

**uc3m**

Universidad  
**Carlos III**  
de Madrid

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE PÉRDIDAS  
TÉCNICAS EN LAS REDES  
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN**

Autor: Jon Fernández García

Director: Hortensia Amaris Duarte

Leganés, junio de 2017



Título: Estudio de las pérdidas técnicas en redes de distribución

Autor: Jon Fernández García

Director: Hortensia Amaris Duarte

## EL TRIBUNAL

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Realizado el acto de defensa y lectura del Trabajo Fin de Grado el día \_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_  
en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda  
otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



# Agradecimientos

En primer lugar, agradecer el apoyo incondicional de mi tutora, Hortensia, por prestarme la ayuda y atención más que necesaria para poder realizar este proyecto. No hubiese sido tarea sencilla sin su ayuda y comprensión.

Agradecer también, a todos aquellos que me han aconsejado o aportado alguna idea para el desarrollo de este trabajo.

Me gustaría agradecer a mis padres sobre todo porque sin ellos no estaría donde estoy y a mis amigos por apoyarme en todo momento y hacer que estos años, a veces duros, se hayan hecho más fáciles.

# Acrónimos

ADMS	<i>Advanced Distribution Management System</i>
BT	<i>Baja Tensión</i>
CBA	<i>Cost-benefit analysis</i>
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
DG	<i>Distribution generation</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
HTS	<i>High-temperature superconductor</i>
MT	<i>Media Tensión</i>
SFS	<i>Smart Feeder Switch</i>
T&D	<i>Transmisión y Distribución</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
VRES	<i>Variable Renewable Energy Sources</i>

# Resumen

El trabajo consiste en un estudio de pérdidas técnicas en las redes de distribución eléctrica. Se realizará una breve presentación de la normativa vigente y los problemas que traen consigo las pérdidas en una red eléctrica.

Para continuar se expondrán una serie de propuestas para reducir las pérdidas en las líneas. Se realizarán una serie de simulaciones con el fin de ver el comportamiento de la red frente a las modificaciones propuestas. Se analizarán los resultados en busca de la respuesta del comportamiento de la red de distribución frente a las modificaciones realizadas en la red.

Por último se expondrá un análisis comparativo, en el que se enfrente un caso con otro, en busca de la mejor solución para el sistema. No sólo se observará el impacto de las modificaciones en la magnitud de las pérdidas, sino que también se expondrán los costes que supondría la implantación de dichas modificaciones.

## Palabras clave

Pérdidas técnicas, efecto Joule, redes de distribución, generación de energía, puntos de consumo, reducción de pérdidas, impacto económico.

# Índice

<b>0. Introducción y objetivos .....</b>	<b>12</b>
<b>1. Contexto del proyecto .....</b>	<b>13</b>
1.1. Situación internacional .....	13
1.2. Situación nacional.....	15
1.3. Normativa vigente.....	17
<b>2. Instalaciones de medida .....</b>	<b>19</b>
2.1. Clasificación cliente (puntos medida).....	20
2.2. Contadores digitales.....	21
2.3. Tarifas .....	22
2.4. Procedimiento cálculo de pérdidas técnicas horarias.....	23
<b>3. Medidas: Minimización de pérdidas .....</b>	<b>24</b>
3.1. Reconfiguración.....	25
3.2. Influencia sección .....	26
3.3. Influencia longitud.....	27
3.4. Factor de potencia.....	27
3.5. DG.....	29
<b>4. Resultados de las simulaciones .....</b>	<b>31</b>
4.1. Escenario base.....	32
4.2. Influencia sección .....	34
4.3. Influencia reconfiguración .....	36
4.4. Influencia longitud.....	37
4.5. Influencia Factor de potencia.....	39
4.6. Influencia DG .....	40
<b>5. Análisis de los resultados.....</b>	<b>42</b>
5.1. Clasificación de las opciones .....	43
5.2. Comparaciones.....	44
5.2.1.Reconfiguración.....	44
5.2.2.Sección.....	49
5.2.3.Longitud.....	51
5.2.4.Factor de potencia .....	56
5.2.5.DG.....	58
<b>6. Conclusiones.....</b>	<b>60</b>
<b>7. Estudio económico del proyecto .....</b>	<b>62</b>
7.1. Planificación temporal .....	62
7.2. Presupuesto del proyecto .....	62
<b>8. Bibliografía.....</b>	<b>64</b>
<b>9. Referencias .....</b>	<b>66</b>



