

Trabajo Fin de Máster

# Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

Mejora en la operación de una subestación rural:  
apoyo del almacenamiento eléctrico.

Autor: Francisco Javier Castro Román

Tutor: Esther Romero Ramos

Alfonso Bachiller Soler

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

Sevilla, 2024





Proyecto Fin de Máster  
Máster Sistemas de Energía Eléctrica

# **Mejora en la operación de una subestación rural: apoyo del almacenamiento eléctrico.**

Autor:

Francisco Javier Castro

Tutor:

Esther Romero Ramos

Alfonso Bachiller Soler

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2014



Proyecto Fin de Carrera: Mejora en la operación de una subestación rural: apoyo del almacenamiento eléctrico.

Autor: Francisco Javier Castro Román

Tutor: Esther Romero Ramos  
Alfonso Bachiller Soler

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

Quiero agradecer a mis profesores, tanto del colegio como de la universidad, el haberme formado y enseñado.  
A mis padres y mi hermana su cariño y que me lo hayan dado todo, a mis amigos por estar ahí siempre y a mi novia por haberme apoyado.

*Francisco Javier Castro Román*

*Sevilla, 2024*



# Resumen

---

Uno de los grandes retos de nuestro tiempo es crear sistemas cada vez más eficientes, reduciendo pérdidas y costes simultáneamente. Es por ello que este trabajo de fin de máster se centra en optimizar el funcionamiento de una subestación ubicada en el medio rural. Se va a estudiar la forma de reducir las pérdidas energéticas y a la vez mejorar la calidad del suministro.

Las subestaciones situadas en este medio suelen tener los transformadores muy descargados, por tanto, se va a estudiar la posibilidad de desconectar un transformador y ver el ahorro energético que se produciría al eliminar las pérdidas en el hierro del mismo.

Otra característica de estas instalaciones es la dificultad o imposibilidad de dar continuidad al suministro en caso de avería tanto en AT (alta tensión) como en MT (media tensión). Esto se debe a que solo se alimentan de una línea de AT, a diferencia de las subestaciones en los núcleos urbanos, en las que la red de AT es mallada y llegan dos o más líneas.

Por consiguiente, uno de los puntos tratará del dimensionamiento de una batería para cada uno de los distintos casos que nos podemos encontrar en la explotación diaria de estas instalaciones, desde una avería en un transformador o línea AT hasta un trabajo programado por mantenimiento, o la conexión de un consumidor de gran potencia. Se pretende demostrar la importancia de una batería en la reducción de los índices de fiabilidad en distribución, como son el TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) y el NIEPI (número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada).

Además, se analizará la utilidad de la batería para disminuir las pérdidas, mediante la aportación de energía por parte de la batería, en las horas de mayor demanda.



# Abstract

---

One of the great challenges of our time is to create systems increasingly efficient, reducing losses and costs simultaneously. That is why this master's thesis focuses on optimizing the operation of a substation located in rural areas. A way to reduce energy losses and at the same time improve the quality of supply will be studied.

The substations located in this environment usually have very discharged transformers, therefore, the possibility of disconnecting a transformer will be studied and seeing the energy savings that would be produced by eliminating the losses in its iron.

Another characteristic of these facilities is the difficulty or impossibility of providing continuity of supply in the event of a breakdown in both HV (high voltage) and MT (medium voltage). This is because they are only fed by one HV line, unlike the substations in urban centers, in which the HV network is meshed, and arrive two or more lines.

Consequently, one of the points will deal with the sizing of a battery for each of the different cases that we may find in the daily operation of these facilities, from a breakdown in a transformer or HV line to a scheduled maintenance job, or the connection of a high-power consumer. The aim is to demonstrate the importance of a battery in reducing distribution reliability indices, such as the equivalent interruption time of the installed power and the number of equivalent interruptions of the installed power.

In addition, the usefulness of the battery will be analyzed to reduce losses, through the contribution of energy by the battery, during the hours of greatest demand.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Gráficas</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Notación</b>	<b>xix</b>
<b>1 Análisis de la subestación</b>	<b>1</b>
<b>2 Pérdidas del transformador</b>	<b>9</b>
<b>3 Desgaste mecánico</b>	<b>24</b>
<b>4 Mejoras en la eficiencia</b>	<b>27</b>
<b>5 Dimensionamiento de la batería</b>	<b>33</b>
<b>6 Anexos</b>	<b>52</b>
<b>7 Referencias</b>	<b>54</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1 Parámetros del transformador	11
Tabla 2 Tensión y pérdidas en el hierro 16 enero	15
Tabla 3 Pérdidas en el hierro mensuales	15
Tabla 4 Datos para el cálculo de las Pcc para las 00:00 del 01 enero	20
Tabla 5 Pérdidas en el cobre por mes	22
Tabla 6 Posición toma transformador	26
Tabla 7 Cambios de toma por mes TR1	26
Tabla 8 Pérdidas mensuales en el cobre con un solo transformador	28
Tabla 9 Pérdidas totales con un solo transformador	28
Tabla 10 Calidad individual	31
Tabla 11 Calidad zonal	32
Tabla 12 Energía mensual generada por el parque fotovoltaico	35
Tabla 13 Periodos de carga y descarga de la batería para el 5 de enero	40
Tabla 14 Coste energía con batería 5 enero	41
Tabla 15 Coste energía sin batería 5 enero	42
Tabla 16 Periodos de carga y descarga de la batería para el 8 de agosto	44
Tabla 17 Coste energía con batería 8 agosto	45
Tabla 18 Coste energía sin batería 8 agosto	46
Tabla 19 Ahorro diario por mes	47

# ÍNDICE DE GRÁFICAS

---

Gráfica 1 Curva de potencia activa enero	5
Gráfica 2 Curva de potencia activa febrero	6
Gráfica 3 Curva de potencia activa 1 febrero	6
Gráfica 4 Curva de potencia activa marzo	7
Gráfica 5 Curva de potencia activa junio	7
Gráfica 6 Curva monótona de potencia activa	8
Gráfica 7 Tensión de la línea AT 16 enero	13
Gráfica 8 Pérdidas en el hierro el 16 de enero	14
Gráfica 9 Intensidad 27 de junio TR1	21
Gráfica 10 Pérdidas en el cobre en el TR1 para el 27 de junio	22
Gráfica 11 Pérdidas en el cobre por transformador y mes	23
Gráfica 12 Relación de transformación primera semana del año	24
Gráfica 13 Cambio de la tensión con la toma 01 enero	25
Gráfica 14 Cambio de la tensión con la toma 25 marzo	25
Gráfica 15 Emisiones de la generación	29
Gráfica 16 Toneladas de CO2 eq. /MWh	30
Gráfica 17 Intensidad línea generación	34
Gráfica 18 Energía media diaria inyectada según mes	35
Gráfica 19 Comparación entre generación y demanda para el 5 de enero	38
Gráfica 20 Curva de potencia del transformador 5 enero	39
Gráfica 21 Comparación entre generación y demanda para el 8 de agosto	43
Gráfica 22 Curva de potencia del transformador 8 agosto	43

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1 Red MT mallada	2
Figura 2 Ejemplo red de distribución radial	3
Figura 3 Esquema eléctrico de la subestación	4
Figura 4 Pérdidas del transformador	10
Figura 5 Esquema monofásico equivalente del transformador	11
Figura 6 Esquema monofásico equivalente transformador	16
Figura 7 Batería Megapack de Tesla	36
Figura 8 Especificaciones de la batería	37
Figura 9 Capacidad Megapack	37
Figura 10 Bloque SET y bloque PARAMETER	47
Figura 11 Bloques "TABLE" y "SCALAR"	48
Figura 12 Variables del programa	49
Figura 13 Bloque "EQUATIONS"	49
Figura 14 Restricciones	50



# Notación

---

$A^*$	Conjugado
$A$	Amperios
$AT$	Alta tensión
$Im$	Parte imaginaria
$I$	Intensidad
$G_{Fe}$	Conductancia del núcleo magnético del transformador
$MT$	Media tensión
$P_{Fe}$	Pérdidas en el hierro
$P_{cc}$	Pérdidas en el cobre
$R_{cc}$	Resistencia de corto circuito
$R_{Fe}$	Resistencia del núcleo magnético del transformador
$Re$	Parte real
$Rt$	Relación de transformación
$S$	Potencia aparente
$S_{base}$	Potencia aparente base
$V_1$	Tensión medida del lado de alta tensión del transformador
$V_2$	Tensión medida del lado de baja tensión del transformador
$W$	Vatios
$X_{cc}$	Reactancia de corto circuito



# 1 ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN

---

*Dado que la textura del Universo es la más perfecta y la obra de un Creador sapientísimo, nada sucede en el Universo sin obedecer alguna regla de máximo o mínimo.*

*- Euler -*

## 1.1 Descripción de la red MT

**E**n las subestaciones ubicadas en zonas rurales, es muy común que la mayoría de sus líneas de MT (Feeders) estén en punta o se cierran con otra línea de la misma subestación. Aunque parte de la red esté mallada, la explotación es radial, es decir, que las líneas que se cierran con otras no están acopladas.

Debido a la que la distancia entre subestaciones en el medio rural es muy grande, son muy pocas las líneas de MT que se cierran con líneas de otra subestación y las que lo hacen al ser tan largas tienen caídas de tensión muy fuertes, por lo que suelen precisar de reguladores de tensión.

Las líneas que parten de la subestación pueden ser aéreas y/o subterráneas. En este caso, las que dan suministro al pueblo van soterradas y las que alimentan los polígonos y fincas rurales lo hacen en aéreo.

En la Figura 1 se muestra el esquema típico de la red de distribución en Europa, en el que se puede ver un ejemplo de red en anillo formado por dos líneas de la misma subestación. Siendo este esquema muy común en los núcleos urbanos y las grandes ciudades.

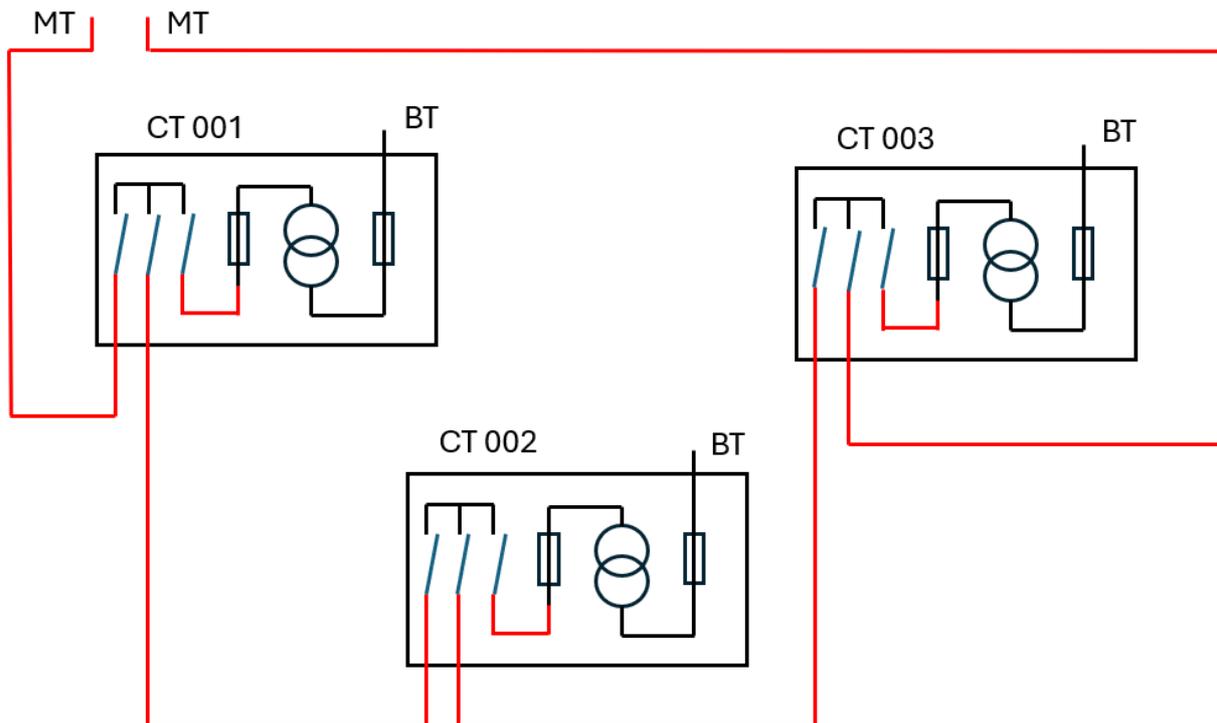


Figura 1 Red MT mallada

## 1.2 Descripción de la red AT

La subestación objeto de estudio se alimenta por una sola línea de AT, algo que es común en zonas rurales, esto quiere decir que la subestación está en punta.

Por tanto, si tenemos una avería o la línea requiere de trabajos programados, tendremos un cero en la subestación, ya que las líneas de MT no se cierran con líneas de otra subestación como se puede apreciar en el ejemplo de la Figura 2.

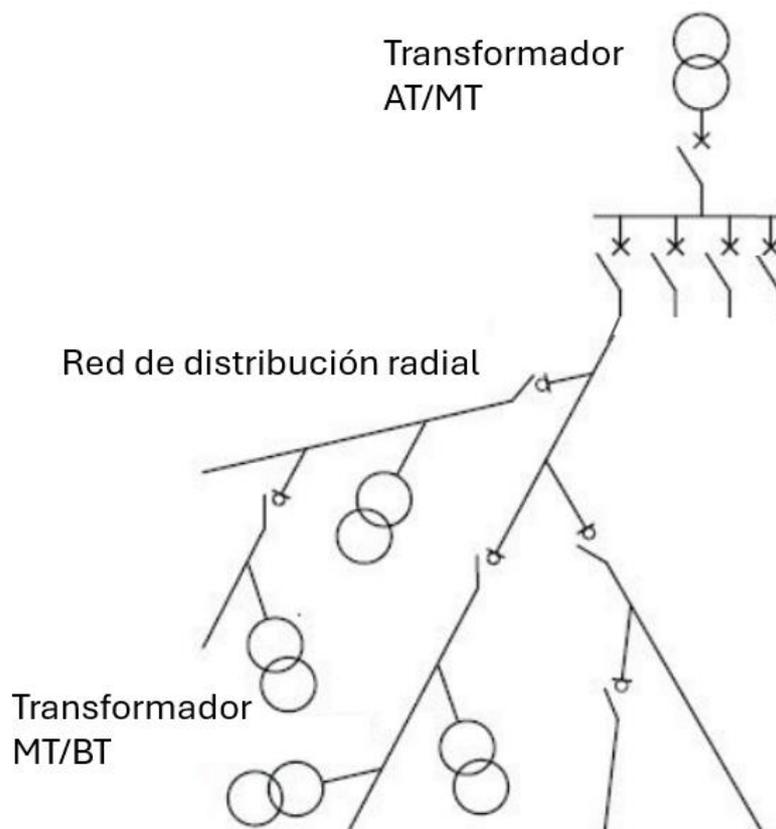


Figura 2 Ejemplo red de distribución radial

### 1.3 Tipología de la subestación

La subestación eléctrica estará formada por un parque de AT donde tenemos una tensión de 66 kV y un parque MT de 15 kV. Al parque de AT llega una línea a la barra de la subestación a la que están conectados dos transformadores de 20 MVA ambos con cambiador de tomas en carga.

El parque MT está formado por una barra partida, esto quiere decir que es una sola barra con un interruptor que normalmente está abierto y que la divide en dos mitades.

Esta configuración anteriormente descrita permite dividir las líneas, de forma que un transformador alimente a unas y el otro a las restantes.

Esto también es útil cuando se requiere trabajar con dos consignas de tensión. Por ejemplo, que un transformador esté conectado a unas líneas de mayor longitud que el otro y, por tanto, este primero requiera funcionar con una mayor consigna de tensión en el lado MT para evitar caídas de tensión grandes a lo largo de los circuitos que alimenta.

En nuestro caso de estudio cada transformador alimentará a 4 líneas y el interruptor que une las barras se encontrará abierto en régimen normal de explotación.

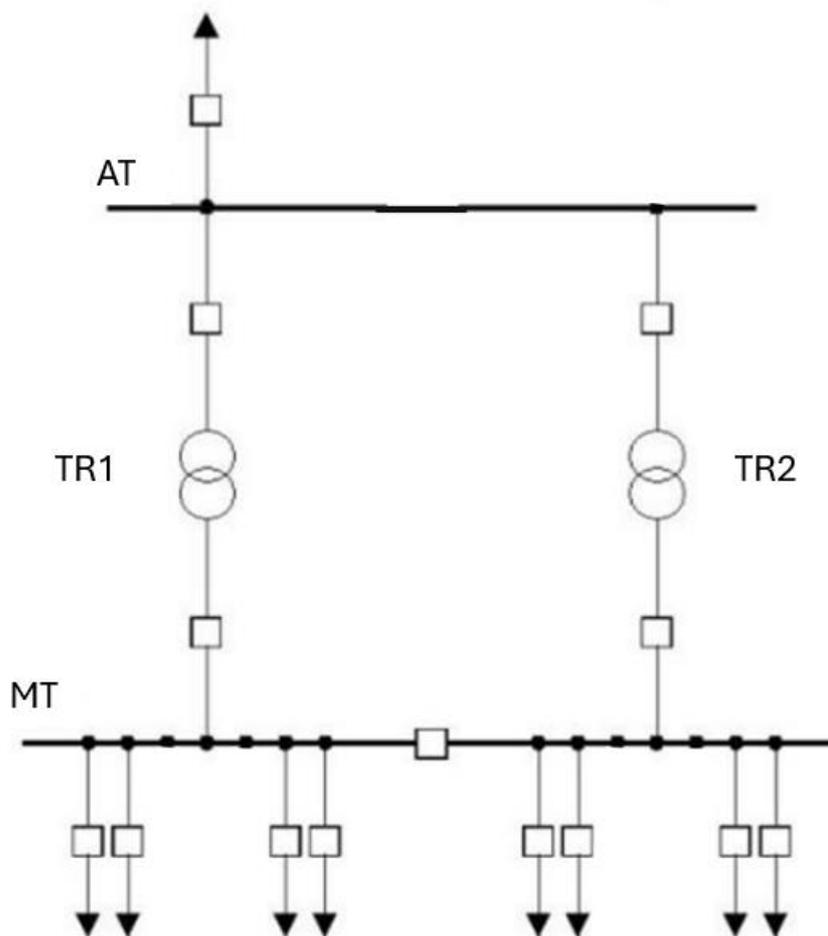


Figura 3 Esquema eléctrico de la subestación

## 1.4 Tipos de cargas

En nuestra subestación existe una línea MT exclusiva para un parque fotovoltaico, algo que en la práctica es cada vez más común, es por ello por lo que esta línea solo inyectará potencia.

El resto de las líneas serán puramente para el consumo del pueblo, las fincas de los alrededores y alguna fábricas de pequeñas dimensiones. Así pues, podemos dividir el consumo en potencia domésticas, industrial y de servicios.

Para nuestro caso de estudio basado en una subestación real, el transformador número 1, que a partir de ahora será el TR1, alimentará las líneas del pueblo, es decir, el núcleo urbano.

