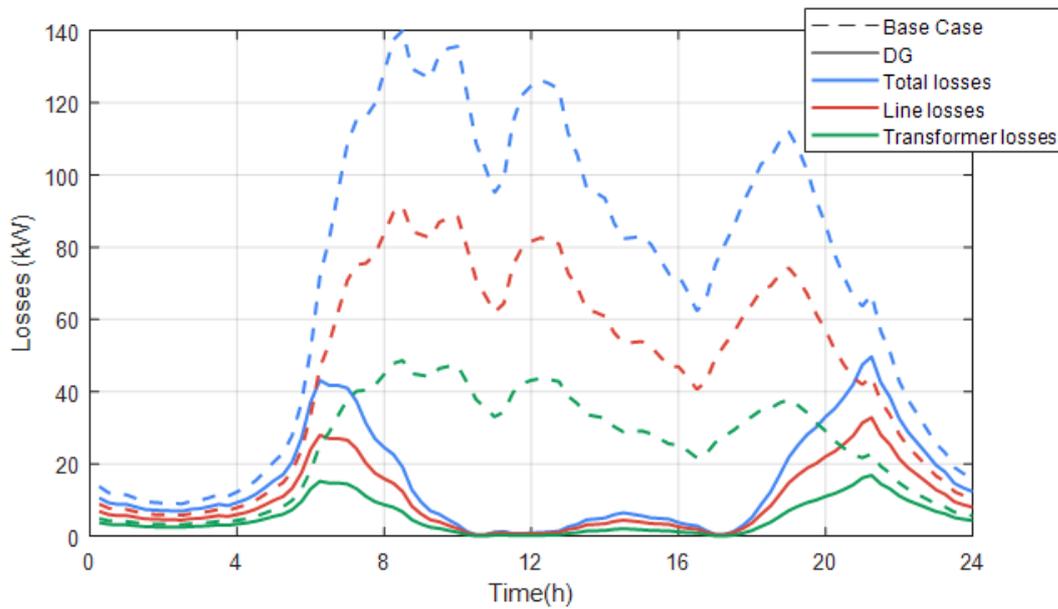


Figura 4.69 Generación distribuida con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa.

4.11 Resumen de reducción de pérdidas

A continuación se mostrará un resumen del ahorro de pérdidas obtenido para un día completo aplicando las distintas metodologías desarrolladas a lo largo del presente capítulo. Para aquellas metodologías en las que se simulan bajo más de una condición (incluyendo compensación de reactiva, operando las fases por separado, etc.) se muestra aquella que logre una mayor reducción de pérdidas.

La Tabla 4.3 muestra los valores de la reducción obtenida en cada apartado para los tres escenarios de carga definidos, mientras que la Figura 4.70 y la Figura 4.71 representan de forma gráfica el ahorro obtenido en cada caso.

Tabla 4.3 Resumen de reducción de pérdidas.

Tecnología	Reducción de pérdidas [<i>kWh</i> (%)]		
	Original	Desequilibrado 1	Desequilibrado 2
Generación Distribuida	1355,50 (79,43)	1902,60 (81,65)	1715,41 (81,59)
ESS	668,09 (39,15)	1291,66 (55,43)	1063,88 (50,60)
DC-Link	594,35 (34,83)	1055,69 (45,31)	911,41 (43,35)
Balanceador	532,57 (31,21)	1156,13 (49,62)	928,35 (44,16)
STATCOM	510,49 (29,91)	777,30 (33,36)	761,58 (36,23)
BBCC	463,75 (27,17)	603,47 (25,90)	573,91 (27,30)
OLTC	341,93 (20,04)	420,70 (18,05)	484,34 (23,04)
Reconfiguración de red	166,72 (9,76)	—	—