**10. Anexos..... 67**

# Índice de ilustraciones y gráficas

Ilustración 1. Impacto general de las pérdidas en el mercado mayorista .....	14
Ilustración 2. Distribución de la generación y consumo en la red de distribución y transmisión en España (2011-2013).....	17
Ilustración 1. Variación de las pérdidas según la penetración de DG. ....	41
Ilustración 2. Perfil de tensión en función del nivel de penetración de DG. ....	42
Ilustración 3. Diagrama de Gantt .....	62
Gráfica 1. Pérdidas en función del factor de potencia.....	28
Gráfica 1. Curva de pérdidas el 19 de Enero del 2016.....	33
Gráfica 2. Perfil de pérdidas durante el mes de Enero 2016. ....	34
Gráfica 3. Representación de las pérdidas según la sección de los conductores.....	45
Gráfica 4. Pérdidas según la sección de los conductores. ....	46
Gráfica 5. Pérdidas con una sección de 50 mm <sup>2</sup> .....	46
Gráfica 6. Perfil de pérdidas con una sección de 50 mm <sup>2</sup> . ....	47
Gráfica 7. Pérdidas con una sección de 95 mm <sup>2</sup> .....	47
Gráfica 8. Perfil pérdidas con una sección de 95 mm <sup>2</sup> . ....	48
Gráfica 9. Pérdidas con una sección de 240 mm <sup>2</sup> .....	49
Gráfica 10. Perfil de pérdidas con una sección de 240 mm <sup>2</sup> . ....	49
Gráfica 11. Pérdidas para el caso de reconfiguración. ....	50
Gráfica 12. Perfil de pérdidas para el caso de reconfiguración. ....	51
Gráfica 13. Comparación de las pérdidas para distintas longitudes. ....	52
Gráfica 14. Pérdidas para distintas longitudes de red. ....	53
Gráfica 15. Pérdidas para la red con la mitad de longitud que la original. ....	53
Gráfica 16. Perfil de las pérdidas para una red con la mitad de longitud que la original.....	54
Gráfica 17. Pérdidas para una red de longitud 1.5 veces mayor que la original. ....	54
Gráfica 18. Perfil de pérdidas para una red de longitud 1.5 veces mayor que la original.....	55
Gráfica 19. Pérdidas para una red del doble de longitud que la original.....	55
Gráfica 20. Perfil de pérdidas para una red del doble de longitud que la original. ....	56
Gráfica 21. Pérdidas para los distintos casos de factor de potencia de la red. ....	57

Gráfica 22. Perfil de pérdidas para los distintos factores de potencia.....	57
Gráfica 23. Comparación de las pérdidas de los distintos valores de factor de potencia.....	58
Gráfica 24. Pérdidas para el aumento de penetración de DG.....	59
Gráfica 25. Perfil de pérdidas para el aumento de penetración de DG.....	60
Gráfica 26. Comparación de pérdidas totales en los casos estudiados.....	61

# Índice de tablas y gráficos

Tabla 1. Clases de precisión.....	19
Tabla 2. Precisión de los contadores. ....	22
Tabla 3. Mapping de las potenciales soluciones para la reducción de pérdidas.....	25
Tabla 4. Demanda total en por unidad. ....	32
Tabla 5. Pérdidas mensuales para el escenario base. ....	33
Tabla 1. Valores de resistencia en función de la sección del conductor. ....	34
Tabla 7. Pérdidas mensuales con cables de sección 50 mm <sup>2</sup> .....	35
Tabla 8. Pérdidas mensuales con cables de sección 95 mm <sup>2</sup> .....	35
Tabla 9. Pérdidas mensuales con cables de sección 240 mm <sup>2</sup> .....	36
Tabla 10. Pérdidas mensuales con la red reconfigurada. ....	37
Tabla 11. Pérdidas mensuales con la mitad de la longitud que el caso base. ....	38
Tabla 12. Pérdidas mensuales con una longitud 1,5 veces mayor que el caso base.....	38
Tabla 13. Pérdidas mensuales con el doble de longitud que el caso base. ....	39
Tabla 2. Pérdidas mensuales para el caso de un factor de potencia capacitivo de 0.8. ....	40
Tabla 3. Pérdidas mensuales para el caso de un factor de potencia capacitivo de 0.9. ....	40
Tabla 4. Pérdidas mensuales con penetración de DG. ....	41
Tabla 5. Datos a comparar del escenario base.....	43
Tabla 6. Datos a comparar de todos los casos de estudio.....	43
Tabla 7. Presupuesto del proyecto.....	63

# 0. Introducción y objetivos

En este trabajo se va a llevar a cabo el estudio comparativo del impacto de las diferentes propuestas para la reducción de pérdidas técnicas en la red de distribución eléctrica. Para ello, se vuelve imprescindible realizar un primer análisis del concepto de pérdidas, sus causas y la normativa vigente.