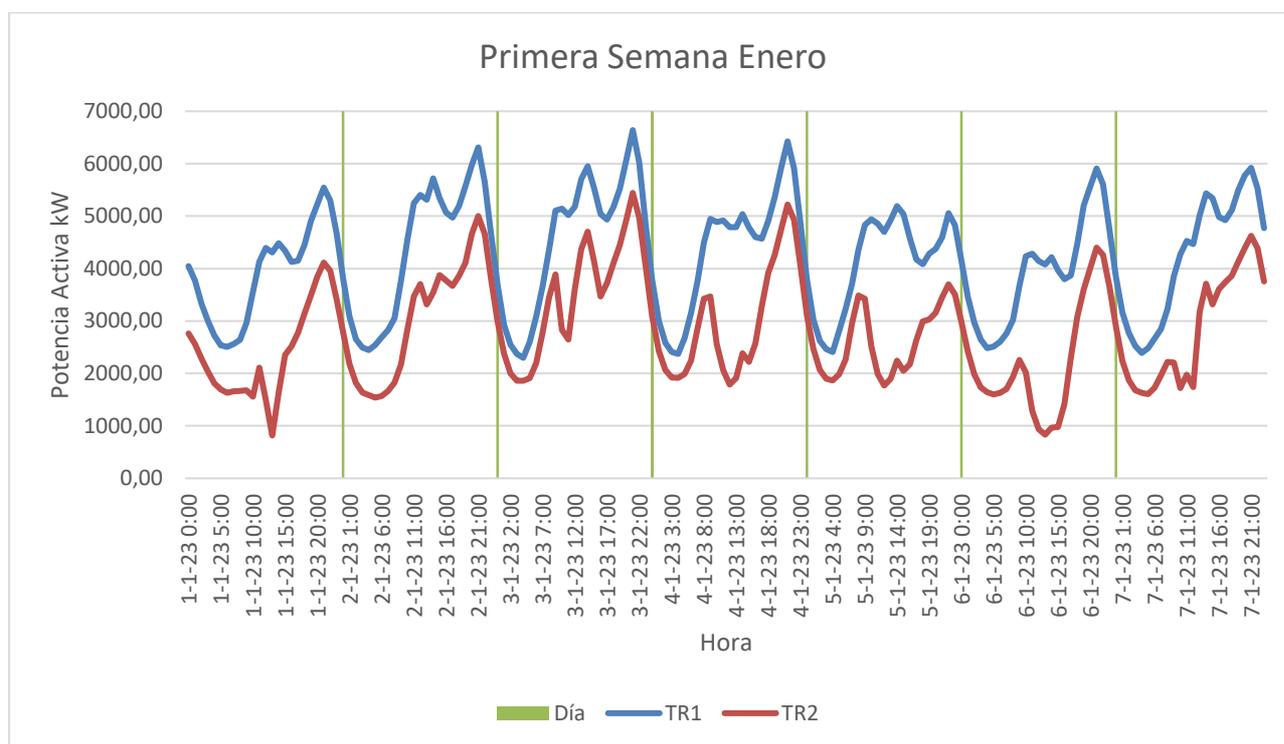
El TR2 será al que está conectada nuestra línea de generación, y al mismo tiempo, las líneas que alimentan los polígonos industriales y las fincas que se encuentran a las afueras del pueblo. Estas líneas serán más largas y en su mayor parte aéreas, por lo que las caídas de tensión serán mayores en las líneas del TR2 que del TR1. Esto implica que el TR2 tendrá una consigna de tensión mayor.

## 1.5 Análisis de la demanda

Este punto abordará desde un punto de vista comparativo las curvas de demanda de los transformadores en las distintas épocas del año, para así entender cómo evoluciona la carga y la saturación de los transformadores.

Se va a representar para cuatro meses del año, la potencia activa de cada transformador, para cada hora de la primera semana de cada uno de esos meses.

Aunque se disponen de los datos de la potencia activa de cada transformador medida en el lado de baja para cada hora del año desde el 1 de enero hasta 1 de septiembre de 2023, se han escogido los meses de enero y febrero para ver el comportamiento de la curva de demanda en invierno, marzo para la primavera y junio para el verano.

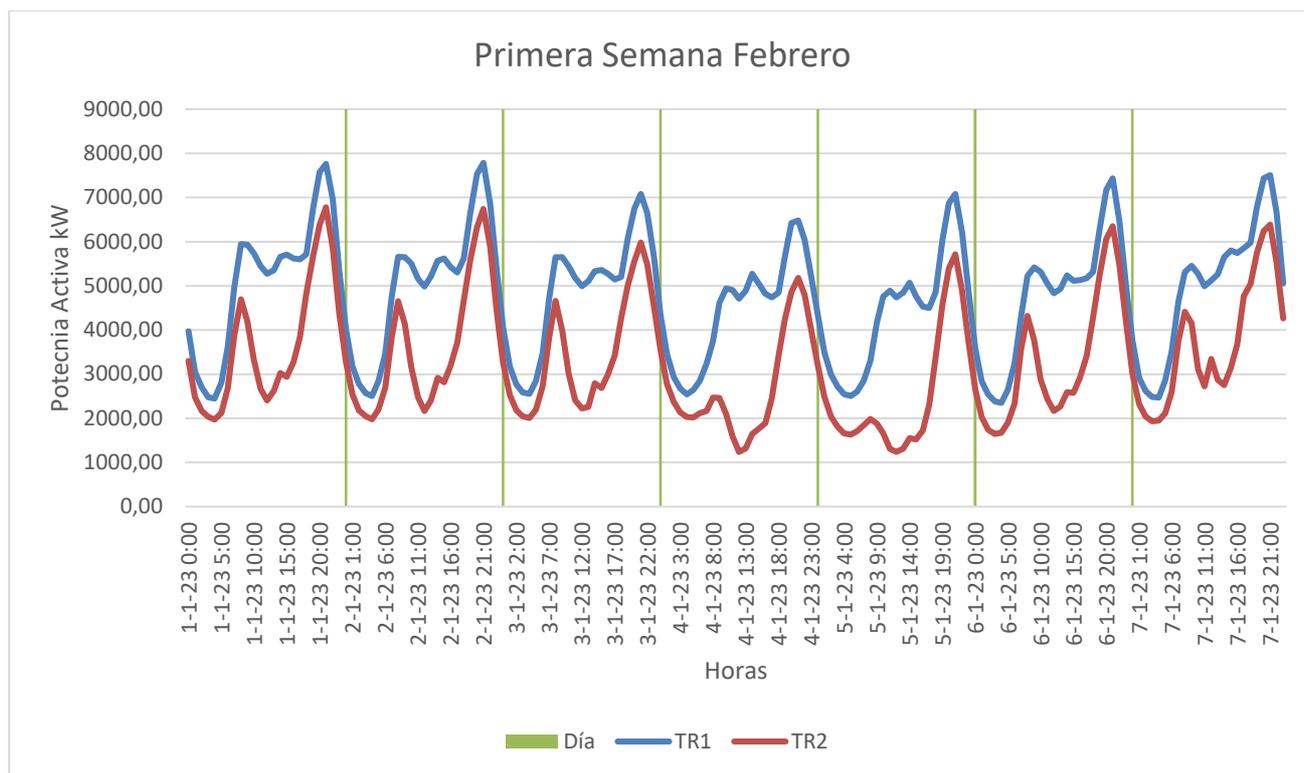


Gráfica 1 Curva de potencia activa enero

Como se puede observar en la Gráfica 1 la curva de demanda del TR1 es mayor que la del TR2, esto se debe a que una de las líneas conectada a la barra del TR2 no es de consumo, sino puramente de inyección, ya que es la línea de evacuación de la energía generada por un parque fotovoltaico como ya se ha explicado anteriormente.

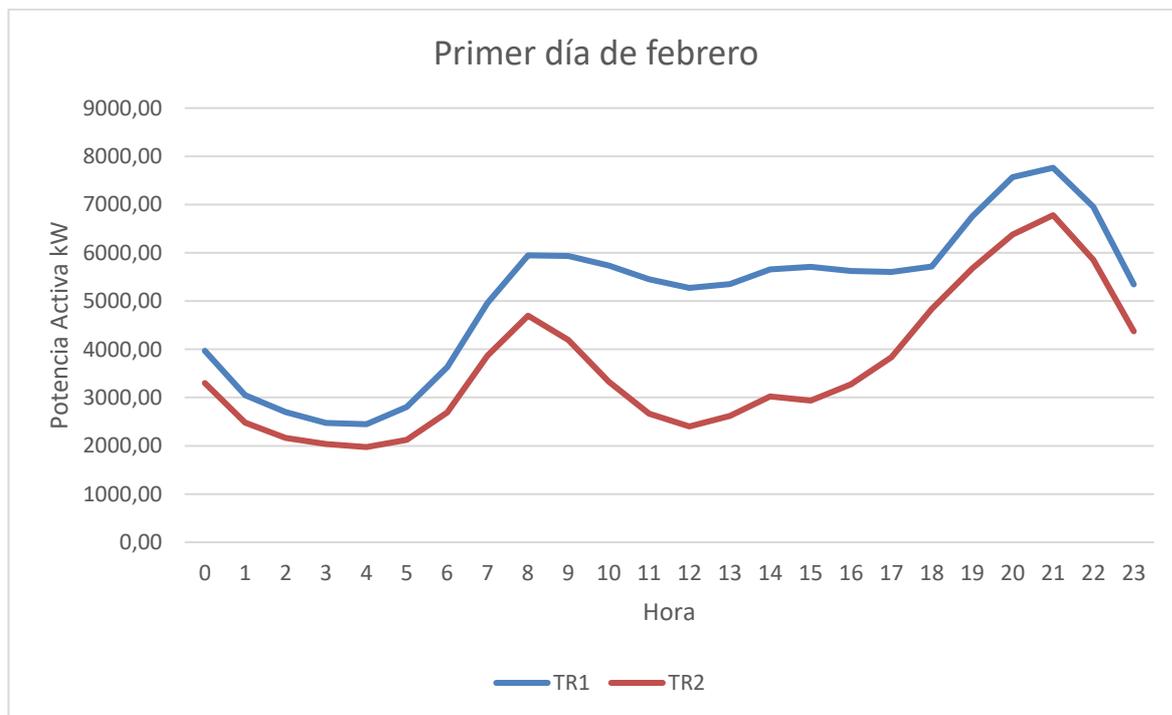
Que una de las líneas sea de generación implica que parte de la demanda es abastecida por esta energía inyectada en la barra MT, haciendo que el TR2 tenga menos carga.

Otro dato interesante típico del mes de enero (invierno) es que la punta de potencia activa entregada por el transformador se da en las horas de la noche que es cuando más frío hace. En esta gráfica el pico se produce a las 21:00 de la noche del 03 de enero, siendo este de 6641 kW.



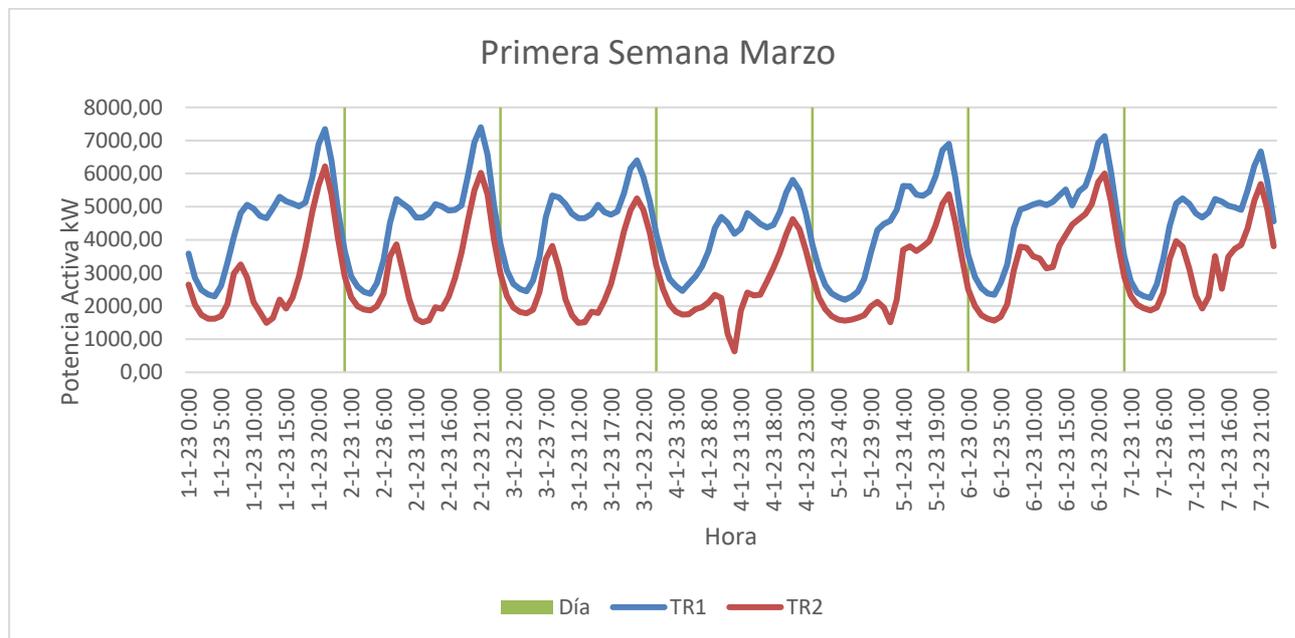
Gráfica 2 Curva de potencia activa febrero

En el mes de febrero (Gráfica 2) se puede ver muy claramente como en las horas de sol, la potencia activa medida en el devanado de baja del TR2 disminuye, mientras que en el TR1 se mantiene la potencia constante en estas horas del día. Para que se vea mejor se va a representar la potencia activa del primer día de febrero.



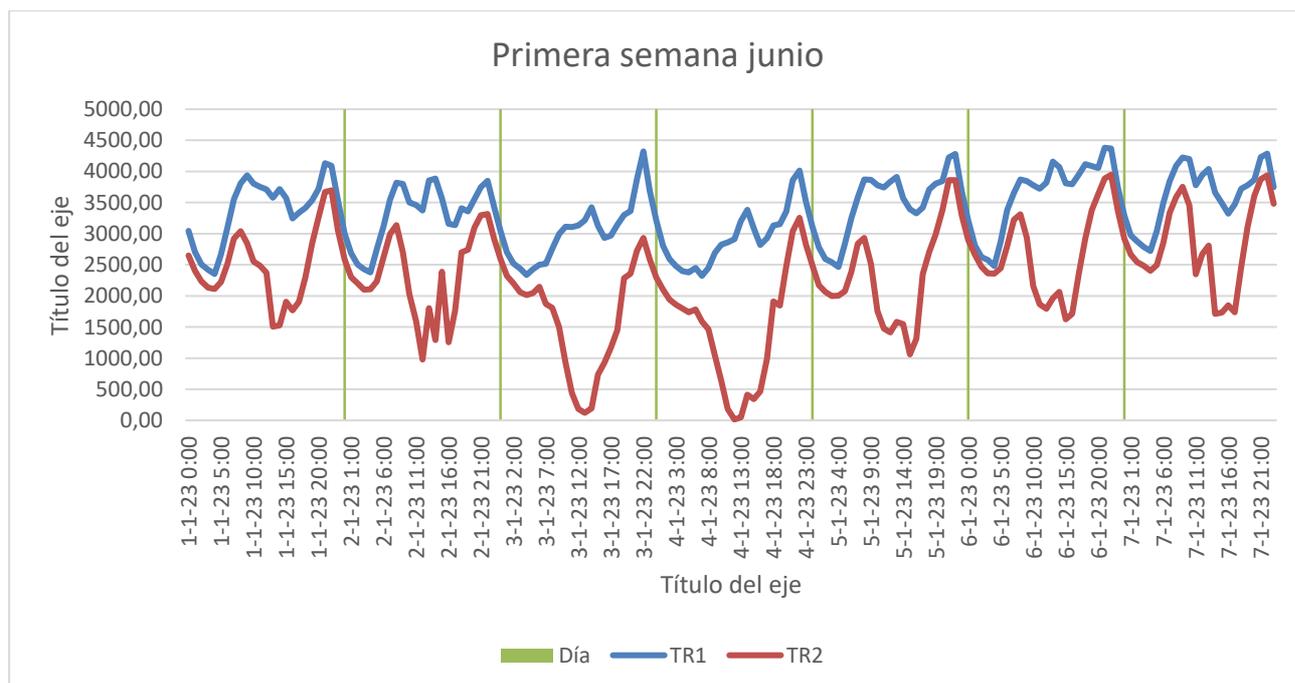
Gráfica 3 Curva de potencia activa 1 febrero

Según la Gráfica 4 el cambio de tendencia de una curva respecto a la otra es notable desde las 9:00 a las 17:00 de la tarde, que es cuando el parque fotovoltaico está generando. Por último, se representará también la potencia activa medida en cada hora del día de la primera semana de marzo.



Gráfica 4 Curva de potencia activa marzo

En la Gráfica 4 se aprecia aún más lo identificado anteriormente. Si nos fijamos en el día 4 de marzo a las 12:00 vemos un pico hacia abajo, esto quiere decir que ese día durante esa hora se inyectó bastante energía por parte del parque solar, además de poco consumo, lo que provocó que casi se invierte el flujo en el TR2, pues la energía aportada por este transformador fue inferior al megavatio (siendo el transformador es de 20 MVA).



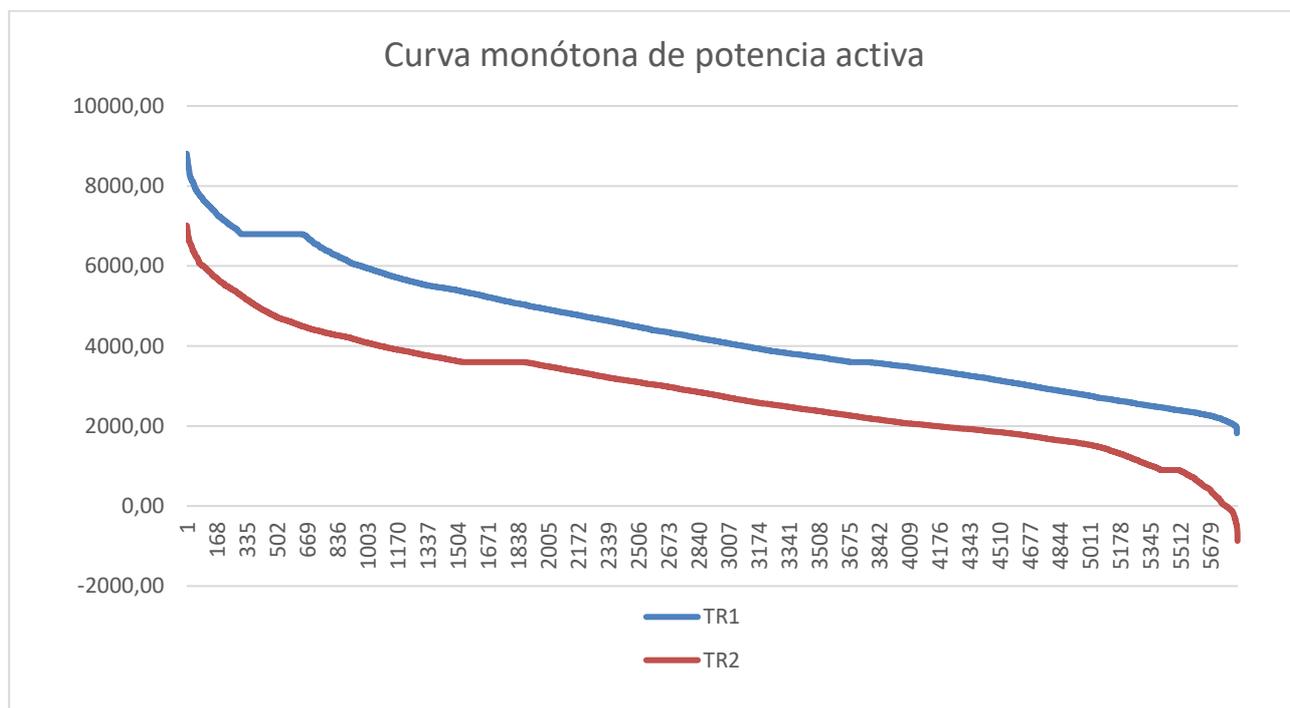
Gráfica 5 Curva de potencia activa junio

La gráfica 5 por el contrario, representa la demanda de ambos transformadores en la primera semana de junio, mes en el que la temperatura es mucho más elevada y podemos tener una mayor generación renovable por parte de la fotovoltaica.