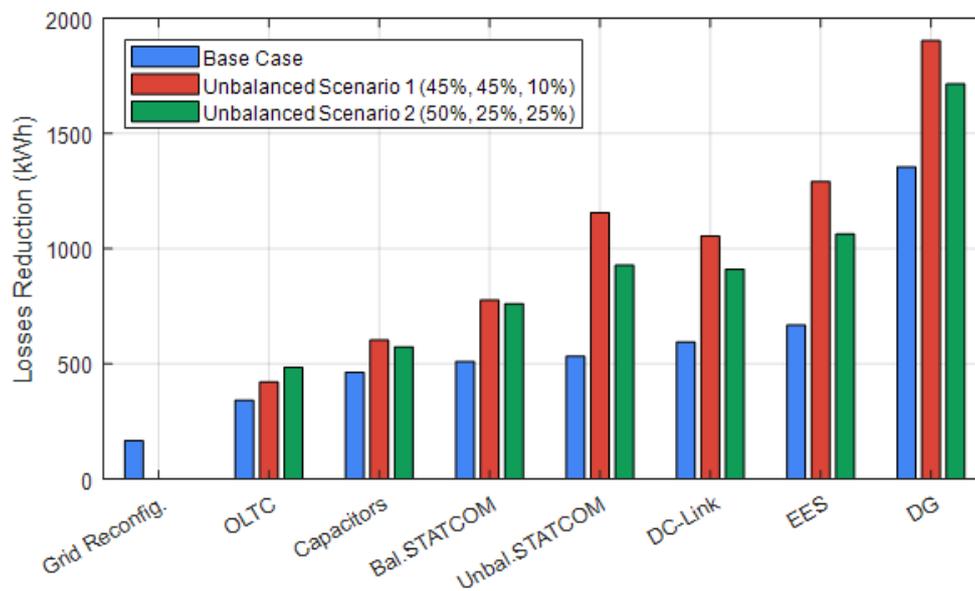


Figura 4.70 Resumen de reducción de pérdidas [*kWh*].

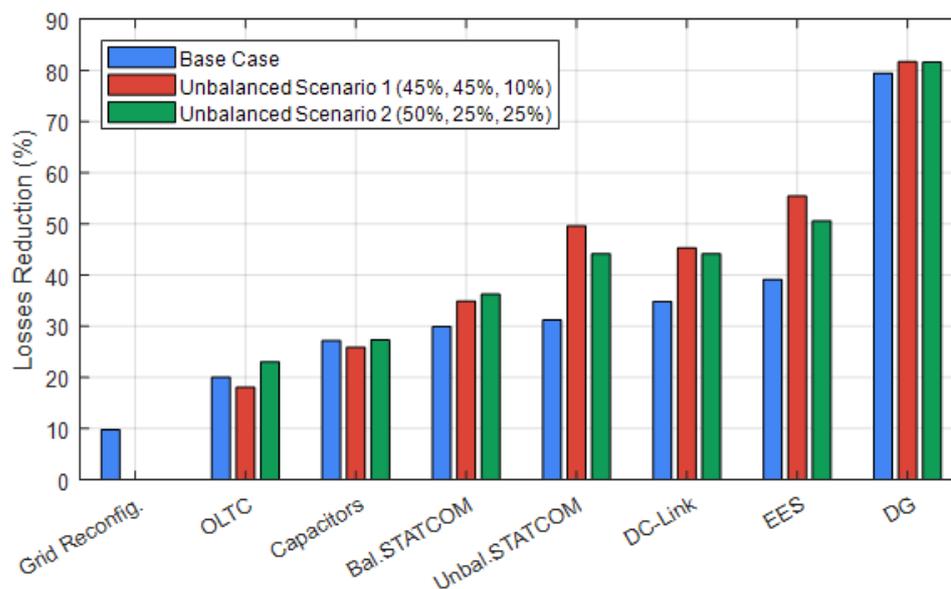


Figura 4.71 Resumen de reducción de pérdidas [%].

A modo de resumen:

- Cuando se incluye **Generación Distribuida** en el sistema en las condiciones especificadas en la Sección 4.10, **la potencia reactiva es suministrada de manera local** por los convertidores de las plantas fotovoltaicas, mientras que **la activa es también inyectada localmente** por los paneles solares durante las horas de mayor sol. Ambas circunstancias provocan una escasa circulación de intensidad por las líneas y los transformadores de la red que llega incluso a ser prácticamente nula en algunos tramos del día. Esto se traduce en una reducción muy drástica de las pérdidas del sistema que sitúa esta metodología como **la más eficaz del listado**.
- **Los sistemas de almacenamiento de energía** reducen las pérdidas a través del **aplanaamiento de la curva de demanda y la inyección de potencia reactiva** en la red de forma local. Además de esto, la operación independiente de cada fase ayuda en la mitigación de desequilibrios, contribuyendo a su vez en un mayor decremento de las pérdidas de energía.
- En tercer lugar teniendo en cuenta el escenario original, los dispositivos **DC-Link** instalados en el sistema de la manera descrita en la Sección 4.8 hacen uso de sus distintas funcionalidades para: **ecualizar el nivel de carga de ambos feeders, mitigar los desequilibrios e inyectar potencia reactiva**. Todo ello de forma local en los nudos de conexión aunque con efecto extensible al resto de la red.
- Los dispositivos **STATCOM balanceadores** representan la tercera tecnología más **eficaz en la reducción de pérdidas en los escenarios desequilibrados**. Este mayor efecto en estos escenarios se debe al mayor nivel de desequilibrio presente en ellos. La capacidad añadida de inyectar potencia reactiva a los nudos de conexión permiten a esta tecnología situarse por encima del resto de metodologías de control de tensiones.
- Seguidamente, los **STATCOMs convencionales** logran una **compensación perfecta de la potencia reactiva** demandada por las cargas. Esto supone un efecto elevador de tensiones a lo largo del sistema que a su vez se traduce en un ahorro en las pérdidas de energía.
- **Los bancos de condensadores**, al realizar la misma función que los STATCOMs pero con la limitación de inyectar **reactiva en escalones discretos**, se sitúan justo por debajo de estos últimos.

- Por su parte, la operación de las tomas de los **transformadores OLTC** se sitúa como la menos eficaz de las metodologías de control de tensiones. Si bien la operación independiente de las tomas de los transformadores conectados a cada fase contribuye en la mitigación del nivel de desequilibrios, **el carácter estrictamente localizado de los efectos de esta metodología**, sumado a la imposición de los límites de tensión, la aleja de los puestos más altos en cuanto a reducción de pérdidas.
- **En último lugar** se sitúa la **reconfiguración de red**, debido a la **similitud entre la configuración inicial y la óptima** para la reducción de pérdidas.

Se puede apreciar como la reducción de pérdidas es mayor en términos porcentuales en los escenarios desequilibrados. Esto se debe a que por la distribución de cargas estos se ven más afectados por problemas de subtensión y desequilibrio, por lo que un efecto corrector en ambas magnitudes se ve reflejado de forma más significativa en la reducción de pérdidas.

5 Conclusiones y Líneas Futuras

El estudio presenta una vista general de las tecnologías disponibles actualmente para la reducción de pérdidas en redes de MT, describiendo de manera razonada sus efectos sobre las distintas magnitudes eléctricas de los sistemas de distribución.

Las tecnologías tenidas en consideración han sido: Transformadores con cambiador de tomas en carga (OLTC), bancos de condensadores, STATCOM convencionales, interruptores de apertura, STATCOM balanceadores, DC-Link, sistemas de almacenamiento de energía y plantas fotovoltaicas como generadores distribuidos. Todas ellas permiten un cierto grado de control por parte del operador del sistema para lograr una operación más eficaz en la reducción de pérdidas.

La red objeto de estudio y sus tres escenarios de carga considerados han permitido implementar un análisis de los efectos de la aplicación de las tecnologías anteriormente mencionadas. Para cada una de ellas se ha diseñado una metodología concreta con el objetivo común de reducir las pérdidas diarias al mínimo posible. La decisión de definir dos escenarios adicionales con mayor nivel de desequilibrio ha permitido poner de manifiesto la contribución a la reducción de pérdidas que supone la mitigación de estos desajustes entre fases.

La Tabla 4.3 presenta un resumen del nivel de decremento en las pérdidas logrado por cada tecnología, donde la generación distribuida se sitúa como la más eficaz en este aspecto. Cabe señalar que todas las metodologías se han desarrollado en condiciones óptimas para la reducción de pérdidas en los escenarios de carga, sin tener en cuenta distintos factores como la estacionalidad o la incertidumbre en la demanda. Además de esto, se han supuesto ideales (sin pérdidas) todos los dispositivos empleados a lo largo de cada sección del Capítulo 4

Cabe destacar que la eficacia en la reducción de pérdidas de las distintas metodologías está supeditada a las condiciones iniciales del sistema en el que se implementan. Para este estudio, la red presenta un nivel crítico de tensiones en su estado inicial, por lo que cualquier actuación en este sentido para mejorar las tensiones tendrá un gran impacto en las pérdidas. La reducción de pérdidas lograda en los escenarios desequilibrados definidos adicionalmente ponen de manifiesto aún más este hecho, dado que en ellos se logra un ahorro porcentual mayor cuando se realizan actuaciones para la reducción de sus niveles de desequilibrio.