Los objetivos del proyecto son determinar el impacto que tiene cada propuesta en las pérdidas, y clasificar dichas propuestas para obtener los métodos que consiguen el objetivo de manera más eficiente. A su vez, se analizará la variación de las pérdidas en función de algunos factores que intervienen en la producción de éstas, como la reconfiguración de la red o el cambio de la sección de los conductores.

# 1. Contexto

Un sistema eléctrico se construye como un medio para transportar energía desde diferentes lugares, ya que la generación no se da siempre cerca del consumo. Este proceso involucra cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y consumo. Tradicionalmente la energía se producía a gran escala en plantas generadoras situadas cerca de las fuentes de energía. Las economías de gran escala tienen un papel importante, ya que grandes cantidades de energía se llevan hasta las áreas donde hay un gran consumo mediante las líneas de transmisión de alta tensión. Cuanto más cerca estemos de los consumidores, serán las líneas de baja tensión las encargadas del transporte de la electricidad hasta los puntos de consumo.

Los sistemas eléctricos no tienen un rendimiento del 100 %, ya que parte de la energía se pierde en los componentes eléctricos: líneas, transformadores, etc. Esto quiere decir que la generación se encarga de abastecer el consumo más las pérdidas que se dan en las redes.

A pesar de que la intuición nos diga que una mayor generación cerca de los consumidores reduciría las pérdidas y la congestión de la red, debido a que recorrería una distancia menor, no resultaría del todo cierto. No todas las plantas generadoras en la red de distribución están cerca de los consumidores, además la producción no es siempre regulable y las pequeñas plantas de generación están muchas veces controladas por los propietarios. Esto hace que la generación en la red de distribución no siempre coincida con el consumo, lo que provoca un desajuste en el sistema.

El marco de la regulación eléctrica en España establece el derecho de la generación propia.

Las consecuencias, problemas y beneficios de la participación de los consumidores en la red han puesto en entredicho el actual marco de la regulación eléctrica española. El CEER [1], sugiere varias ideas a tener en cuenta para el futuro. En cuanto al consumo, las tarifas deberían alentar a los consumidores a reducir la demanda en su pico para aumentar la eficiencia del sistema eléctrico.

Además deberían permitir a los que participan en este mercado recuperar sus costes y ser competitivos con el mercado mayorista

## 1.1. Situación internacional

Es complicado comparar las pérdidas entre distintos países porque se dan varias diferencias. Entre otras, la definición de regulación no es siempre la misma, el consumo fuera de la red puede o no considerarse pérdida en distintos países.

En España, por ejemplo, en 2012 las pérdidas representaban el 8,9 % de la energía evacuada de la red (entre generación e importaciones). Esto resulta un coste anual de 1.160 millones de euros para el sistema eléctrico español, el cual es asumido por los consumidores finales. En el mismo año en el Reino Unido, las pérdidas supusieron un 7,92 %, en Alemania 6,74 %, en Francia un 5,40 %, en Austria un 6,29 %, en Estados Unidos un 6,29% y un 5,06 % en Australia.

Las pérdidas afectan al precio de la electricidad de una manera directa. En primer lugar, debido a las características de formación del mercado mayorista, las pérdidas ejercen una presión aumentando la demanda total: en segundo lugar, la demanda horaria real puede ser

distinta a la estimada, lo que representa un coste adicional; y en tercer lugar, las pérdidas, dependiendo del país, son asumidas por los consumidores de diferentes maneras: una tarifa ordinaria de mercado (Francia, Suecia, Noruega), una tarifa especial (Austria, Polonia), u otros mecanismos específicos (Italia, Portugal, Reino Unido y España).

Figure 1: General loss impacts on the retail market price.