Es muy llamativo ver que el TR2 llega a tener un balance energético casi nulo en ciertas horas de la semana, ya que lo que se genera es prácticamente lo que demandan las otras tres líneas MT conectadas a esta barra.

## 1.6 Curva monótona de carga

Otro dato interesante que vamos a estudiar es la curva monótona de carga de los dos transformadores.



Gráfica 6 Curva monótona de potencia activa

Como ya se ha mencionado al principio del apartado 1.5, los datos de los que se disponen son para cada hora del día, desde el 1 de enero hasta el 1 de septiembre. En la Gráfica 6 por tanto, se representa el valor medio de la potencia activa aportada por el transformador en ese intervalo de tiempo. Que corresponde con 5831 valores, lo que equivale a 8 meses.

En la curva monótona de carga se puede ver que de las 5831 horas de las que se tienen datos, en 2925 horas, la potencia activa medida en el TR1 supera los 4 MW.

Mientras que en el TR2 los 4 MW solo son superados en 1073 horas de las 5831. Por otro lado, tenemos también que para este mismo transformador hay 64 horas en las que el flujo se invierte, es decir, el transformador inyecta energía en la red AT.

## 2 PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR

---

### 2.1 Análisis de carga de los transformadores

**E**n una subestación en la que existen dos transformadores funcionando en paralelo, según la carga, podemos encontrar que es más conveniente trabajar solo con uno de ellos, llegando a reducir pérdidas energéticas importantes. Esto se debe principalmente al siguiente razonamiento:

En un transformador existen dos tipos de pérdidas, las producidas en la rama de magnetización, que son las llamadas pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro, y, por otro lado, las pérdidas en el cobre.

Las pérdidas en el hierro se producen en el circuito magnético, por el hecho de estar el transformador en tensión y no varían con la carga. Las pérdidas en el cobre, sin embargo, son producidas en los arrollamientos cuando circula la corriente de carga, y varían en proporción al cuadrado de dicha corriente. Se las llama también pérdidas en carga.

Las pérdidas del hierro no varían con la intensidad, por tanto, son siempre las mismas independientemente de la carga que tengan los transformadores. Sin embargo, las pérdidas en el cobre aumentan con el cuadrado de la corriente.

Esto quiere decir, que, si tenemos los dos transformadores funcionando en paralelo con muy poca carga, predominan las pérdidas en el hierro, pero si, por el contrario, están muy cargados, significa que la corriente es elevada, por lo que las pérdidas en el cobre serán mucho mayores.

En la siguiente gráfica podemos ver, en función de la carga de los transformadores, cómo evolucionan las pérdidas.

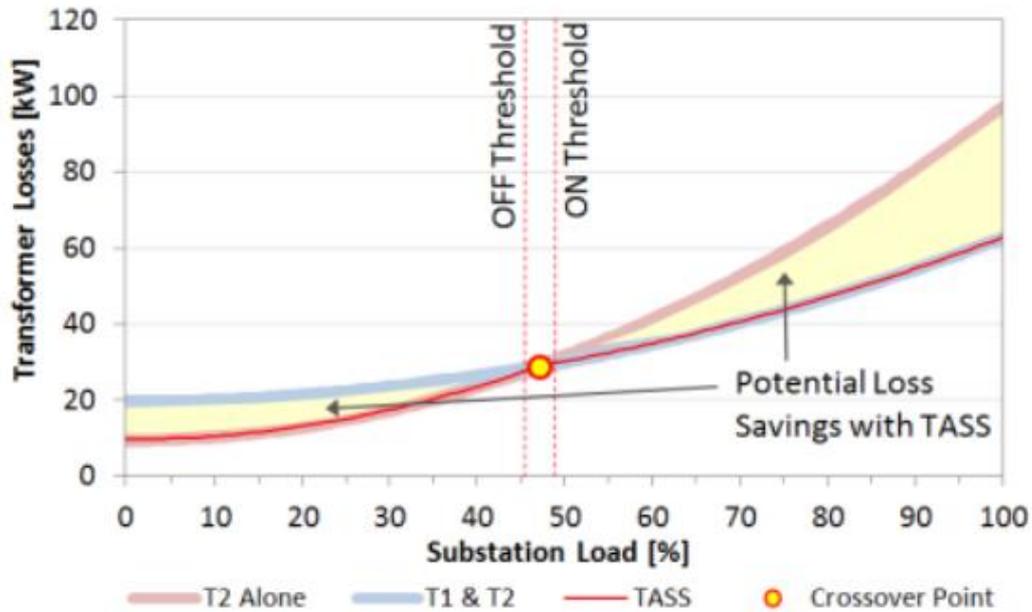


Figura 4 Pérdidas del transformador

Como se puede observar, es más eficiente mantener conectado un solo transformador cuando la carga total es inferior al 50%, pues nos ahorramos la pérdidas en el hierro del otro transformador. Por el contrario, cuando tenemos mucha carga, es mejor tener las dos máquinas funcionando, pues así la intensidad se reparte entre los dos transformadores.

Se pueden calcular a partir de las ecuaciones 2-1 y 2-2:

$$\text{Pérdidas en vacio} = P_{\text{loss}}(Fe) = \frac{V_1^2}{R_{Fe}} \quad (2-1)$$

$$\text{Pérdidas en carga} = P_{\text{loss}}(Cu) \approx R_{cc} * I_1^2 \quad (2-2)$$

## 2.2 Modelo monofásico equivalente del transformador

Se han obtenido datos reales un transformador de subestación de 66/15 kV, 20 MVA de potencia nominal y conexión YNyn0 – YNd11. En la Figura 5 se representa el modelo monofásico equivalente del transformador con conexión estrella-estrella con los parámetros calculados a partir de los datos del fabricante.

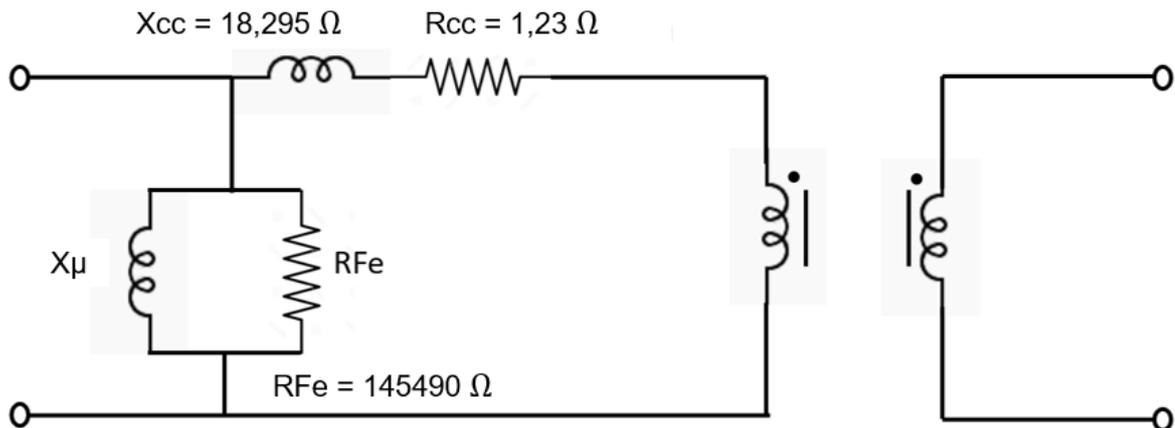


Figura 5 Esquema monofásico equivalente del transformador

La resistencia de corto circuito se ha calculado siguiendo los datos del fabricante.

Arrollamiento	R ( $\Omega$ )
AT	0,4454
MT	0,04053

Tabla 1 Parámetros del transformador

Tenemos dos resistencias, la del devanado de alta y baja tensión. Por tanto, la resistencia total se calcula la ecuación 2-3:

$$R_{cc} = R_1 + r t^2 * R_2 \quad (2-3)$$

$$R_{cc} = 0,4454 + \left(\frac{66}{15}\right)^2 * 0,04053 = 1,23 \Omega \quad (2-4)$$

## 2.3 Cálculo de las pérdidas en vacío

Para calcular las pérdidas en vacío, lo primero que haremos será obtener la impedancia base, pues los datos de los disponemos están en por unidad.

$$Z_{Base} = \frac{U_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (2-4)$$

Sabiendo que el transformador tiene una potencia nominal de 20 MVA y que la relación de transformación es 66/15 kV.

$$Z_{Base} = \frac{(66000 \text{ V})^2}{20 * 10^6 \text{ VA}} = 217,8 \Omega \quad (2-5)$$

Por tanto, ya podemos calcular la resistencia que modela las pérdidas en el hierro a partir de las pérdidas obtenidas en el ensayo de vacío, que se muestran en los datos ofrecidos por el fabricante:

$$P_{Fe} = 0,1497\% = 0,001497 \text{ pu} \quad (2-6)$$

$$P_{Fe} = V_1^2 * G_{Fe} = 1 \text{ pu} * G_{Fe} = 0,001497 \text{ pu} \quad (2-7)$$

$$G_{Fe} = 0,001497 \text{ pu} \quad (2-8)$$

$$R_{Fe} = \frac{1}{G_{Fe}} = \frac{1}{0,001497 \text{ pu}} = 668 \text{ pu} \quad (2-9)$$

$$R_{Fe} = 668 \text{ pu} * 217,8 \Omega = 145490,98 \Omega \quad (2-10)$$

Como el transformador del caso de estudio tiene una configuración estrella triángulo y, la tensión de la fórmula anterior es la tensión de fase, deberemos dividir entre raíz de tres la tensión y al resultado final multiplicarlo por las tres fases que tenemos. Ya que la fórmula nos dará las pérdidas por fase.

$$P_{Fe} = 3 * \frac{\left(\frac{66000}{\sqrt{3}} V\right)^2}{145490,98 \Omega} = 29,94 \text{ kW} \quad (2-11)$$

Por tanto, tendríamos que las pérdidas en el hierro a tensión nominal serían 29,94 kW por transformador, y, como los dos transformadores de la subestación son del mismo año, marca y modelo, los parámetros no varían.

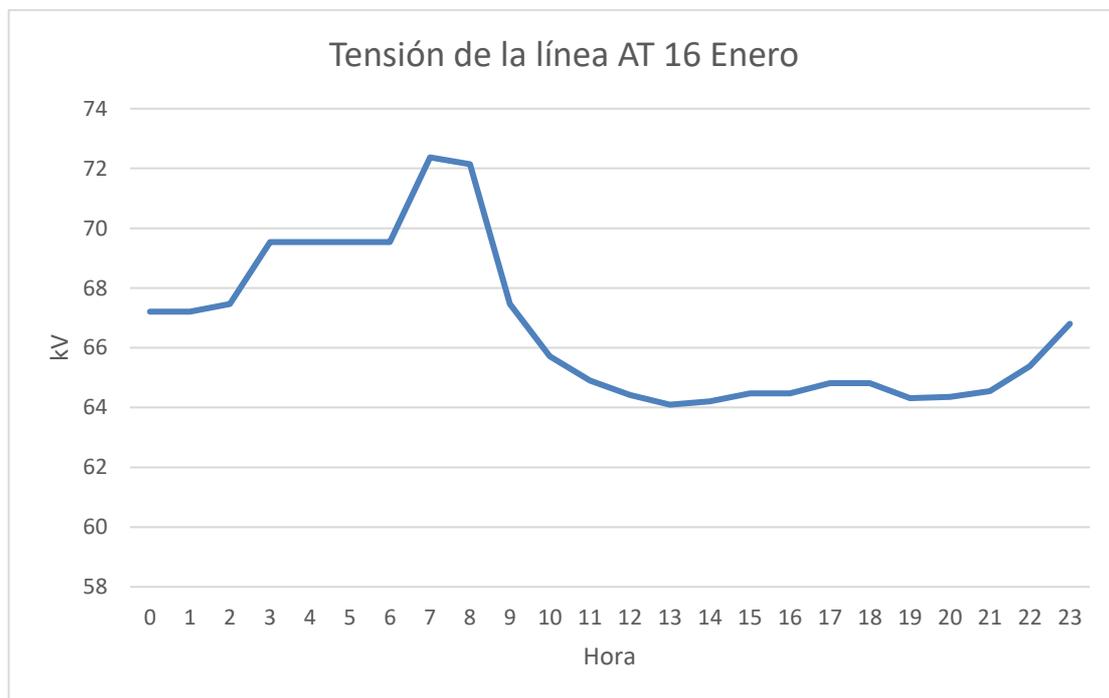
En conclusión, las pérdidas totales a tensión nominal, es decir, sumando las de los dos transformadores serían de 59,88 kW

Se ha procedido a analizar las pérdidas en el hierro del transformador, por el periodo monitorizado, ya que se tienen los valores de tensión de la línea de AT para cada hora del día desde el 1 de enero hasta el 1 de septiembre (5831 valores para la tensión).

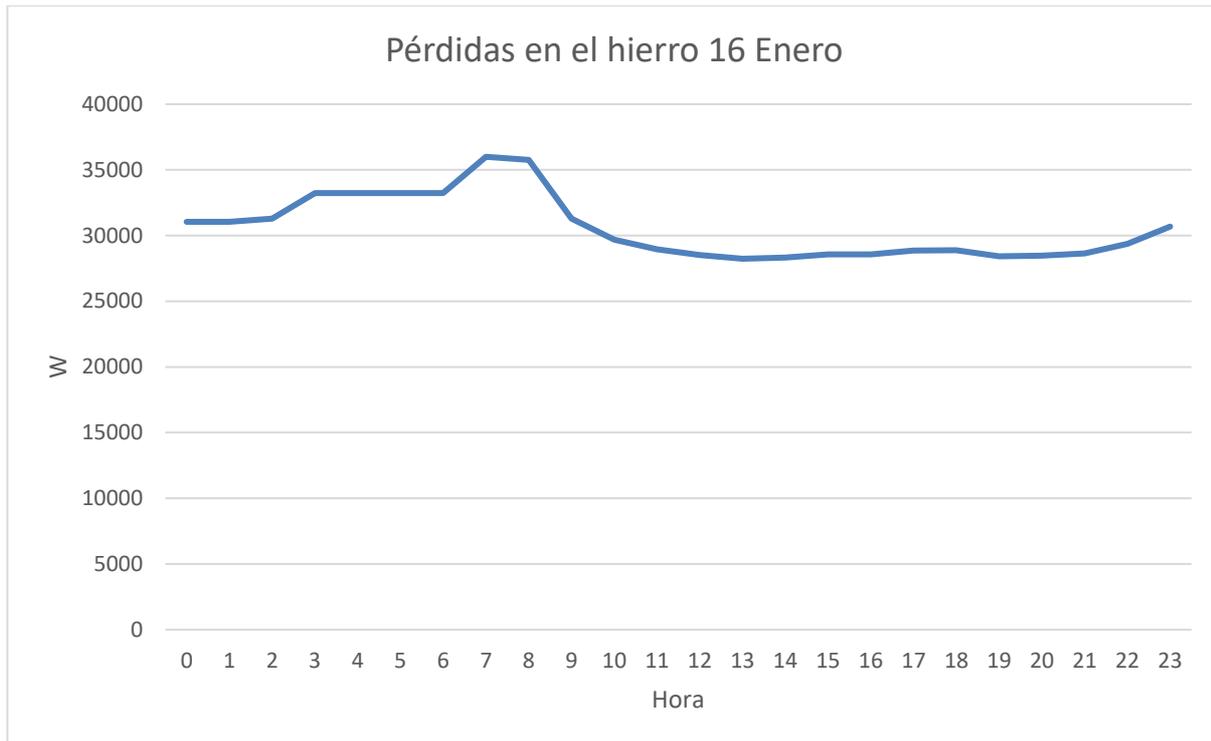
El valor máximo en las pérdidas de vacío lo obtenemos el 16 de enero a las 07:00 am, siendo este de 35,997 kW, ya que la tensión registrada fue de 72,37 kV. El mínimo es de 26,62 kW el 10 de julio a las 22:00 coincidiendo con una tensión de 62,23 kV.

Mientras que la media en las pérdidas en el hierro desde enero a septiembre es 29,55 kW, esto nos indica que la media de la tensión en el lado de alta tiende a estar por debajo de los 66 kV.

En las gráficas 7 y 8, a modo de ejemplo se muestran la evolución de las pérdidas en el hierro para un transformador y de la tensión en la línea de AT para el 16 de enero, que fue el día en el que se tuvo el mayor pico de tensión.



Gráfica 7 Tensión de la línea AT 16 enero



Gráfica 8 Pérdidas en el hierro el 16 de enero

Como se puede observar, el pico de tensión coincide con el momento del día que menos carga hay, de madrugada, por tanto, de noche será cuando mayor sean las pérdidas en el hierro.

Para obtener las pérdidas en forma de energía, se han sumado las pérdidas por hora. A modo de ejemplo se representa en la Tabla 2 los valores por hora de tensión (kV) y las pérdidas en el hierro (W) mostrados en la gráfica anterior y la energía total de pérdidas.

Fecha	Tensión kV	Pérdidas en el hierro W
16-ene-23 00:00:00	67,21	31.050,72
16-ene-23 01:00:00	67,21	31.050,72
16-ene-23 02:00:00	67,46	31.281,11
16-ene-23 03:00:00	69,54	33.238,26
16-ene-23 04:00:00	69,54	33.238,26
16-ene-23 05:00:00	69,54	33.238,26
16-ene-23 06:00:00	69,54	33.238,26
16-ene-23 07:00:00	72,37	35.997,79
16-ene-23 08:00:00	72,14	35.770,89
16-ene-23 09:00:00	67,47	31.284,74
16-ene-23 10:00:00	65,72	29.683,33
16-ene-23 11:00:00	64,91	28.955,67
16-ene-23 12:00:00	64,42	28.520,26
16-ene-23 13:00:00	64,10	28.236,97
16-ene-23 14:00:00	64,21	28.335,47
16-ene-23 15:00:00	64,47	28.569,47
16-ene-23 16:00:00	64,47	28.567,24
16-ene-23 17:00:00	64,81	28.871,53
16-ene-23 18:00:00	64,81	28.873,26
16-ene-23 19:00:00	64,31	28.428,62
16-ene-23 20:00:00	64,36	28.468,20
16-ene-23 21:00:00	64,55	28.638,19
16-ene-23 22:00:00	65,38	29.382,37
16-ene-23 23:00:00	66,81	30.675,51
<b>TOTAL</b>		<b>733,6 kWh</b>

Tabla 2 Tensión y pérdidas en el hierro 16 enero

En la tabla 3 se muestran ya las pérdidas de vacío mensuales y totales en los ocho meses de datos adquiridos.

Mes	Pérdidas con un transformador	Pérdidas totales kWh
Enero	22.020,00	44.040,00
Febrero	20.034,21	40.068,42
Marzo	22.101,54	44.203,07
Abril	21.567,24	43.134,48
Mayo	22.249,10	44.498,20
Junio	21.195,34	42.390,68
Julio	21.527,83	43.055,66
Agosto	21.590,39	43.180,78
<b>Total</b>	<b>172.285,65</b>	<b>344.571,29</b>

Tabla 3 Pérdidas en el hierro mensuales

Como podemos ver, las pérdidas en el hierro desde enero a septiembre suponen 344,57 MWh solo en esta subestación.

Como los dos transformadores tienen los mismos parámetros al ser de igual potencia, marca y modelo, suponemos que tienen las mismas pérdidas.

Por tanto, desconectando uno de ellos estamos evitando unas pérdidas de vacío de 172,28 MWh. Este análisis sin embargo se ha de complementar necesariamente con el cálculo de las pérdidas en el cobre.

## 2.4 Pérdidas en el cobre

Para obtener las pérdidas en el cobre, deberemos tener las medidas de intensidad del lado de alta del transformador.

El problema es que no se tienen medidas de intensidad en este lado del transformador, si bien se podrán deducir. Se calculará primero la intensidad en el lado de baja, esto es posible ya que se dispone de las medidas de tensión en el secundario, de potencia activa y reactiva.