Además de los anterior, las condiciones bajo las cuales se modela la actuación de cada tecnología son clave en la reducción de pérdidas lograda en cada caso. El ejemplo más claro se da con la generación distribuida, para la cual se modela el escenario ideal en el que la potencia nominal y la curva de generación son las óptimas para lograr una mayor reducción de pérdidas en las condiciones de carga del día simulado. Para una curva de demanda que difiera de la estudiada y unas condiciones climatológicas distintas a las propuestas, el dimensionamiento de las plantas fotovoltaicas calculado en este estudio no coincidiría con el óptimo para esta nueva situación. Para solucionar este aspecto

se requerirían estudios anuales para valorar un dimensionamiento lo más eficaz posible a largo plazo.

5.1 Líneas futuras

Se presentan multitud de líneas futuras para completar y ampliar el trabajo realizado en este estudio.

En primer lugar, como ya se indicaba anteriormente, las distintas simulaciones se han hecho para optimizar la reducción de pérdidas en el contexto de un día concreto del cual se conoce su curva de generación y las actuaciones a realizar en cada momento. En este sentido, ampliar el horizonte de optimización a un plazo mayor, del orden de años, constituiría una primera línea futura. En este contexto podría ser de interés la consideración de un cierto nivel de incertidumbre que daría cabida a la predicción de escenarios futuros.

En cuanto al modelado de la red, cabe señalar que existen 2 feeders que se han modelado como cargas concentradas. Esta simplificación implicaría cierta modificación en los valores obtenidos en las distintas simulaciones, por lo que ampliar el modelado de la red a esto 2 feeders haría más preciso el análisis de los resultados obtenidos.

Por otro lado, todas las tecnologías empleadas a lo largo del estudio se han supuesto ideales, esto es, sin pérdidas asociadas a su operación. Un primer paso en este sentido podría ser modelar una serie de pérdidas en relación a la actuación de los dispositivos instalados en el sistema.

Una vez se han obtenido los valores de ahorro de pérdidas en términos energéticos, sería de interés llevar a cabo un análisis coste-beneficio para cada tecnología. En este sentido deberían tenerse en cuenta al menos costes de equipos instalados y ahorro económico obtenido. A esto pueden añadirse términos de costes de instalación, operación y mantenimiento del sistema.

En este sentido, cabe destacar que a lo largo de este estudio se han desarrollado una serie de metodologías todas ellas con un objetivo común: la reducción de pérdidas. Por tanto, puede esperarse que los escenarios óptimos en este sentido no los sean así en términos económicos. Esto da cabida a la realización de flujos de carga óptimos (OPF) donde se considere el ahorro económico en la función objetivo, pudiéndose llegar a nuevos escenarios óptimos donde no se logra la máxima reducción de pérdidas eléctricas.

Por último y en relación a lo anterior, existe una multitud de beneficios a tener en cuenta a la hora de implantar las tecnologías aquí descritas que van más allá del mero ahorro en los costes citados anteriormente. Se trata de factores tales como la expansibilidad de la red, la mayor capacidad para integrar fuentes de energías renovables y vehículo eléctrico; y una mayor flexibilidad en la operación de red, por citar algunos. En este contexto sería de interés tomarlos en consideración en la ejecución de los OPF.

Apéndice A

Implementación Analítica

En este anexo se presentarán las herramientas software empleadas para el modelado y simulación de la red objeto de estudio, la implementación de las metodologías descritas en el Capítulo 4 y la representación de los resultados obtenidos.

A.1 Modelado de red

Para el modelado de la red objeto de estudio incluyendo todos sus componentes se ha utilizado el programa OpenDSS (Open Distribution System Simulator). Este software permite el modelado de todo tipo de elementos que componen un sistema de distribución y la ejecución de flujos de carga de la red. El manual de la herramienta [17] ofrece información más detallada de todas las funciones de que dispone y las instrucciones de uso.

Para la resolución de flujos de carga OpenDSS emplea un algoritmo denominado "Normal", que consiste en un método iterativo de punto fijo adecuado para redes de distribución. También dispone de un segundo algoritmo de resolución, más lento pero a la vez más robusto que el anterior, llamado "Newton" que está basado en la formulación Newton-Raphson tradicionalmente empleada en redes de transporte.