Una vez tengamos la intensidad del secundario, se ha desarrollado una fórmula para calcular la relación de transformación para cada hora del día, ya que como nuestro transformador tiene distintas tomas que, se van cambiando en carga para poder mantener la consigna de tensión, la relación también cambiará cuando lo haga la toma. Todo esto es posible por que se dispone también de medida de tensión en el lado de alta del transformador.

Con la relación de transformación conseguiremos la intensidad en el primario, que será con lo que calcularemos las pérdidas de carga.

Como ya se ha visto anteriormente, las pérdidas en el cobre se definen como:

$$\text{Pérdidas en carga} = P_{\text{loss}} (\text{Cu}) \approx R_{\text{cc}} * I_1^2 \quad (2-12)$$

Por tanto, el siguiente paso será calcular a cada hora del día, la relación de transformación, a partir de los datos anteriormente mencionados.

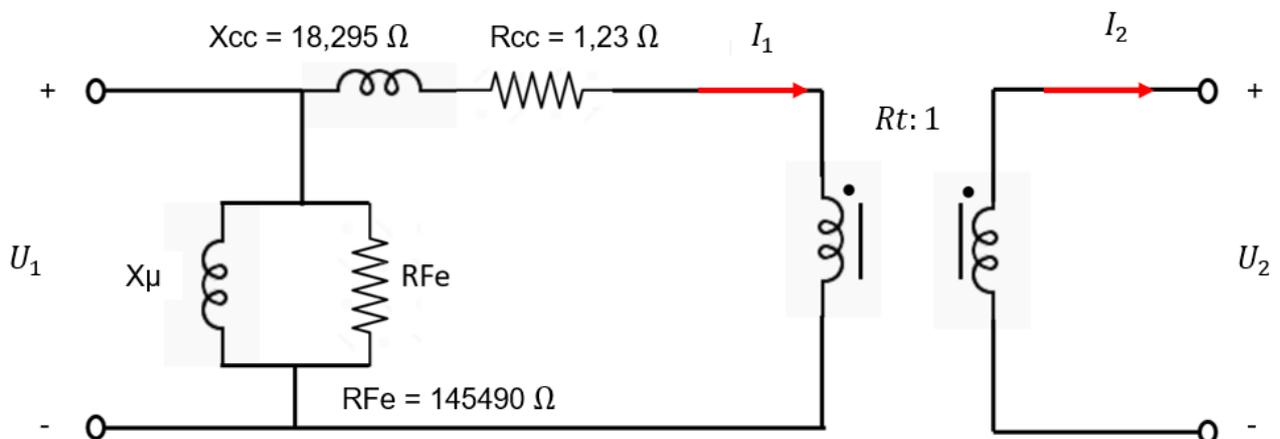


Figura 6 Esquema monofásico equivalente transformador

Para calcular la relación de transformación, y por tanto la intensidad que circula por el devanado de alta tensión del transformador, se ha desarrollado la fórmula (2-13):

$$U_1 = Z_{cc} * I_1 + r t * U_2 \quad (2-13)$$

La tensión en el lado de alta es un número complejo que podemos descomponer en una parte imaginaria y otra real, ya que la ecuación que vamos a tratar la vamos a plantear en coordenadas cartesianas.

$$U_1 = e_1 + f_1 j \quad (2-14)$$

$$e_1 + f_1 j = Z_{cc} * I_1 + r t * U_2 \quad (2-15)$$

Sabiendo que la corriente del primario del transformador es igual a la corriente del secundario dividida entre la relación de transformación y lo sustituimos en la ecuación (2-15) y nos queda:

$$e_1 + f_1 j = Z_{cc} * \frac{I_2}{r t} + r t * U_2 \quad (2-16)$$

En por unidad, la potencia aparente es igual al producto de la intensidad conjugada por la tensión.

$$S = U * I^* \quad (2-17)$$

$$I = \left( \frac{S}{U} \right)^* \quad (2-18)$$

$$I = \left( \frac{P + Qj}{U} \right)^* \quad (2-19)$$

Podemos sustituir la ecuación (2-19) en la (2-16) y como resultado tenemos la siguiente ecuación:

$$e_1 + f_1 j = Z_{cc} * \frac{\left( \frac{P_2 + Q_2 j}{U_2} \right)^*}{r t} + r t * U_2 \quad (2-20)$$

Si tomamos el origen de ángulo en el lado de baja tensión del transformador:

$$U_2 = V_2 \angle 0^\circ \quad (2-21)$$

Sustituyendo la ecuación (2-21) en la (2-20):

$$e_1 + f_1j = Z_{cc} * \frac{\left(\frac{P_2 + Q_2j}{V_2}\right)^*}{rt} + rt * V_2 \quad (2-22)$$

El siguiente paso será descomponer en parte real e imaginaria el parámetro de la intensidad del secundario.

$$I_2 = \left(\frac{P_2 + Q_2j}{V_2}\right)^* = \frac{P_2 - Q_2j}{V_2} = a_2 + b_2j \quad (2-23)$$

Sustituyendo la ecuación (2-23) en la (2-22):

$$e_1 + f_1j = Z_{cc} * \frac{a_2 + b_2j}{rt} + rt * V_2 \quad (2-24)$$

Finalmente nos queda como resultado la ecuación (A):

$$(A) \quad rt * (e_1 + f_1j) = Z_{cc} * (a_2 + b_2j) + rt^2 * V_2$$

Se tienen 3 incógnitas: “ $e_1$ ”, “ $f_1$ ” y por último “ $rt$ ”. La ecuación (A) compleja da lugar a dos reales (1) y (2).

$$(1) \text{ Re} \quad rt * e_1 = Rcc * a_2 - Xcc * b_2 + rt * V_2^2$$

$$(2) \text{ Im} \quad rt * f_1 = Rcc * b_2 + Xcc * a_2$$

A estas dos se le añadirá una tercera (3) que, relaciona las coordenadas cartesianas de  $U_1$  con su módulo  $V_1$ :

$$(3) \quad rt^2 * (e_1^2 + f_1^2) = rt^2 * V_1^2$$

El siguiente paso consiste en elevar las dos primeras ecuaciones al cuadrado para luego sustituirlas en la tercera ecuación.

$$(rt * e_1)^2 = (Rcc^2 * a_2^2 + rt^4 * V_2^2) - 2 * (Xcc * b_2 * Rcc * a_2) - 2 * (Xcc * b_2 * rt^2 * V_2) \quad (2-25) \\ + 2 * (Rcc * a_2 * rt^2 * V_2) + (Xcc^2 * b_2^2)$$

$$(rt * f_1)^2 = (Rcc^2 * b_2^2) + 2 * (Rcc * b_2 * Xcc * a_2) + (Xcc^2 * a_2^2) \quad (2-26)$$

Si sustituimos en la fórmula 3 las ecuaciones (2-25) y (2-26) obtenemos:

$$rt * V_1^2 = rt^4 * V_2^2 + Rcc^2 * (a_2^2 + b_2^2) + Xcc^2 * (a_2^2 + b_2^2) + rt^2 * (2 * V_2 * Rcc * a_2 - 2 \\ * V_2 * Xcc * b_2) \quad (2-27)$$

El resultado final es una ecuación de cuarto grado (B) con la que calcularemos la relación de transformación a cada hora del día y, con este dato obtendremos la intensidad en el lado de alta y las pérdidas en el cobre.

$$(B) \quad rt^4 * V_2^2 + (Rcc^2 + Xcc^2) * (a_2^2 + b_2^2) + rt^2 * (2 * V_2 * Rcc * a_2 - V_1^2 - 2 * V_2 * Xcc * b_2) = 0$$

A continuación, se va a demostrar con lo anteriormente calculado, como podemos llegar a las pérdidas en el cobre.

Para la primera hora del 1 de enero de 2023 tenemos los siguientes datos en el TR1:

Parámetro	Valor PU	Valor Real	Valor base
V1	1,0037	66,2429 kV	66 kV
V2	1,0891	16,336 kV	15 kV
Rcc	0,0056	1,23 $\Omega$	217,8 $\Omega$
Xcc	0,084	18,295 $\Omega$	217,8 $\Omega$
P2	0,20224	4044,73 kVA	20 MVA
Q2	0,01698	339,62 kVA	20 MVA
a2	0,1857		
b2	-0,0156		

Tabla 4 Datos para el cálculo de las Pcc para las 00:00 del 01 enero

Sustituyendo estos datos en la ecuación de cuarto grado obtenida tenemos que:

$$A = V_2^2 = 1,1862$$

$$B = 2 * V_2 * R_{cc} * a_2 - V_1^2 - 2 * V_2 * X_{cc} * b_2 = -1,0023$$

$$C = (R_{cc}^2 + X_{cc}^2) * (a_2^2 + b_2^2) = 0,000246$$

Resolviendo en MATLAB la ecuación de cuarto grado, nos quedan 4 posibles resultados. Es fácil identificar el valor real de la relación de transformación que, en este caso, al ser en por unidad, sabemos que debe estar cercano a la unidad y ser positivo. Por lo cual nos quedamos con el resultado de 0,9191.

El valor base de la relación de transformación es:

$$rt = \frac{66 \text{ kV}}{15 \text{ kV}} = 4,4 \quad (2-28)$$

Por tanto, si tengo que "rt" es 0,9191 en por unidad, quiere decir que mi relación de transformación real para la primera hora del año sería 4,044. Con esto calculamos la intensidad que circula por el primario del transformador.

$$S = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{4044,73^2 + 339,62^2} = 4058,96 \text{ kVA} \quad (2-29)$$

$$I_2 = \frac{S}{\sqrt{3} * V_2} = \frac{4058,96 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 16.3356 \text{ kV}} = 143,456 \text{ A} \quad (2-30)$$

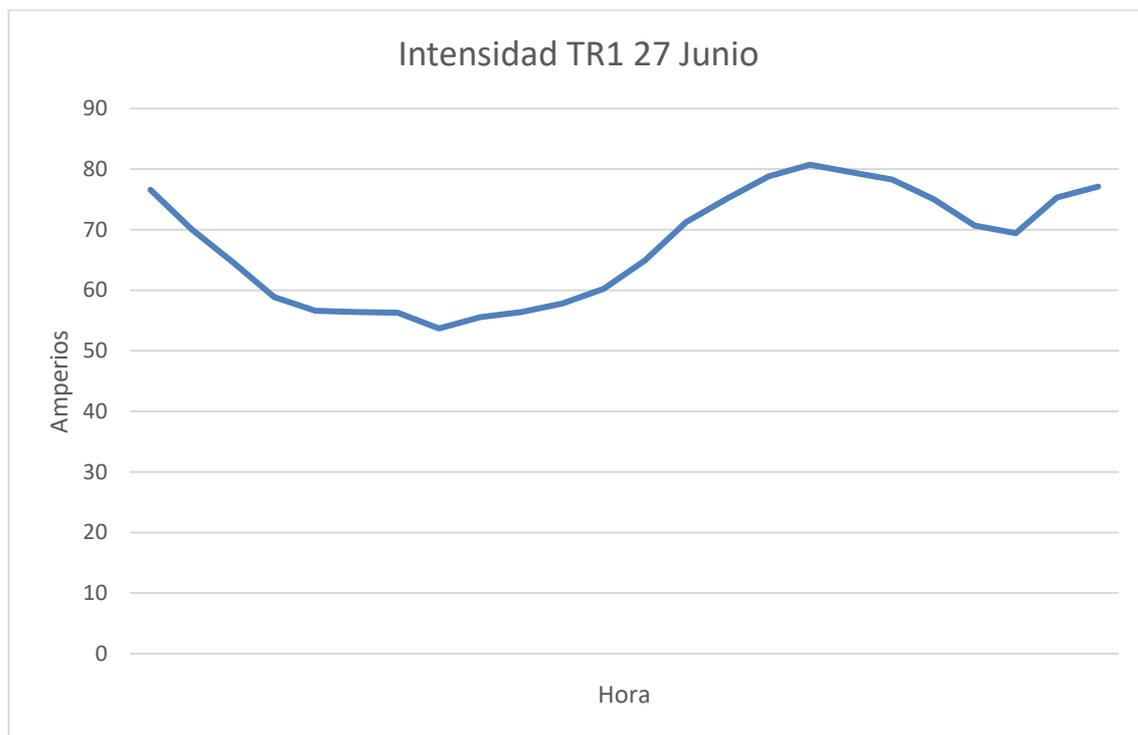
$$I_1 = \frac{I_2}{rt} = \frac{143,456}{4,044} = 35,47 \text{ A} \quad (2-31)$$

$$P_{\text{loss}} (\text{Cu}) \approx R_{cc} * I_1^2 = 3 * 1,23 * 35,36^2 = 4643,45 \text{ W} \quad (2-32)$$

Esto sería solo para un transformador (el TR1) y en una hora del día. Para poder calcular con el método anterior la relación de transformación, la intensidad del primario y por último las pérdidas en el cobre, se ha hecho mediante un programa en Matlab.

Una vez ejecutado el código de Matlab, que podemos encontrar en el apartado de anexos, ya tenemos para cada hora del día desde el 01 de enero hasta el 31 de agosto, la intensidad en el primario del transformador TR1 y las pérdidas en el cobre.

A modo de ejemplo, se va a representar en dos gráficas distintas la intensidad y las pérdidas en el cobre a lo largo del día 27 de junio, que fue el día en el que tenemos registro del mayor valor de intensidad, el pico se da a las 16:00, siendo este de 80,73 A.



Gráfica 9 Intensidad 27 de junio TR1

La siguiente gráfica muestra la evolución en kW de las pérdidas en el cobre, que evolucionan con el cuadrado de la intensidad que entra en el transformador.



Gráfica 10 Pérdidas en el cobre en el TR1 para el 27 de junio

Ahora se va a calcular las pérdidas en el cobre para el TR2, ya que las barras de MT no están acopladas, lo que quiere decir que cada transformador tiene una demanda de potencia distinta

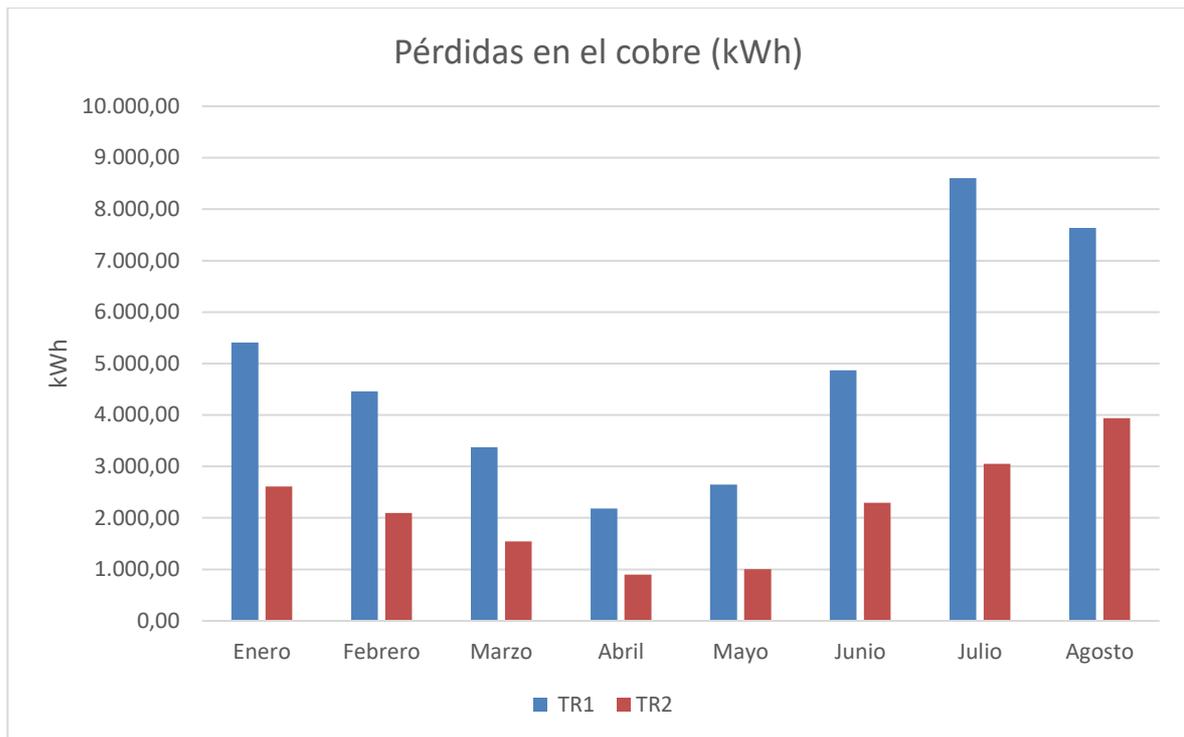
Además, el TR2 tiene que mantener una consigna de tensión diferente en el secundario, pues se ha explicado que este transformador alimenta a las líneas del campo, que son largas y en su mayoría aéreas, por tanto, tiene que mayor tensión en el secundario que el TR1 para evitar la caída de tensión.

En la siguiente tabla se muestran las pérdidas en el cobre totales de enero a agosto de los dos transformadores.

Mes	PCC TR1 (kWh)	PCC TR2 (kWh)	TOTAL (kWh)
Enero	5.407,61	2.613,93	8.021,54
Febrero	4.457,95	2.094,26	6.552,21
Marzo	3.374,31	1.543,62	4.917,93
Abril	2.180,81	900,98	3.081,79
Mayo	2.648,69	1.004,32	3.653,01
Junio	4.868,69	2.293,96	7.162,65
Julio	8.603,76	3.053,53	11.657,29
Agosto	7.633,79	3.940,49	11.574,28
Total	39.175,61	17.445,09	56.620,70

Tabla 5 Pérdidas en el cobre por mes

Las pérdidas en el cobre totales en la subestación desde enero hasta agosto son de 56,62 MWh.



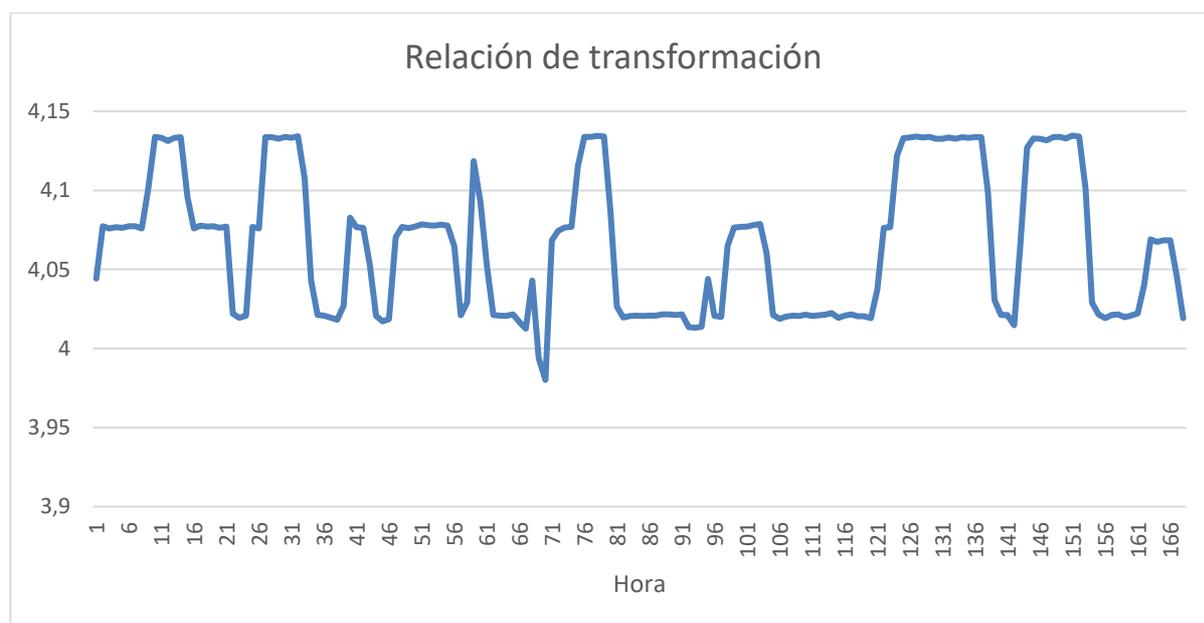
Gráfica 11 Pérdidas en el cobre por transformador y mes

Si nos fijamos en la gráfica, las pérdidas en el cobre del segundo transformador son menores. Esto es debido a que una de las líneas de este transformador es enteramente de generación, por tanto, esta línea abastece la demanda de parte de la barra a la que se conectan las demás líneas, lo que hace que la corriente de entrada al transformador sea menor, como ya se vio en el capítulo 1.

### 3 DESGASTE MECÁNICO

Otro dato obtenido en el estudio, es el número de veces que el transformador cambia de toma, esto implica un desgaste mecánico notable, que influye directamente en la vida útil del transformador. Por tanto, el desconectar un transformador para reducir pérdidas en el hierro, tiene también como ventaja el ahorrarnos los cambios de toma de uno de los transformadores, aumentando así su vida útil y postponiendo la inversión de adquirir un nuevo transformador para la subestación.

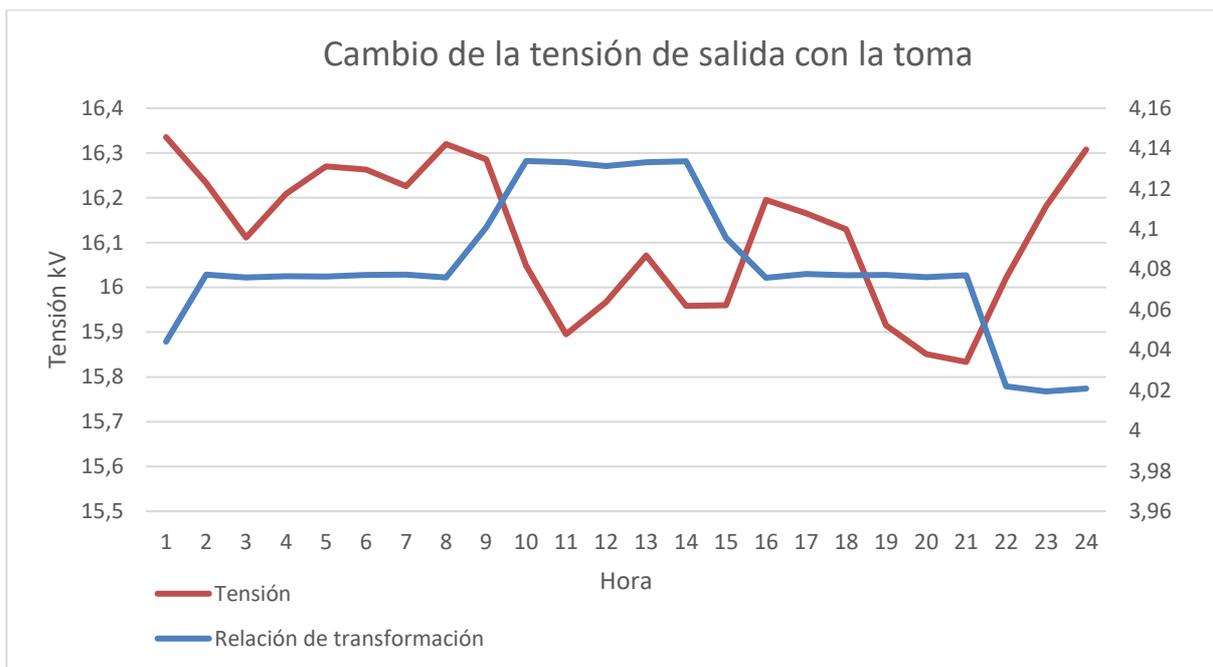
Se ha representado en una gráfica el valor de la relación de transformación para la primera semana del año, es decir, para las primeras 168 horas, para poder apreciar, así, como el transformador va cambiando las tomas.



Gráfica 12 Relación de transformación primera semana del año

Como era de esperar, queda muy bien reflejado cuando el transformador cambia de toma.

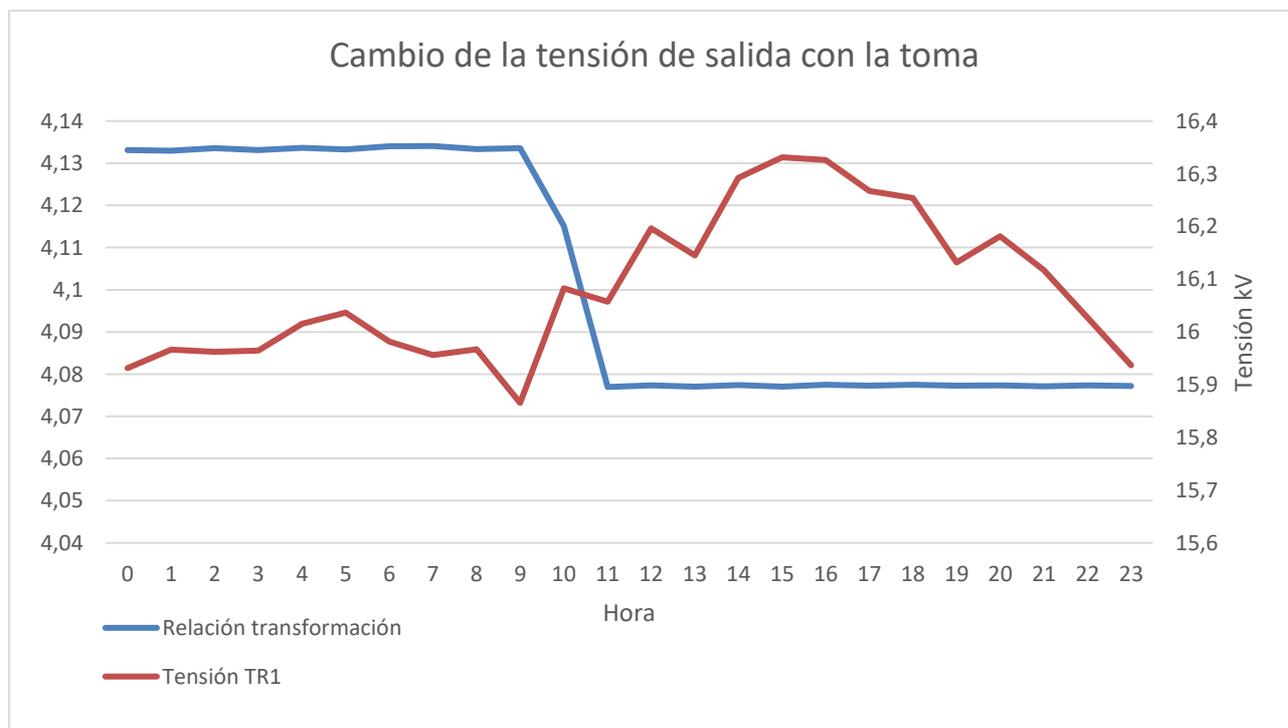
Ahora vamos a representar el valor de la relación de transformación para cada hora del 01 de enero, es decir, solo un día. Así podremos apreciar cuantas veces aproximadamente cambia de toma el transformador en un día aleatorio del año. Además, se va a representar también como varía la tensión cuando cambia la toma. Esta información es muy útil para valorar como hemos mencionado anteriormente el desgaste mecánico que tiene un transformador de subestación.



Gráfica 13 Cambio de la tensión con la toma 01 enero

Como se puede observar, tendríamos que el TR1 el 01 de enero, ha cambiado 4 veces de toma. También es muy visible como cambia el valor de la tensión de salida cuando lo hace la toma. Se puede ver como a las 9:00 de la mañana empieza a caer la tensión y la toma sube un punto para estabilizarla y que se mantenga. Lo mismo pasa a las 16:00 de la tarde, la tensión empieza a subir y la toma tiene que volver a bajar un punto.

Sin embargo, hay días en los que la toma varía menos, como puede ser el 25 de marzo, en el que la toma solo cambia una vez de posición en todo el día.



Gráfica 14 Cambio de la tensión con la toma 25 marzo

En la gráfica 14 apreciamos como la tensión a las 9:00 de la mañana de repente cae y es por eso por lo que la toma baja un punto, lo que hace que la tensión empiece a subir.

En la tabla 6 se muestran todas las posiciones de la toma del transformador de ambos transformadores.

Posición de la toma	Tensión de salida	Relación de transformación
1	17.100 V	3,86
2	16.800 V	3,93
3	16.500 V	4,00
4	16.200 V	4,07
5	15.900 V	4,15
6	15.600 V	4,23
7	15.300 V	4,31
8	15.000 V	4,40
9	14.700 V	4,49
10	14.400 V	4,58
11	14.100 V	4,68

Tabla 6 Posición toma transformador

Observando la tabla 6, si volvemos a la gráfica 13, es fácil ver que la relación de transformador pasa de valor 4,14 a 4,08 aproximadamente, eso quiere decir, que el transformador estaba en la toma número 5 y, al caer la tensión hasta los 15.000 V, pasa a la toma número 4 que intenta fijar un valor de tensión de 16.200 V.

Lo siguiente será representar en una tabla el número de veces por mes que el TR1 cambia de toma para conocer el desgaste mecánico de uno de los transformadores.

Mes	Cambios de toma TR1	Cambios de toma TR2
Enero	142	122
Febrero	124	124
Marzo	96	106
Abril	69	70
Mayo	86	78
Junio	67	47
Julio	87	45
Agosto	53	33
Total	724	547

Tabla 7 Cambios de toma por mes TR1

En la tabla 7 podemos ver que el TR1 cambia 724 veces de toma desde enero a agosto y el TR2 cambia 547.

# 4 MEJORAS EN LA EFICIENCIA

---

**T**ras lo visto anteriormente, se puede demostrar las ventajas de usar un solo transformador en las subestaciones que tengamos dos transformadores funcionando paralelo y estén descargados. Este fundamento se basa principalmente en que desconectando uno de los dos se producen menos pérdidas energéticas a la par que un menor desgaste mecánico.

## 4.1 Ahorro pérdidas en el hierro por desconexión de un transformador

Habiendo calculado las pérdidas en el cobre y en el hierro de ambos transformadores de la subestación, vamos a comprobar lo expuesto en el apartado 2.1, es decir, si en el caso de que los transformadores tengan poca carga, conviene más que un solo transformador esté conectado y alimentar a todas las líneas con una sola máquina.

Haciendo esto nos ahorraríamos las pérdidas en el hierro de un transformador, que son mucho más significativas que el aumento de las pérdidas en el cobre de un solo transformador asumiendo toda la carga. Esto se da en los casos de que los transformadores estén funcionando a menos del 50% de su potencia nominal.

Pero para ello tenemos que calcular la intensidad en el lado de alta que demandaría uno de los transformadores conectado en solitario. Esto podemos hacerlo ya que tenemos el dato a cada hora del día de la potencia activa y reactiva medida en el lado de baja de ambos transformadores.

La potencia activa y reactiva total se puede calcular de la siguiente manera:

$$P_{TOTAL} = \sum_{k=1}^2 P_{TRk} = P_{TR1} + P_{TR2} \quad (4-1)$$

$$Q_{TOTAL} = \sum_{k=1}^2 Q_{TRk} = Q_{TR1} + Q_{TR2} \quad (4-2)$$

Usando el programa de Matlab desarrollado en el capítulo anterior, vamos a calcular las pérdidas totales en el cobre en el caso de tener un solo transformador funcionado, para ello vamos a suponer que la tensión en el lado de baja del transformador es fija y tiene una consigna de 16,4 kV (1,093 pu). Tenemos que fijar la tensión en el secundario, ya que, como es un caso hipotético, no se disponen de medidas reales.

Sin embargo, si disponemos para cada hora del día del valor la tensión de la línea de alta, pues será el mismo que para los casos anteriores. La potencia activa las podemos obtener como la suma de las potencias medidas en el lado de baja de ambos transformadores, y lo mismo para la reactiva.

Una vez ejecutado el programa se obtienen las pérdidas en el cobre en el caso de que solo estuviera conectado un solo transformador.

Mes	Pérdidas en el cobre en kWh
Enero	15.066,84
Febrero	12.296,30
Marzo	9.114,62
Abril	5.606,61
Mayo	6.534,50
Junio	13.318,08
Julio	20.537,12
Agosto	21.781,55
Total	104.255,62

Tabla 8 Pérdidas mensuales en el cobre con un solo transformador

Antes hemos dicho que las pérdidas totales en el cobre de los transformadores eran de 56,62 MWh desde enero a agosto, sin embargo, con un solo transformador y misma carga, suponiendo una tensión constante en el secundario, las pérdidas en el cobre son mayores. En este caso estamos hablando de que, las pérdidas totales serían 104,25 MWh, esto es porque las pérdidas aumentan con el cuadrado de la intensidad.

Al tener un solo transformador la intensidad que circulará por este será mucho mayor que antes cuando teníamos los dos, pues ahora este deberá satisfacer toda la carga.

Ahora habrá que hacer el balance de si las pérdidas en el hierro que nos ahorramos al desconectar un transformador son mayores que el incremento de las pérdidas en el cobre al sobrecargar una sola máquina.

En conclusión y con lo calculado anteriormente, si desconectamos un transformador nos ahorramos 172,28 MWh desde enero a agosto, que equivalen a las pérdidas en el hierro de uno de ellos, por el contrario, las pérdidas en el cobre nos aumentan 47,63 MWh.

Esto demuestra que en 8 meses estaríamos evitando 124,66 MWh de pérdidas en esta subestación.

En 2023 el precio medio de la energía se situó en 87,1 €/MWh, lo que significa que las pérdidas anteriores, en caso de evitarse, nos supondrían un ahorro de 10.858 € en 8 meses.

Transformador funcionando	Pérdidas en vacío (MWh)	Pérdidas en carga (MWh)	Pérdidas totales (MWh)
TR1 y TR2	344,57	56,62	401,19
TR1	172,28	104,25	276,53
			124,66

Tabla 9 Pérdidas totales con un solo transformador

## 4.2 Reducción del desgaste mecánico

El tener desconectado un transformador no solo nos ahorra pérdidas en forma de energía, sino que también evitamos todo el desgaste mecánico producido por los cambios de toma al intentar fijar la tensión de consigna.

En el capítulo 3 se ha demostrado que el TR1 en los primeros 8 meses del año llega a cambiar la toma hasta 724 veces, el evitar esto en una máquina hace que se vea prolongada la vida útil de la misma.

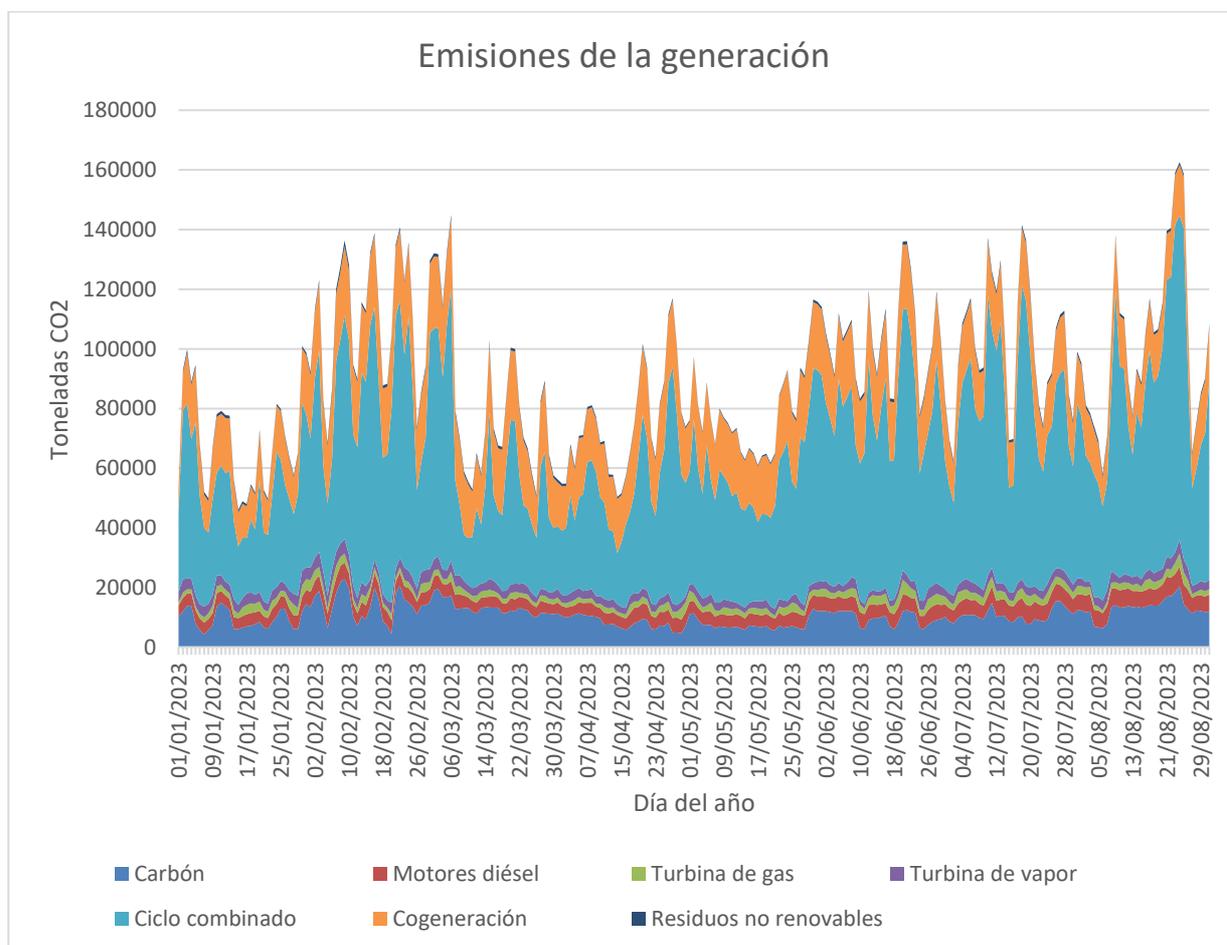
Se ha simulado cuantas veces cambiaría la toma, el dejar conectado en la subestación un único transformador y fijando la tensión de salida a 16,4 kV. El resultado ha sido 1053 cambios.

El TR1 y el TR2 cambian en total 1271 veces de toma, por tanto, en 8 meses nos ahorraríamos 218 cambio de la toma al tener un solo transformador conectado.

## 4.3 Emisiones de CO<sub>2</sub>

En el apartado 5.1 se ha demostrado que para la subestación objeto de estudio, el desconectar un transformador supone un ahorro de 124,65 MWh. Por tanto, vamos a calcular, cuantas toneladas de CO<sub>2</sub> hubiéramos dejado de emitir.