El modelado de la red consistirá en definir todos los elementos que conforman el sistema descrito en el Capítulo 3 en el entorno de OpenDSS. En cuanto a la definición de escenarios de carga, se creará un archivo con la distribución de cargas propuesta por CIGRE en [1] y un segundo archivo para los escenarios desequilibrados definidos de manera adicional. En este segundo archivo las cargas presentarán el campo correspondiente a la potencia nominal vacío y este se declarará desde Matlab cargando los datos de distribución de cargas desde un archivo Excel.

Se crearán archivos adicionales en OpenDSS con diversas modificaciones en el modelado de la red para la implementación de aquellas metodologías descritas en el Capítulo 4 que así lo requieran.

A.2 Ejecución

En esta sección se describirán los pasos realizados hasta lograr la simulación de todos los escenarios necesarios para la obtención de los resultados mostrados en el Capítulo 4.

OpenDSS permite su ejecución desde Matlab a través de una interfaz *COM server*. Esta aplicación facilita la automatización de realización de flujos de cargas para múltiples escenarios y el almacena-

miento y tratamiento de resultados. De esta forma, el mayor peso en la simulación de escenarios recaerá sobre Matlab, desde donde se coordinará la ejecución de OpenDSS y el almacenamiento y lectura de datos a través de Excel.

Todos los casos descritos en el Capítulo 4 compartirán una misma estructura en su simulación, detallada a continuación:

- **Módulo de inicialización:** Comprende la inicialización del propio entorno de Matlab, de la interfaz COM con OpenDSS y la definición de una serie de variables iniciales.
- **Módulo de definición de escenario de carga:** En el caso del escenario original propuesto por CIGRE, bastará con llamar a su archivo correspondiente de OpenDSS. Para los escenarios adicionales descritos en la Sección 3.2 se cargarán los valores de cargas nominales almacenados en un archivo Excel y se escribirán en el apartado correspondiente del fichero de OpenDSS a través de Matlab.
- **Módulo de implantación de metodología:** Se desarrollará el algoritmo correspondiente a la metodología a simular, con múltiples ejecuciones del modelo de red en OpenDSS automatizadas en Matlab hasta alcanzar la solución óptima en cada caso. En la mayoría de los casos se ha empleado un algoritmo de fuerza bruta para alcanzar dichas soluciones óptimas, si bien en algunos casos se han esbozado heurísticas concretas para reducir el número total de escenarios a simular.
- **Módulo de simulación diaria:** Una vez obtenido el estado óptimo de las variables de control para la metodología que proceda, se simula la red para obtener los resultados en un día completo. Esto supone la ejecución de 96 flujos de carga, cada uno correspondiente a un tramo cuartohorario del día. Se almacena una amplia variedad de información referente al estado de la red: Tensiones en los nudos, intensidades por las líneas, desequilibrios, flujo por los transformadores, etc.
- **Módulo de almacenamiento de resultados:** en último lugar se almacenan todos los datos obtenidos en una hoja Excel siguiendo una estructura fija que permita comparar los resultados de la aplicación de una cierta metodología con otra o con el caso base.

A.3 Representación de resultados

Como se señalaba en la sección anterior, una vez simulado un escenario los resultados obtenidos se almacenan en una hoja de Excel siguiendo una estructura fija. El hecho de que todas las hojas de resultados compartan una misma estructura es muy útil para la automatización en la generación de gráficas comparativas.

Para representar resultados se hará uso de un fichero de Matlab que llamará al archivo de Excel con todos los datos almacenados, especificando la hoja correspondiente al caso a representar, u hojas si la intención es la de comparar los resultados obtenidos en varios casos.

Esta metodología de representación de resultados proporciona una gran flexibilidad a la hora de analizar los datos obtenidos, facilitando la comparación de distintos campos dentro de los resultados de un mismo escenario y de resultados correspondientes a casos distintos.