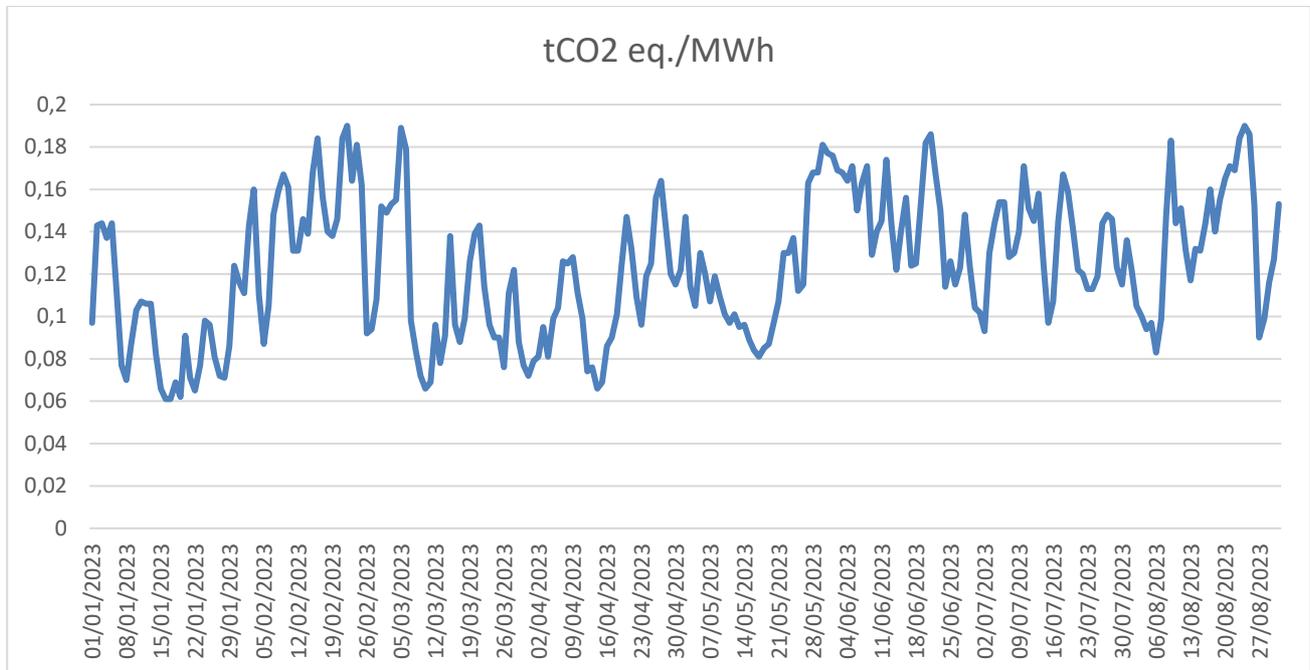
Se ha extraído de la página web de Red Eléctrica España, los datos de las emisiones generadas, en toneladas de CO<sub>2</sub>, de las diferentes tecnologías de generación existentes en España desde el uno de enero hasta el uno de septiembre de 2023. (REE, 2023)



Gráfica 15 Emisiones de la generación

Como se puede observar el ciclo combinado es el tipo de central que más emisiones produce, seguida muy de lejos por las centrales de carbón, que hoy día en España es una tecnología residual, ya que muy pocas centrales de carbón participan en el mix energético diario de nuestro país.

La siguiente gráfica que es la que más nos interesa muestra el factor de emisiones, lo que nos servirá para calcular una medida orientativa de las toneladas de  $CO_2$  que podríamos haber evitado, en consecuencia, con el ahorro de las pérdidas en el hierro si se hubiera desconectado un transformador.



Gráfica 16 Toneladas de  $CO_2$  eq. /MWh

El promedio del factor de emisiones desde el uno de enero hasta el uno de septiembre de 2023 es de 0,1234 toneladas de  $CO_2$  por cada MWh. Por tanto, si estamos hablando de que nos hubiéramos evitado unas pérdidas de 124,65 MWh al desconectar un transformador, también habríamos producido 15,38 toneladas menos de  $CO_2$ .

#### 4.4 TIEPI y NIEPI

El problema de tener una subestación dependiendo de una línea de AT, puede ocasionar, que, en caso de avería o trabajo programado, tengamos una interrupción total del suministro durante el tiempo que tardamos en reparar la avería o realizar el mantenimiento programado.

Esto provoca que aumente el TIEPI y el NIEPI de la distribuidora, lo cual supone una gran penalización al tratarse de una subestación rural.

El TIEPI y el NIEPI son los dos índices de fiabilidad más importantes para una distribuidora es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada, el NIEPI y, sobre todo el TIEPI, que es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada.

El incumplimiento de cualquiera de estos dos parámetros supone una penalización económica, por lo que la reducción de cualquiera de ambos se convierte en un objetivo prioritario para cualquier distribuidora.

El TIEPI se calculan de la siguiente manera (BOE-A-2002-7133, 2002):

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i * H_i)}{\sum PI} \quad (4-3)$$

Siendo:

- $\sum_{i=1}^k PI$  = Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).
- $PI_i$  = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en horas).
- $k$  = número total de interrupciones durante el período considerado.

El Real Decreto 1955/2000 es por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Solo se considerará interrupción a partir de los 3 minutos.

A continuación, se muestra una tabla en la que se cuantifica el número de horas sin suministro y número de interrupciones al año, a partir de los cuales se indemniza al consumidor por los incumplimientos.

Calidad individual			
Nivel de tensión	Tipo de zona	TIEPI (Horas)	NIEPI
AT	Todas	3,5	7
	Urbana	3,5	7
MT	Semi urbana	7	11
	Rural Concentrado	11	14
	Rural disperso	15	19
BT	Urbana	5	10
	Semi urbana	9	13
	Rural Concentrado	14	16
	Rural disperso	19	22

Tabla 10 Calidad individual

Tipo de zona	Calidad zonal		
	TIEPI (Horas)	Percentil 80 TIEPI (Horas)	NIEPI
Urbana	1,5	2,5	3
Semi urbana	3,5	5	5
Rural Concentrado	6	10	8
Rural disperso	9	15	12

Tabla 11 Calidad zonal

- Zona Urbana (U): Conjunto de municipios de más de 20.000 suministros. Todas las capitales de provincia aun no llegando a los 20.000 suministros también están englobados en este tipo.
- Zona Semiurbana (S): Conjunto de municipios con entre 2.000 y 20.000 suministros.
- Zona Rural Concentrada (RC): Conjunto de municipios con entre 200 y 2.000 suministros.
- Zona Rural Dispersa (RD): Conjunto de municipios con menos de 200 suministros. Incluyen los suministros fuera de la zona poblacional, exceptuando los que se encuentran en polígonos industriales.

Este último punto nos lleva a la conclusión de que, para seguir mejorando la calidad del suministro y aumentar la eficiencia de la subestación, necesitamos implementar más medidas en conjunto con la desconexión de un transformador. De manera que, a la vez de reducir pérdidas, evitemos las interrupciones de suministro y a su vez reduzcamos el TIEPI, que podría verse afectado por una avería o trabajo programado en la línea AT como ya hemos comentado. Además, sufrir un imprevisto en el único transformador que se encuentra funcionando, nos llevaría a tener que conectar de urgencia el transformador de reserva y a sacar el averiado de la red, lo que nos llevaría a tener una breve interrupción que aumentaría el TIEPI.

Por todo lo anteriormente mencionado, la mejor solución podría ser el uso de baterías en la subestación, para dar el aporte de energía necesaria que nos cubra la demanda en caso de cualquier avería o indisponibilidad tanto de un transformador como de la línea AT

# 5 DIMENSIONAMIENTO DE LA BATERÍA

---

## 5.1 Normativa

**A**nivel estatal deberá cumplirse lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019; en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019.

En particular, se indica que los gestores de redes de distribución “no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía.”

Sin embargo, “los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados y la autoridad reguladora haya concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- Tras un procedimiento de licitación abierto transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y la aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno.
- Dichas instalaciones sean necesarias para que los gestores de redes de distribución cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución y dichas instalaciones no sean utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad.
- La autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción y llevado a cabo una valoración del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones del procedimiento de licitación, y haya concedido su aprobación”.

Lo anteriormente mencionado nos indica que hoy en día la instalación de baterías está restringida en nuestro país, sin embargo, existen situaciones en las que, dado a la excepcionalidad de la red, es posible la utilización de estas.

Por tanto, para la implementación de tecnologías de almacenamiento es necesario que la normativa actual evolucione hacia un marco más flexible.

## 5.2 Energía disponible procedente de la generación renovable

Para cargar la batería, podría servirnos parcial o totalmente de la energía inyectada por la línea de evacuación del parque fotovoltaico.

Se supondrá que toda la potencia activa inyectada por esta línea es igual a la potencia aparente, lo que quiere decir que el factor de potencia es igual a la unidad.

Por tanto, teniendo el dato de intensidad por hora de esta línea de generación y de la tensión a la que está la barra a la que se conecta, podemos obtener la potencia activa que inyecta.

A continuación, se expondrán una gráfica en la que se representa la intensidad medida a cada hora del día para 3 días aleatorios del año.



Gráfica 17 Intensidad línea generación

Como se puede apreciar en la curva de intensidad, en el mes de enero la planta está generando menos horas al día, ya que esta empieza a producir a las 08:00 am y hasta las 18:00 de la tarde, mientras que, en un día normal de agosto, el parque fotovoltaico inyecta energía a la red desde las 07:00 am hasta casi las 21:00 de la noche.

Para obtener la energía que inyecta la línea de generación del parque fotovoltaico bastará con sumar la potencia medida a cada hora del día.

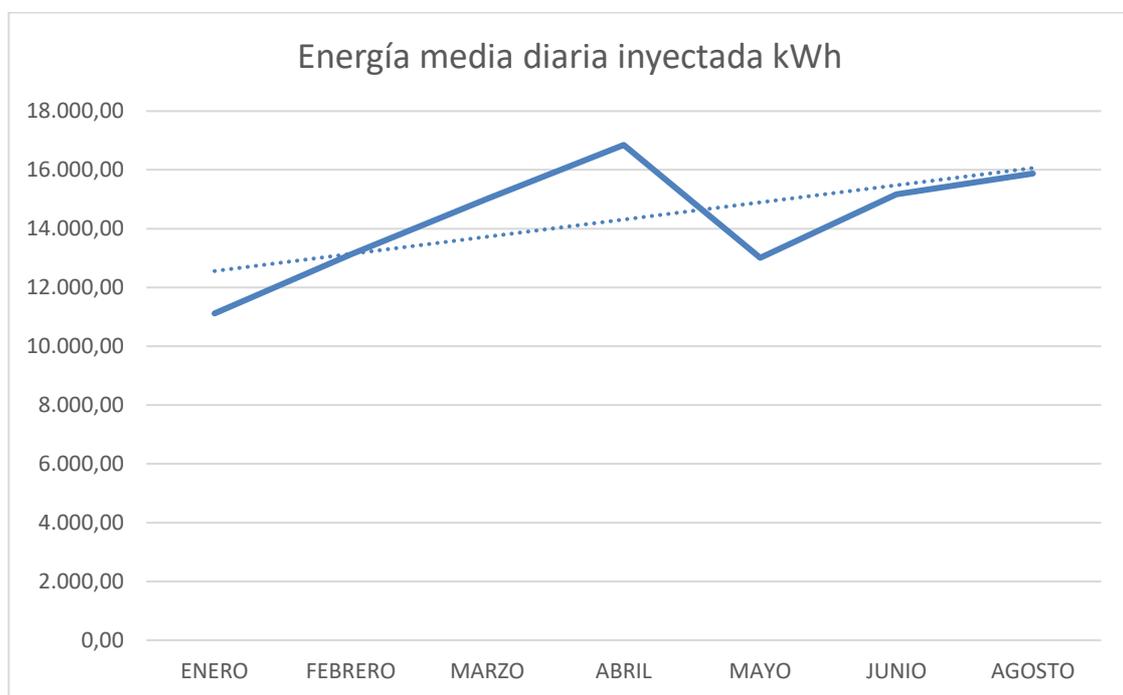
Por tanto, tenemos que el 14 de agosto se produjeron 16,99 MWh, el 5 de enero 13,38 MWh y el 27 de abril 15,40 MWh

Se deberán tomar las medidas de más días para obtener una media fiable de la energía que produce al día el parque solar.

La siguiente tabla muestra la energía total mensual inyectada, que, dividida entre el número de días de ese mes, nos da la energía promedio que genera la planta fotovoltaica al día.

Mes	Días	Energía mensual (kWh)	Energía media diaria (kWh)
Enero	31	344.605,03	11.116,29
Febrero	28	367.640,92	13.130,03
Marzo	31	465.661,84	15.021,35
Abril	30	505.454,07	16.848,47
Mayo	31	403.324,57	13.010,47
Junio	30	455.057,61	15.168,59
Agosto	31	492.206,19	15.877,62

Tabla 12 Energía mensual generada por el parque fotovoltaico



Gráfica 18 Energía media diaria inyectada según mes

El mes de Julio se descarta por indisponibilidad de los equipos de medida. Con estos datos, una vez tengamos la capacidad de nuestra batería, nos servirán para establecer los tiempos de carga y que porcentaje de la batería es cargada con la energía generada por el parque fotovoltaico.

### 5.3 Capacidad de la batería

La función principal de la batería será el mantener la continuidad del suministro en aquellas cargas que sean esenciales en el caso de avería o trabajo programado en la línea AT. Estamos hablando de que no podemos permitir una interrupción del suministro en el ambulatorio u hospital del pueblo, antena de telecomunicaciones, bombeo de agua, guardia civil y bomberos.

Estos servicios están alimentados por tres centros de transformación distintos y con una potencia instalada en cada uno de 630 kVA, lo que hace un total de 1,89 MVA. Por tanto, tenemos que asegurar que nuestra batería tenga una potencia de al menos 1,9 MW.

El siguiente paso será el tiempo que deberá estar funcionando la batería hasta recuperar la línea AT, esto definirá la capacidad que debe tener nuestro sistema de almacenamiento.

Las averías simples que se pueden dar en una línea aérea son varias, una rama de un nido de cigüeña que se enganche entre dos fases o entre una fase y la torre, basta para provocar el disparo de la protección y dejar la línea fuera. También nos podemos encontrar puntos calientes, terminales degollados, puentes partidos o incluso una fase caída por un temporal o vientos extremos. La localización y reparación de cualquiera de estas incidencias es de unas 4 horas.

Por tanto, ya sabemos que tenemos que mantener durante 4 horas una potencia de 1,9 MW, lo que establece la capacidad de la batería, que tiene que ser de 7,6 MWh

Una de las baterías que mejor podría encajar en la subestación estudiada sería el Megapack de Tesla, ya que dos módulos ofrecen una energía de 7,8 MWh y una potencia de 2 MW, es decir, es una batería diseñada para descargarse en una 4 horas aproximadamente. Este intervalo de tiempo sería el perfecto para recuperar la línea de AT.



Figura 7 Batería Megapack de Tesla

A continuación, se indican las especificaciones de la batería, datos eléctricos y medidas del bloque.

#### 4 Hour Duration

- Power & Energy: 979 kW / 3,916 kWh per Megapack
- Round Trip Efficiency: 93.7%

#### Specifications

- Interconnection: 480V AC 3 phase
- Dimensions: W 347 in, D 65 in, H 110 in
- Weight: 84,000 lbs max
- Ratings and Certifications: IP66, UL 1973 / 9540 / 9540A / 1741, IEC 62619

Figura 8 Especificaciones de la batería

Instalando dos de estas baterías podemos ofrecer una potencia de 2 MW en una hora y una energía total de 7,8 MWh a lo largo de cuatro horas, tal y como se indica en la página web del fabricante (TESLA, 2024).

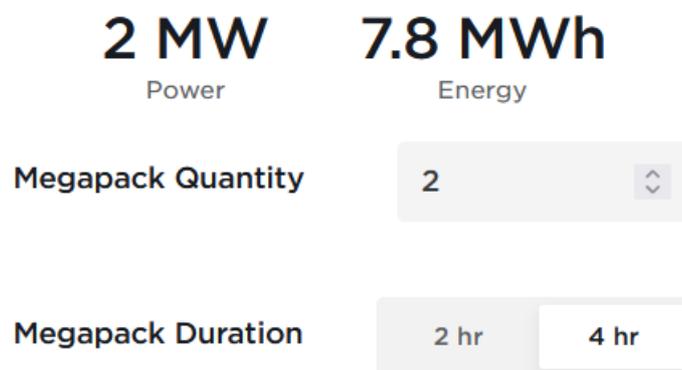


Figura 9 Capacidad Megapack

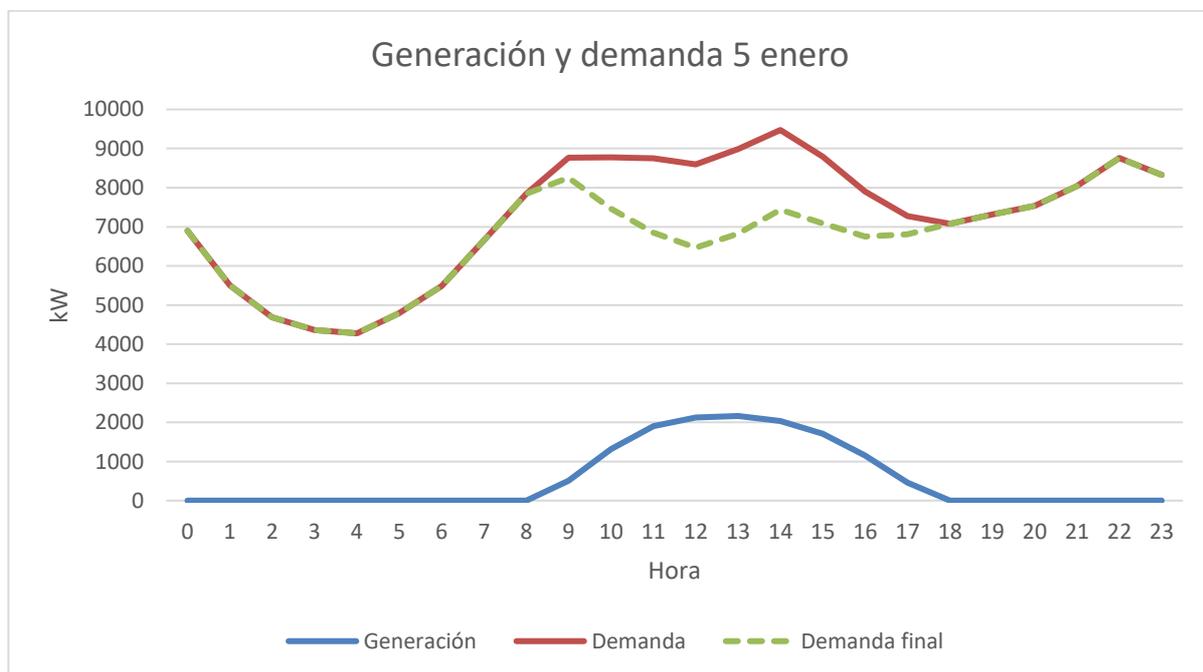
## 5.4 Usos prácticos de la batería

### 5.4.1 Aplanar la curva de demanda

Cargando la batería en las horas valle y descargándola en los picos de consumo, podríamos aplanar la curva de demanda que tendría la subestación con un solo transformador funcionando.

También aplanaría aún más la curva, la energía generada por el parque fotovoltaico, ya que esta energía se evacuaría a la subestación en las horas centrales del día.

A modo de demostración, se va a representar la curva de potencia activa total demanda por los dos transformadores de la subestación, en comparación la potencia activa generada por la línea del parque solar, para el 5 de enero.

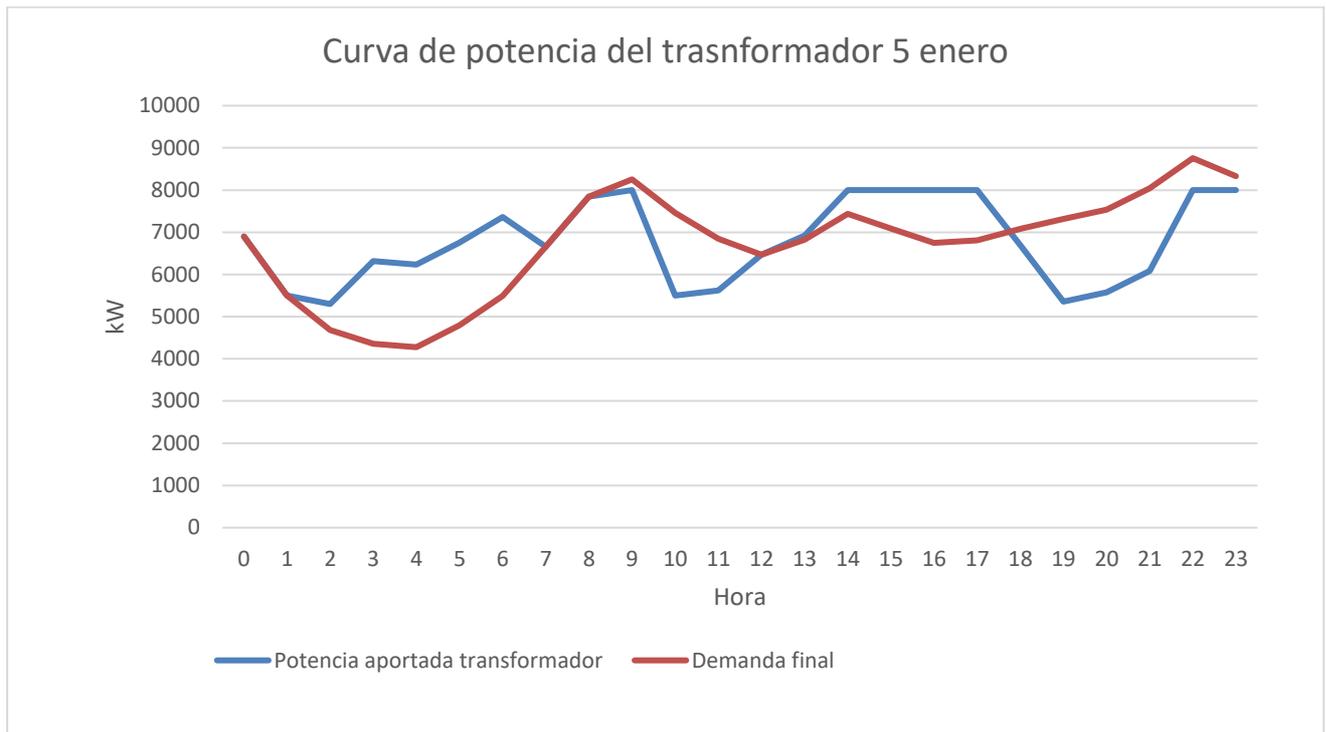


Gráfica 19 Comparación entre generación y demanda para el 5 de enero

Para establecer cuando ha de cargarse la batería y cuando deberá inyectar potencia, se ha planteado un problema de optimización mediante la herramienta GAMS. En el programa se fijará un límite de potencia superior para el transformador, de forma que cuando el consumo sea mayor que está potencia, la batería aportará el resto. Lo mismo ocurre con el límite inferior, haciendo que cuando el consumo sea muy bajo, la batería se cargue.

Además de aplanar la curva de demanda, también se pretende disminuir los costes de la energía, para ello se ha incluido en el código de GAMS una función objetivo que calcula el coste de la energía aportada por el transformador. El programa se ejecutará tratando de minimizar dicha función objetivo.

Se ha tomado como batería de referencia la elegida en el apartado 5.3, por ello la capacidad establecida es de 7832 kWh y una potencia de 1958 kW. A continuación, se muestran los resultados y se explica el programa.



Gráfica 20 Curva de potencia del transformador 5 enero

En la gráfica 20 se puede ver claramente los tiempos de carga y descarga de la batería. A las 02 am la batería, que está descargada, empieza a cargarse hasta las 06 am, más tarde, a las 09 am la batería se descarga y además la renovable empieza a inyectar energía en la barra de la subestación, por eso el transformador reduce su aporte bruscamente.

El siguiente periodo de carga sería de 14:00 a 17:00, que le seguiría otro ciclo de descarga desde las 18:00 hasta las 23:00 horas.

En el programa de GAMS se ha incluido la restricción de que el transformador no puede aportar más de 8000 kW ni menos de 5300 kW en ninguna hora del día, esto se ha puesto así para intentar que la curva sea lo más plana posible y no tenga picos.

Para mayor claridad se ha representado en la siguiente tabla la evolución de la curva de demanda tras la inyección de energía por parte del parque fotovoltaico como la carga y descarga de la batería.

Fecha	Demanda sin generación	Generación renovable	Carga Batería	Descarga Batería	Potencia aportada transformador
05-ene-23 00:00:00	6898,04	0	0	0	6898,04
05-ene-23 01:00:00	5500,46	0	0	0	5500,46
05-ene-23 02:00:00	4685,85	0	614,15	0	5300,00
05-ene-23 03:00:00	4358,51	0	1958,00	0	6316,51
05-ene-23 04:00:00	4276,38	0	1958	0	6234,38
05-ene-23 05:00:00	4795,24	0	1958	0	6753,24
05-ene-23 06:00:00	5488,90	0	1870,44	0	7359,34
05-ene-23 07:00:00	6655,29	0	0	0	6655,29
05-ene-23 08:00:00	7846,54	0	0	0	7846,54
05-ene-23 09:00:00	8766,69	509,67	0	257,02	8000,00
05-ene-23 10:00:00	8778,13	1318,04	0	1958,00	5502,09
05-ene-23 11:00:00	8753,64	1907,10	0	1223,01	5623,53
05-ene-23 12:00:00	8594,20	2126,36	0	0	6467,84
05-ene-23 13:00:00	8986,62	2162,46	0	0	6924,16
05-ene-23 14:00:00	9474,38	2036,34	561,96	0	8000,00
05-ene-23 15:00:00	8792,34	1706,02	913,68	0	8000,00
05-ene-23 16:00:00	7904,05	1154,26	1250,21	0	8000,00
05-ene-23 17:00:00	7271,04	461,08	1190,04	0	8000,00
05-ene-23 18:00:00	7077,76	0	0	379,69	6698,07
05-ene-23 19:00:00	7316,60	0	0	1958,00	5358,60
05-ene-23 20:00:00	7533,76	0	0	1958,00	5575,76
05-ene-23 21:00:00	8040,65	0	0	1958,00	6082,65
05-ene-23 22:00:00	8756,49	0	0	756,49	8000,00
05-ene-23 23:00:00	8328,40	0	0	328,40	8000,00

Tabla 13 Periodos de carga y descarga de la batería para el 5 de enero

El siguiente aspecto del código de GAMS está enfocado reducir costes asociados al precio de la energía, por ello la batería se descarga en las horas donde el kWh es más caro y se carga cuando la energía es más barata. Se ha representado en una tabla el precio del kWh, la energía producida y el coste asociado a la misma.

Fecha	Precio kWh (€/kWh)	Potencia aportada transformador (kW)	Coste (€)
05-ene-23 00:00:00	0,134	6898,04	924,34
05-ene-23 01:00:00	0,131	5500,46	720,56
05-ene-23 02:00:00	0,128	5300,00	678,40
05-ene-23 03:00:00	0,120	6316,51	757,98
05-ene-23 04:00:00	0,108	6234,38	673,31
05-ene-23 05:00:00	0,116	6753,24	783,37
05-ene-23 06:00:00	0,112	7359,34	824,25
05-ene-23 07:00:00	0,129	6655,29	858,53
05-ene-23 08:00:00	0,157	7846,54	1231,91
05-ene-23 09:00:00	0,156	8000,00	1248,00
05-ene-23 10:00:00	0,192	5502,09	1056,40
05-ene-23 11:00:00	0,170	5623,53	956,00
05-ene-23 12:00:00	0,155	6467,84	1002,51
05-ene-23 13:00:00	0,153	6924,16	1059,40
05-ene-23 14:00:00	0,090	8000,00	720,00
05-ene-23 15:00:00	0,090	8000,00	720,00
05-ene-23 16:00:00	0,108	8000,00	864,00
05-ene-23 17:00:00	0,132	8000,00	1056,00
05-ene-23 18:00:00	0,190	6698,07	1272,63
05-ene-23 19:00:00	0,195	5358,60	1044,93
05-ene-23 20:00:00	0,197	5575,76	1098,42
05-ene-23 21:00:00	0,195	6082,65	1186,12
05-ene-23 22:00:00	0,142	8000,00	1136,00
05-ene-23 23:00:00	0,135	8000,00	1080,00
			22953,07

Tabla 14 Coste energía con batería 5 enero

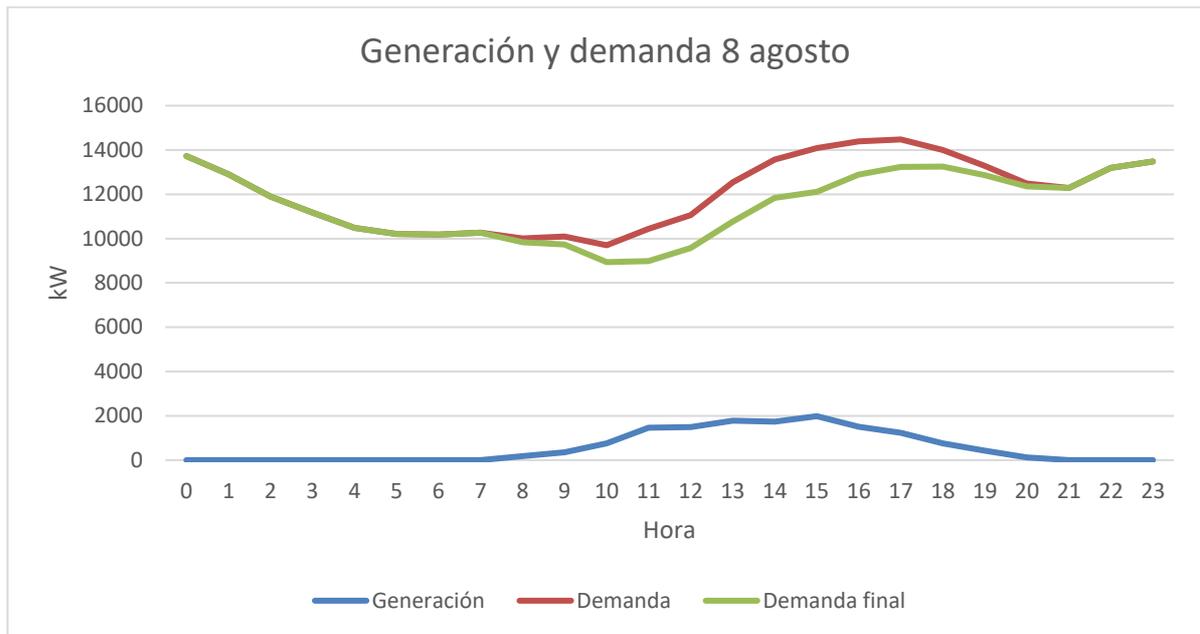
El coste total de la energía entregada por el transformador sería de 22.953,07 €, sin embargo, si no tuviéramos batería y no hubiéramos podido optimizar la curva de demanda, el coste total hubiera sido de 23.548,38 € tal y como se muestra en la tabla 14, es decir, estamos teniendo un ahorro de 595,31 € en un solo día. Esto se debe a que sin batería, la potencia que aporta el transformador es la misma que demanda la carga.

Fecha	Precio kWh (€/kWh)	Potencia aportada transformador (kW)	Coste (€)
05-ene-23 00:00:00	0,134	6898,04	924,34
05-ene-23 01:00:00	0,131	5500,46	720,56
05-ene-23 02:00:00	0,128	4685,85	599,79
05-ene-23 03:00:00	0,120	4358,51	523,02
05-ene-23 04:00:00	0,108	4276,38	461,85
05-ene-23 05:00:00	0,116	4795,24	556,25
05-ene-23 06:00:00	0,112	5488,90	614,76
05-ene-23 07:00:00	0,129	6655,29	858,53
05-ene-23 08:00:00	0,157	7846,5	1231,91
05-ene-23 09:00:00	0,156	8257,01	1288,09
05-ene-23 10:00:00	0,192	7460,10	1432,34
05-ene-23 11:00:00	0,170	6846,54	1163,91
05-ene-23 12:00:00	0,155	6467,85	1002,52
05-ene-23 13:00:00	0,153	6824,15	1044,09
05-ene-23 14:00:00	0,090	7438,04	669,42
05-ene-23 15:00:00	0,090	7086,32	637,77
05-ene-23 16:00:00	0,108	6749,79	728,98
05-ene-23 17:00:00	0,132	6809,96	898,91
05-ene-23 18:00:00	0,19	7077,76	1344,77
05-ene-23 19:00:00	0,195	7316,60	1426,74
05-ene-23 20:00:00	0,197	7533,76	1484,15
05-ene-23 21:00:00	0,195	8040,65	1567,93
05-ene-23 22:00:00	0,142	8756,49	1243,42
05-ene-23 23:00:00	0,135	8328,40	1124,33
			23548,38

Tabla 15 Coste energía sin batería 5 enero

Como se ha simulado para un día de invierno, como la batería es capaz de modificar la curva de potencia aportada por el transformador reduciendo a la vez costes, lo siguiente será hacer el mismo estudio, pero para un día de verano. Por ello se van a exponer los resultados del programa de GAMS para el 8 de agosto.

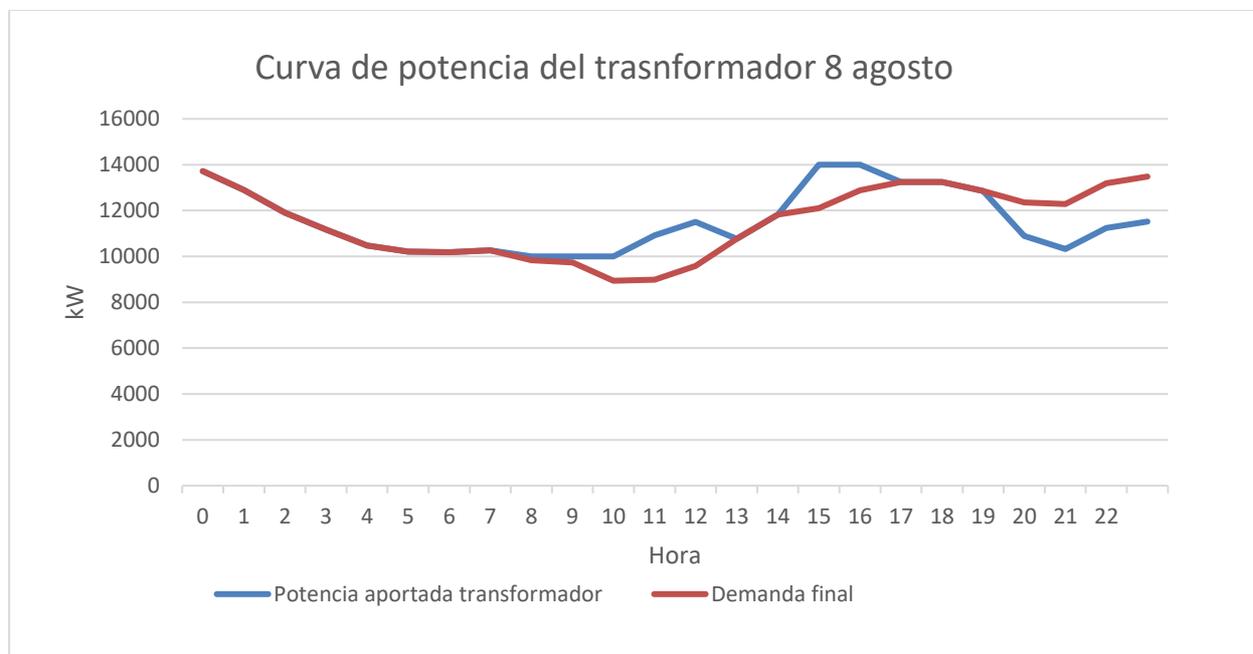
Al igual que antes, lo primero será representar la curva de demanda total y compararla con la potencia activa generada por la planta fotovoltaica.



Gráfica 21 Comparación entre generación y demanda para el 8 de agosto

A diferencia de la gráfica 19, ahora nos encontramos que el consumo es mayor, encontrándose su punta entre las 16.00 y las 18.00 horas.

El siguiente paso es simular en GAMS como debería comportarse la batería para reducir costes y aplanar la curva de potencia aportada por el transformador.



Gráfica 22 Curva de potencia del transformador 8 de agosto

En la gráfica 22 se aprecia que la batería se carga en dos periodos, uno de las 9.00 a las 13.00 horas y otro de las 16.00 a las 17.00 horas, para descargarse en su totalidad finalmente desde las 19.00 hasta las 23.00 horas, que es cuando mayor consumo hay y la energía es más cara.

Fecha	Demanda sin generación	Generación renovable	Carga Batería	Descarga Batería	Potencia aportada transformador
08-ago-23 00:00:00	13722,51	0	0	0	13722,51
08-ago-23 01:00:00	12899,51	0	0	0	12899,51
08-ago-23 02:00:00	11902,90	0	0	0	11902,90
08-ago-23 03:00:00	11173,76	0	0	0	11173,76
08-ago-23 04:00:00	10478,46	0	0	0	10478,46
08-ago-23 05:00:00	10211,49	0	0	0	10211,49
08-ago-23 06:00:00	10178,62	0	0	0	10178,62
08-ago-23 07:00:00	10263,37	0	0	0	10263,37
08-ago-23 08:00:00	10008,28	177,41	0	0	10000,00
08-ago-23 09:00:00	10091,27	356,95	169,13	0	10000,00
08-ago-23 10:00:00	9699,79	761,42	265,68	0	10000,00
08-ago-23 11:00:00	10445,63	1460,20	1061,63	0	10917,85
08-ago-23 12:00:00	11064,73	1485,82	1932,42	0	11505,69
08-ago-23 13:00:00	12548,32	1777,58	1926,78	0	10770,74
08-ago-23 14:00:00	13572,91	1741,07	0	0	11831,85
08-ago-23 15:00:00	14091,96	1983,17	0	0	14000,00
08-ago-23 16:00:00	14394,13	1505,87	1891,21	0	14000,00
08-ago-23 17:00:00	14475,69	1235,37	1111,73	0	13240,32
08-ago-23 18:00:00	14006,16	753,93	0	0	13252,24
08-ago-23 19:00:00	13282,62	421,17	0	0	12861,46
08-ago-23 20:00:00	12486,70	127,44	0	1464,58	10894,67
08-ago-23 21:00:00	12282,68	0	0	1958,00	10324,68
08-ago-23 22:00:00	13192,51	0	0	1958,00	11234,51
08-ago-23 23:00:00	13475,85	0	0	1958,00	11517,85

Tabla 16 Periodos de carga y descarga de la batería para el 8 de agosto

En la tabla 15 es posible ver como el transformador, en las horas de más demanda, no entrega más potencia de la impuesta restricción que en este caso son 14 MW. Lo mismo pasa con el límite inferior que, aunque el consumo sea menor, la batería se carga para cumplir con el aporte mínimo del transformador. Esto ocurre entre las 8 y las 10 de la mañana.

En la tabla 16 veremos el coste total asociado a la energía entregada por el transformador a lo largo de las 24 horas para el 8 de agosto.

Fecha	Precio kWh (€/kWh)	Potencia aportada transformador (kW)	Coste (€)
08-ago-23 00:00:00	0,100	13722,51	1372,25
08-ago-23 01:00:00	0,104	12899,51	1341,55
08-ago-23 02:00:00	0,099	11902,90	1178,39
08-ago-23 03:00:00	0,099	11173,76	1106,20
08-ago-23 04:00:00	0,091	10478,46	953,54
08-ago-23 05:00:00	0,092	10211,49	939,46
08-ago-23 06:00:00	0,096	10178,62	977,15
08-ago-23 07:00:00	0,099	10263,37	1016,07
08-ago-23 08:00:00	0,099	10000,00	990,00
08-ago-23 09:00:00	0,098	10000,00	980,00
08-ago-23 10:00:00	0,085	10000,00	850,00
08-ago-23 11:00:00	0,078	10917,85	851,59
08-ago-23 12:00:00	0,078	11505,69	897,44
08-ago-23 13:00:00	0,079	10770,74	850,89
08-ago-23 14:00:00	0,079	11831,85	934,71
08-ago-23 15:00:00	0,078	14000,00	1092,00
08-ago-23 16:00:00	0,078	14000,00	1092,00
08-ago-23 17:00:00	0,080	13240,32	1059,22
08-ago-23 18:00:00	0,095	13252,24	1258,96
08-ago-23 19:00:00	0,102	12861,46	1311,87
08-ago-23 20:00:00	0,116	10894,67	1263,78
08-ago-23 21:00:00	0,127	10324,68	1311,23
08-ago-23 22:00:00	0,125	11234,51	1404,31
08-ago-23 23:00:00	0,120	11517,85	1382,14
			26414,78

Tabla 17 Coste energía con batería 8 agosto

El coste total de la energía aportada por el transformador el 8 de agosto sería de 26.414,78 €, sin embargo, si no tuviéramos batería y no hubiéramos podido optimizar la curva de demanda, el coste total hubiera sido de 26.644,78 € tal y como se muestra en la tabla 17, es decir, estamos teniendo un ahorro de 230 €.