Índice de Figuras

2.1	Esquema OLTC	4
2.2	Esquema constructivo BBCC	5
2.3	Efecto de la inyección de reactiva sobre las tensiones	5
2.4	Diagrama unifilar STATCOM y esquema VSC	6
2.5	Curva tensión-intensidad STATCOM	6
2.6	Ejemplo del efecto del balanceador	8
2.7	Red de distribución clásica: diagrama unifilar y perfil de tensiones	9
2.8	Red de distribución con generación distribuida: diagrama unifilar y perfil de tensiones	9
2.9	Red de distribución incorporando DC-Link: diagrama unifilar y perfil de tensiones	10
2.10	Ejemplo de curva de consumo	11
2.11	Clasificación ESS [8]	12
2.12	Aplicaciones ESS [9]	13
2.13	Clasificación de tecnologías de generación distribuida [13]	14
3.1	Diagrama unifilar del sistema	18
3.2	Diagrama unifilar de los laterales monofásicos	19
3.3	Geometría de las líneas. Layout	20
3.4	Perfiles diarios de consumo	21
3.5	Distribución de cargas por fase para los escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b)	24
4.1	Caso base. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los bancos de transformadores	28
4.2	Caso base. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas	29
4.3	Caso base. Escenario original CIGRE. Evolución de la tensión para nudo terminal	29
4.4	Caso base. Escenario original CIGRE. Perfil de tensiones para nudo terminal	30
4.5	Caso base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	30
4.6	Caso Base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa en los transformadores	31
4.7	Caso base. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los transformadores monofásicos. Banco de transformadores 1 (a) y 2 (b)	32
4.8	Caso base. Escenario original CIGRE. Tensiones de bus perteneciente al main feeder 1	32
4.9	Caso base. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo	33
4.10	Caso base. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	33
4.11	Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Flujo de potencia activa por los transformadores monofásicos pertenecientes al banco 1	34
4.12	Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tensiones máximas, medias y mínimas	34
4.13	Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa	35

4.14	Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo	36
4.15	Caso base. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	36
4.16	Configuración inicial de la red	37
4.17	Configuración óptima de la red	38
4.18	Reconfiguración de red. Pérdidas de potencia activa	39
4.19	OLTC. Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 1	40
4.20	OLTC. Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 2	41
4.21	OLTC. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas	41
4.22	OLTC. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	42
4.23	OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tomas secundarias óptimas del banco de transformadores 1	42
4.24	OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Tensiones máximas, medias y mínimas	43
4.25	OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa	43
4.26	OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo	44
4.27	OLTC. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	44
4.28	BBCC. Escenario original CIGRE. Factor de potencia de los bancos de transformadores	45
4.29	BBCC. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas	46
4.30	BBCC. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	46
4.31	STATCOM. Escenario original CIGRE. Factor de potencia de los bancos de transformadores	47
4.32	STATCOM. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas	48
4.33	STATCOM. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	48
4.34	Balanceador. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	49
4.35	Balanceador. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo	50
4.36	Balanceador. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	50
4.37	Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	51
4.38	Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. VUR máximo, medio y mínimo	51
4.39	Balanceador con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	52
4.40	Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa	52
4.41	Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo	53
4.42	Balanceador. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	53
4.43	Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa	54
4.44	Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo	54
4.45	Balanceador con compensación de reactiva. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	54
4.46	DC-Link instalado aguas abajo. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa	55
4.47	DC-Link instalado aguas abajo. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	56
4.48	DC-Link instalado aguas arriba. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa	56
4.49	DC-Link instalado aguas arriba. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	57
4.50	DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa	58
4.51	DC-Link instalado aguas arriba, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia activa	58

4.52	DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia reactiva en el main feeder 1 (a) y el main feeder 2 (b)	59
4.53	DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Inyección de potencia reactiva en el main feeder 1 (a) y el main feeder 2 (b)	59
4.54	DC-Link instalado aguas abajo, operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	60
4.55	ESS. Escenario original CIGRE. Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1	61
4.56	ESS. Escenario original CIGRE. Flujo de potencia activa por los bancos de transformadores	61
4.57	ESS. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	62
4.58	ESS operado de forma monofásica. Escenario original CIGRE. Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1	63
4.59	ESS operado de forma monofásica. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	63
4.60	ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Inyección/absorción de potencia activa en el bus 1	64
4.61	ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Pérdidas de potencia activa	64
4.62	ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). VUR máximo, medio y mínimo	65
4.63	ESS operado de forma monofásica. Escenarios desequilibrados 1 (a) y 2 (b). Intensidades de neutro máximas, medias y mínimas	65
4.64	ESS operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Tensiones máximas, medias y mínimas	66
4.65	ESS operado de forma monofásica y con inyección de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	66
4.66	Curva de generación de los paneles fotovoltaicos	67
4.67	Pérdidas de potencia activa en relación a la penetración de GD	68
4.68	Generación distribuida. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	68
4.69	Generación distribuida con compensación de reactiva. Escenario original CIGRE. Pérdidas de potencia activa	69
4.70	Resumen de reducción de pérdidas [kWh]	70
4.71	Resumen de reducción de pérdidas [%]	71