Fecha	Precio kWh (€/kWh)	Potencia aportada transformador (kW)	Coste (€)
08-ago-23 00:00:00	0,100	13722,51	1372,25
08-ago-23 01:00:00	0,104	12899,51	1341,55
08-ago-23 02:00:00	0,099	11902,90	1178,39
08-ago-23 03:00:00	0,099	11173,76	1106,20
08-ago-23 04:00:00	0,091	10478,46	953,54
08-ago-23 05:00:00	0,092	10211,49	939,46
08-ago-23 06:00:00	0,096	10178,63	977,15
08-ago-23 07:00:00	0,099	10263,38	1016,07
08-ago-23 08:00:00	0,099	9830,88	973,26
08-ago-23 09:00:00	0,098	9734,32	953,96
08-ago-23 10:00:00	0,085	8938,38	759,76
08-ago-23 11:00:00	0,078	8985,43	700,86
08-ago-23 12:00:00	0,078	9578,90	747,15
08-ago-23 13:00:00	0,079	10770,74	850,89
08-ago-23 14:00:00	0,079	11831,85	934,72
08-ago-23 15:00:00	0,078	12108,79	944,49
08-ago-23 16:00:00	0,078	12888,26	1005,28
08-ago-23 17:00:00	0,080	13240,32	1059,23
08-ago-23 18:00:00	0,095	13252,24	1258,96
08-ago-23 19:00:00	0,102	12861,46	1311,87
08-ago-23 20:00:00	0,116	12359,26	1433,67
08-ago-23 21:00:00	0,127	12282,68	1559,90
08-ago-23 22:00:00	0,125	13192,51	1649,06
08-ago-23 23:00:00	0,120	13475,85	1617,10
			26644,78

Tabla 18 Coste energía sin batería 8 agosto

Queda demostrado que, optimizando la batería, podemos aplanar la curva de potencia entregada transformador y, al mismo tiempo, reducir los costes asociados al precio del mercado energético.

Se ha simulado un día aleatorio por cada uno de los meses de los que se tienen datos, es decir, desde enero a agosto, para ver el ahorro de un día promedio de cada uno de estos meses. El resultado se muestra en la tabla 19.

Fecha	Ahorro (€)
05-ene-23	595,31
10-feb-23	585,83
17-mar-23	961,72
14-abr-23	1178,71
26-may-23	1058,51
10-jun-23	325,17
16-jul-23	590,40
08-ago-23	230,00

Tabla 19 Ahorro diario por mes

Por último, se procede a explicar el programa de GAMS que, debido a que es una versión DEMO, las simulaciones se han hecho para un día elegido y no para la totalidad de horas del año para las que se disponen datos.

En la figura 10 se definen los dos primeros bloques del programas, el bloque “SET” en el que establecemos el número de horas que simularemos y, el bloque “PARAMETER” en el que introduciremos el dato de la capacidad de la batería y el coste de la energía por hora (OMIE, 2023).

```

1  Set
2
3  h "horas" /h1*h24 /
4
5  ;
6
7  Parameter
8
9  Cn "Capacidad de la batería" /7832/
10
11
12  Cv "Coste energía €/kWh"
13
14  /h1  0.100
15      h2  0.104
16      h3  0.099
17      h4  0.099
18      h5  0.091
19      h6  0.092
20      h7  0.096
21      h8  0.099
22      h9  0.099
23      h10 0.098
24      h11 0.085
25      h12 0.078
26      h13 0.078
27      h14 0.079
28      h15 0.079
29      h16 0.078
30      h17 0.078
31      h18 0.080
32      h19 0.095
33      h20 0.102
34      h21 0.116
35      h22 0.127
36      h23 0.125
37      h24 0.120/
38
39
40 ;

```

Figura 10 Bloque SET y bloque PARAMETER

En la figura 11 tenemos dos bloques, el primero sería el bloque "TABLE" en el que introducimos los datos del problema, es decir, la potencia que se demanda a cada hora y la potencia procedente del parque renovable. El siguiente es el bloque "SCALAR" en el que fijamos el rendimiento de la batería ya que este dato es una constante.

```

42  *En la tabla se muestra la energía eléctrica demandada
43  * y la generada por el parque fotovoltaico
44
45  TABLE busdata(h,*)
46
47      Demanda      Pgren
48  *
49  h1  13722.51      0.00
50  h2  12899.51      0.00
51  h3  11902.90      0.00
52  h4  11173.76      0.00
53  h5  10478.46      0.00
54  h6  10211.49      0.00
55  h7  10178.63      0.00
56  h8  10263.38      0.00
57  h9  10008.28      177.41
58  h10 10091.27      356.95
59  h11  9699.79      761.42
60  h12 10445.63      1460.20
61  h13 11064.73      1485.82
62  h14 12548.32      1777.58
63  h15 13572.92      1741.07
64  h16 14091.96      1983.17
65  h17 14394.14      1505.87
66  h18 14475.69      1235.37
67  h19 14006.16      753.93
68  h20 13282.63      421.17
69  h21 12486.70      127.44
70  h22 12282.68      0.00
71  h23 13192.51      0.00
72  h24 13475.85      0.00
73
74  ;
75
76  Scalar
77
78  Rc Rendimiento de carga      /0.937/
79  Rd Rendimiento de descarga   /0.937/
80
81  ;

```

Figura 11 Bloques "TABLE" y "SCALAR"

En la figura 12 se establecen todas las variables del problema. La primera de ellas es el coste, que además también será nuestra función objetivo y que trataremos de minimizar. La variable "c\_periodo" es el coste de cada hora de la potencia que entrega el transformador a la barra de la subestación.

```

83 Variable
84
85 coste          Función objetivo
86 c_periodo(h)   Coste por periodo
87 PcBAT(h)       Potencia consumida por la batería mientras carga
88 PdBAT(h)       Potencia aportada por la batería al descargarse
89 SOC(h)         Estado de carga de la batería
90 Ptr(h)         Potencia aportada transformador
91
92
93 ;
94
95 BINARY VARIABLES
96 b(h);
97
98 POSITIVE VARIABLES
99 PcBAT(h), PdBAT(h), SOC(h), Ptr(h) ;
100
101
102

```

Figura 12 Variables del programa

En la figura 13 se explican el resto de las variables y como se calculan cada una de ellas.

```

103 Equations
104
105 eq_obj          Función objetivo
106 eq_c_p         Coste por periodo
107 eq_bal(h)      Estado de la carga
108 Balance(h)     Potencia aportada por el transformador
109
110
111 ;
112
113 *-----
114 *                               Función Objetivo
115 *-----
116
117 eq_obj..  coste =e= sum(h, c_periodo(h));
118
119 * Hay que minimizar el coste
120
121 *-----
122 *                               Restricciones
123 *-----
124
125 eq_c_p(h)..  c_periodo(h) =e= Ptr(h)*Cv(h);
126 Balance(h)..  Ptr(h) =e= busdata(h, 'Demanda') - busdata(h, 'Pgren') + PcBAT(h)*b(h) - PdBAT(h)*(1-b(h));
127
128 eq_bal(h)..  SOC(h+1) =e= SOC(h) + PcBAT(h)*Rc*b(h) - PdBAT(h)*(1/Rd)*(1-b(h));
129

```

Figura 13 Bloque “EQUATIONS”

En el bloque mostrado en la figura 13 definimos la función objetivo que vamos a minimizar, nuestra función coste igual al sumatorio para cada hora del día de la variable “c\_periodo”, que a su vez es el producto del precio por la variable “Ptr” que es la potencia entregada por el transformador en una hora determinada.

Se establece además una ecuación de balance en la que la potencia aportada por el transformador tiene que ser igual a la demanda de esa hora, más la potencia de descarga de la batería “PdBAT”, menos la potencia de carga “PcBAT” y, por último, menos la potencia renovable inyectada.

La última variable es el estado de carga de la batería “SOC” que no es más que el estado de carga de la hora anterior menos la potencia de descarga de la hora anterior y más la potencia de carga también de la hora anterior.

Se ha tomado una variable binaria “b” que solo toma valores de 1 y 0, esto se ha hecho para que la batería o se carga o descarga, pero no ambas cosas al mismo tiempo.

```

134 Pcbat.up(h) = 1958;
135 Pdbat.up(h) = 1958;
136
137
138 soc.up(h) = 7832;
139
140 soc.fx('h1') = 0;
141
142
143
144
145 Ptr.up(h) = 14000;
146 Ptr.lo(h) = 10000;
147
148 *Con la restricción anterior me aseguro de tener una curva de demanda del transformador
149 *casi plana, ya que el transformador no puede aportar ni más ni menos potencia de la fijada
150 *es decir, cuando la demanda sea baja la batería se cargará y cuando el consumo sea elevado
151 * la batería se descargará para evitar picos en la curva demanda.
152
153
154 model base /all/ ;
155
156 solve base minimizing coste using miquop ;
157

```

Figura 14 Restricciones

La figura 14 muestra la última parte del programa, en la que se añaden las restricciones. Con el comando “.up” lo que estamos diciéndole al programa es que esa variable no puede tomar un valor mayor al que establecemos. En este caso estamos limitando, por un lado, la potencia de carga y descarga que es la que nos indica el fabricante de 1958 kW y por otro la capacidad de la batería.

Esta última se limita indicando que el estado de carga “SOC” nunca puede ser mayor de 7832 kW que es lo marcado en las especificaciones técnicas.

En nuestro problema suponemos que la batería viene descargada del día anterior, por ello establecemos el estado de carga para la primera hora del día.

Por último, resolvemos el problema de optimización no lineal.

#### 5.4.2 Mejor planificación de la red y sus inversiones

Los sistemas de almacenamiento de energía en subestaciones permiten una mayor flexibilidad en la explotación de la red.

Entre sus ventajas destacan:

- El alivio ante saturaciones. Esto puede ocurrir en ocasiones puntuales, cuando la única alimentación, y a la vez evacuación de la subestación, es a través de una sola línea de alta tensión.  
Puede suceder que, en caso de fallo por avería o mantenimiento de un transformador, sea insuficiente, solo con la otra máquina, evacuar toda la energía generada o el abastecer al pueblo y a la industria en momentos de puntas de consumo.
- Posponer inversiones: Esto está muy relacionado con el caso anterior, ya que, en el caso de que aumentase la producción industrial en el pueblo, aumentase la población o se instalaran mayores plantas de generación renovable, podría darse el caso de que, por las saturaciones, necesitemos construir una segunda línea AT.

La batería nos ayudaría a almacenar el exceso de energía producida por las renovables, para verter a la red en las horas de la noche, ya que probablemente la línea de transporte, al ser una sola, no tuviera capacidad suficiente.

Por el contrario, en casos puntuales en los que los transformadores no puedan satisfacer la demanda, la batería supondría un apoyo y esta se cargaría durante la noche.

## 5.5 Dimensionamiento del sistema almacenamiento.

Una vez visto los usos que podemos darle a las baterías que se instalen la subestación, la solución más óptima pasaría por instalar 4 baterías de las elegidas en el punto 5.3. Esto se justifica de la siguiente manera, dos de ellas serían para ahorrar costes y optimizar la descarga del transformador, tal y como se ha simulado en el apartado 5.4.1. Las otras dos baterías serían para usarse en caso de emergencia ante una avería o trabajo programado.

Nuestro sistema de almacenamiento estaría por tanto formado por dos conjuntos de dos baterías, uno para contingencias y otro para optimizar el funcionamiento de la subestación. Cada conjunto dispondría de una capacidad de 7832 kWh y de una potencia de 1958 kW.

## 5.6 Reducción del TIEPI.

Teniendo dos baterías de 7832 kWh para mantener la continuidad del suministro eléctrico en las cargas esenciales como se ha explicado en el apartado 5.3 implicaría una reducción en el TIEPI del municipio que es alimentado por la subestación.

Con esa energía disponible y una potencia de 1958 kW nos aseguramos cubrir los suministros sensibles que se ha calculado que entre todos tienen una potencia instalada de 1890 kVA, lo equivalente a tres centros de transformación con un transformador de 630 kVA cada uno. Pero la realidad es que estos transformadores nunca trabajan al 100% de su capacidad, en muchos casos ni siquiera llegan al 50%, por lo que además de cubrir estas cargas, también podríamos seguir alimentando a otros centros de transformación hasta llegar al tope de la potencia que nos ofrece la batería.

Si nos limitamos solo a cubrir las cargas esenciales la reducción del TIEPI sería de un 4,1% respecto al TIEPI total sin batería de todo el municipio. Esto implica una menor penalización a la distribuidora que además evita el uso de grupos electrógenos y el coste de mantener funcionando cada uno de ellos y de desplazarlos a cada centro de transformación donde sea vital mantener la continuidad del suministro.

## 5.7 Conclusión.

El coste total de las 4 baterías Megapack de Tesla suponen una inversión total de 5,88 millones de euros, lo que es una inversión similar al de construir una subestación con un solo transformador. En Sevilla en el año 2023 se ha terminado la subestación del término municipal de Las Cabezas de San Juan, que sin tener en cuenta la línea AT y teniendo un solo transformador, el coste total ha superado los 4 millones de euros. (Diputación de Sevilla, 2022)

La ventaja de la batería como ya hemos explicado anteriormente pasa por evitar las interrupciones de los suministros esenciales en zonas rurales, la reducción del TIEPI, la optimización de la demanda, evita también el uso de grupos electrógenos y sobre todo reduce el coste diario de la energía al cargar la batería en horas en las que el precio es muy bajo y la descarga cuando es más caro.

Se ha demostrado poder ahorrar más de 600 euros en un solo día que, en caso de poder reducir esos costes cada día durante el tiempo de vida útil de la batería, suponiéndolo en unos 30 años, equivaldría a un ahorro total de 6,57 millones de euros. Este ahorro podría ser mayor, ya que el programa con el que se ha calculado tenía restricciones que trataban de aplanar la curva de potencia del transformador, lo que limitaba las horas en las que la batería podía cargarse o descargarse.

También evitaría el construir una segunda línea AT que supone unos costes elevados tanto en construcción (inversiones desde 160.000 euros por kilómetro de línea) como en las expropiación, esta última gestión produce una demora media de tres años.

## 6 ANEXOS

---

Código Matlab empleado:

```
Rcc=0.0056; % resistencia de cortocircuito en pu %
Xcc=0.084; % reactancia de cortocircuito en pu %
Rccreal=1.23;
% Previamente he insertado las tablas con los datos que disponemos, es
% decir, la tensión del lado de alta y baja, la intensidad del secundario,
% la potencia activa y reactiva %
N=5831; % número de horas desde el 1 de enero hasta el 31 de agosto %
% A continuación voy a convertir las tablas en vectores columna %
PactTR1=P2TR1.VarName1;
QreactivaTR1=Q2TR1.VarName1;
V1=Valta.VarName1; % Vector columna con los valores de la tensión a cada hora
% del día en el lado de alta del transformador%
V2=V2TR1.VarName1; % Vector columna con los valores de la tensión a cada hora
% del día en el lado de baja del transformador%
a=zeros(1,5831); % vector de ceros en el que almacenaré la parte real resultante
% de dividir la potencia aparente entre la tensión en el secundario %
b=zeros(1,5831); % vector de ceros en el que almacenaré la parte imaginaria resultante
% de dividir la potencia aparente entre la tensión en el secundario %
rt=zeros(1,5831); % creo un vector de zeros para guardar los valores en pu
% de la relación de transformación %
S=zeros(1,5831);
I2TR1=zeros(1,5831);
I1TR1=zeros(1,5831);
I1=zeros(1,5831);
Ploss=zeros(1,5831);
V1BASE=66000;
SBASE=20000000; %Todo el cálculo será en por unidad, por tanto, necesitamos
% el valor base de las magnitudes %
for n = 1 : N % bucle que calcula la relación de transformación para cada hora %
    a(n) = PactTR1(n)/V2(n);
    b(n) = (-1)*QreactivaTR1(n)/V2(n);
    A = V2(n)^2;
    B = (2*V2(n)*Rcc*a(n))-(V1(n)^2)-(2*V2(n)*Xcc*b(n));
    C = ((Rcc^2)+(Xcc^2))*((a(n)^2)+(b(n)^2));
```

```

p = [A 0 B 0 C]; % ecuación de cuarto grado %
r = roots(p);
I = find (r<1.3 & r>0.7); % En este paso lo que estoy haciendo es
% encontrar cuál de los cuatro resultados que me ha dado mi ecuación
% de cuarto grado, es el que más se ajusta al valor que debería tener
% la relación de transformación en pu %
% "I" por tanto, es la posición del vector "r" en el que se encuentra
% el valor correcto de la relación de transformación %
if I>0 % La variable "I" debe tener por consiguiente un valor entre 1 y 4 %
rt(n)=r(I);
else % Si no se cumple la condición de que "I" tenga un valor entre 1 y 4,
% es porque el vector "r" no tiene ningún valor válido que
% concuerde con la relación de transformación, esto puede ser por
% que uno de los valores de la tensión o la potencia sean cero por
% un error en la medida de la subestación %
rt(n)=0; % Entonces para esa caso,
% le doy un valor nulo a la relación de transformación para esa hora del día,
% pues puede ser que por avería haya tenido el transformador
% indisponible %
end
end
% Con el siguiente bucle calculo la intensidad en el secundario del
% transformador y luego la uso para calcular, junto con la relación de
% transformación, la intensidad que entra en el primario del transformador %
for k = 1 : N
    S(k) = sqrt(((PactTR1(k))^2)+((QreactivaTR1(k))^2));
    I2TR1(k)=S(k)/V2(k);
    I1TR1(k)=I2TR1(k)/rt(k);
end
I1BASE=SBASE/(V1BASE*sqrt(3));
%En el siguiente bucle for se calcula ya en valor real las pérdidas en el
%cobre
for j = 1 : N
    I1(j)=I1TR1(j)*I1BASE;
    Ploss(j)=3*Rccreal*I1(j)^2;
rtreal(j)=rt(j)*RTBASE;
end
writematrix(I1,'Intensidad.xlsx');
writematrix(Ploss,'Ploss.xlsx');
writematrix(rtrealm,'rt.xlsx');

```

## 7 REFERENCIAS

---

BOE-A-2002-7133. (13 de abril de 2002). *Documento BOE-A-2002-7133*. Obtenido de Documento BOE-A-2002-7133: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-7133>

Diputación de Sevilla. (Miércoles 2 de marzo de 2022). *Noticias Diputación de Sevilla*. (Diputación de Sevilla) Obtenido de <https://www.dipusevilla.es/comunicacion/noticias/Endesa-presenta-a-la-Diputacion-de-Sevilla-un-plan-de-inversion-destinado-a-reforzar-la-calidad-de-suministro-electrico-en-la-provincia>

OMIE. (2023). *OMIE*. Obtenido de Mercado diario: <https://www.omie.es/>

REE. (2023). *EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EQ. DE LA GENERACIÓN (tCO<sub>2</sub> eq. | tCO<sub>2</sub> eq./MWh) | Sistema eléctrico:nacional*. Obtenido de EMISIONES Y FACTOR DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> EQ. DE LA GENERACIÓN (tCO<sub>2</sub> eq. | tCO<sub>2</sub> eq./MWh) | Sistema eléctrico:nacional: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

TESLA. (2024). *TESLA* . Obtenido de MEGAPACK: <https://www.tesla.com/megapack/>