Índice de Tablas

3.1	Características de los bancos de transformadores	19
3.2	Geometría de las líneas. Distancias	20
3.3	Características de los conductores	20
3.4	Potencia nominal de las cargas. Main feeders	22
3.5	Factor de potencia de las cargas. Main feeders	22
3.6	Potencia nominal y factor de potencia de las cargas. Laterales monofásicos	23
3.7	Sumatorio de cargas por fases de los main feeders	24
4.1	Caso base. Escenario original CIGRE. Pérdidas de energía activa	31
4.2	Caso base. Pérdidas de energía activa para los tres escenarios de carga	35
4.3	Resumen de reducción de pérdidas	70

Bibliografía

- [1] I. C. on Large Electric Systems (CIGRE), “Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources,” Abril 2014.
- [2] T. A. Short, *Electric power distribution handbook*. CRC press, 2014.
- [3] B. Ruben, A. Cross, D. Strickland, M. Aten, and R. Ferris, “Meshing radial networks at 11kv,” in *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 2011.
- [4] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, and L. R. Araujo, “A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, 2005.
- [5] N. Nimpitiwan, G. T. Heydt, R. Ayyanar, and S. Suryanarayanan, “Fault current contribution from synchronous machine and inverter based distributed generators,” *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 634–641, 2006.
- [6] E. Romero-Ramos, A. Gomez-Exposito, A. Marano-Marcolini, J. Maza-Ortega, and J. Martinez-Ramos, “Assessing the loadability of active distribution networks in the presence of dc controllable links,” *IET generation, transmission & distribution*, vol. 5, no. 11, pp. 1105–1113, 2011.
- [7] A. Gomez-Exposito, J. Maza-Ortega, E. Romero-Ramos, and K. Iniewski, “Enhancing the integration of renewables in radial distribution networks through smart links,” *Smart grid infrastructure & networking*. McGraw-Hill, New York, pp. 155–179, 2013.
- [8] A. S. P. Reinoso, *Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un Sistema de Almacenamiento de Energía*. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2018.
- [9] D. Rastler, *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits*. Electric Power Research Institute, 2010.
- [10] L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Effects of distributed generation on electric power systems,” *Procedia Technology*, vol. 12, no. 2014, pp. 683–685, 2014.
- [11] I. Wasiak and Z. Hanzelka, “Integration of distributed energy sources with electrical power grid,” *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences*, pp. 297–309, 2009.
- [12] A. Sheikhi, A. Maani, F. Safe, and A. Ranjbar, “Distributed generation penetration impact on distribution networks loss,” in *International conference on renewable energies and power quality*, 2013.

- [13] W. El-Khattam and M. M. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electric power systems research*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [14] J. Morren and S. De Haan, "Impact of distributed generation units with power electronic converters on distribution network protection," 2008.
- [15] V. Papaspiliotopoulos, V. Kleftakis, P. Kotsampopoulos, G. Korres, and N. Hatziargyriou, "Hardware-in-the-loop simulation for protection blinding and sympathetic tripping in distribution grids with high penetration of distributed generation," 2014.
- [16] K. I. Jennett, C. D. Booth, F. Coffele, and A. J. Roscoe, "Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 4, pp. 379–385, 2014.
- [17] O. Model and O. S. Element, "Opendss manual," *EPRI,[Online]* Available at: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/electricdss/index.php>.

Glosario

BBCC Bancos de condensadores. 4

CIGRE Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas. 1

DC-Link Enlace de corriente continua. 9

ESS Sistema de almacenamiento de energía. 11

IGBT Transistor bipolar de puerta aislada. 5

OLTC Cambiador de tomas en carga. 3

OpenDSS Open Distribution System Simulator). 1

OPF Flujo de carga óptimo. 74

PWM Modulación por anchura de pulsos. 5

SE Subestación eléctrica. 8

STATCOM Compensador estático síncrono. 5

VSC Convertidor en fuente de tensión. 5

VUR Ratio de desequilibrio de tensiones. 27