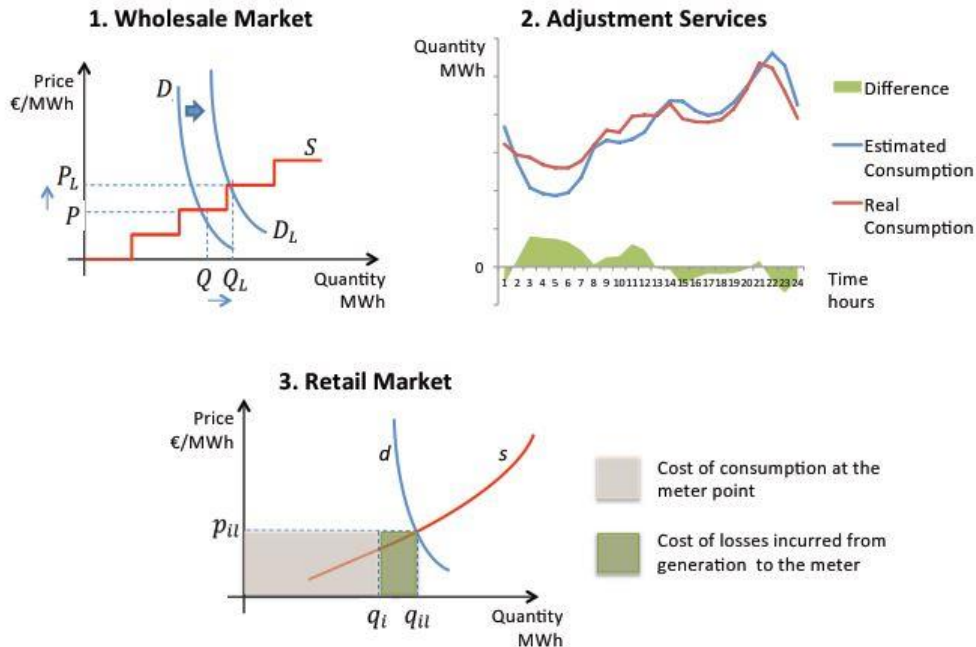


Ilustración 4. Impacto general de las pérdidas en el mercado mayorista. [10]

La implementación de políticas que modifiquen el flujo eléctrico, desde la demanda hasta la generación, tiene un impacto en las pérdidas. Esto, por ejemplo, ha ocurrido en España, con la implementación de las redes inteligentes: para ayudar a que los consumidores participen en el mercado eléctrico mediante la introducción de nuevas fórmulas; o con la fuerte promoción de la que han gozado las energías renovables.

Desde el punto de vista de la demanda, el impacto que crean los consumidores en las pérdidas depende del nivel de tensión en el que estén conectados y como sea el perfil de la demanda. El Operador del Sistema de Distribución (DSO) tiene un papel pasivo, ya que las posibilidades de aplanar la curva de la demanda se ven restringidas por las nuevas soluciones tecnológicas.

Desde el punto de vista de la oferta la energía producida que se ha vertido a la red, se ha incrementado desde un 14,32 % hasta un 25,37% en nueve años. En estos nueve años, España ha sido la que más energía ha compartido de Europa: un 36,39%. Esto ha sido gracias a las pequeñas fuentes de energía renovables que se han conectado a la red de distribución como Generación de Distribución, ubicadas más cerca de los consumidores. Estas fuentes han supuesto un cambio en la mayoría de los sistemas eléctricos. En España, un cuarto de la generación total entre el 2011-2013 ha sido vertida directamente a la red de distribución.

En general existen dos mecanismos para establecer quien corre con los costes que suponen las pérdidas. En primer lugar, el *market splitting* usa los mismos mecanismos que el *locational marginal prices*, pero en vez de fijar un precio de la energía por nodos, hay un precio en común para varios nodos que se encuentran en una misma área. Se consideran las

congestiones internodales entre regiones e incluso entre países. Este sistema se usa en Italia, en Nordel (Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia) y en MIBEL (España y Portugal). En segundo lugar, *single energy pricing* establece un precio en los nodos de un país o área. Los efectos de las pérdidas y restricciones son evaluados con otros métodos. Las pérdidas se incluyen en los precios de la electricidad con unos factores correctivos aplicados. Para las restricciones se emplean métodos como la contratación o las subastas.

Para cubrir las pérdidas hay dos posibilidades: En cuanto a Europa, mientras en países como Austria, Dinamarca y Alemania los operadores del sistema de transmisión y los operadores del sistema de distribución son responsables de esta falta de energía, en otros países como en España, Grecia y Portugal, esta energía es proporcionada por los consumidores, que son los que hacen su aportación, para compensar las pérdidas, a la red de distribución.

Los mecanismos regulatorios para mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas son diferentes para el sistema de transmisión que para el de distribución. Aunque ambos son similares, los factores que influyen en las pérdidas no lo son. Las pérdidas en el sistema de transmisión se dan principalmente porque por factores externos como: la disponibilidad de los recursos naturales, las subastas de generación y consumo, etc.

Además, existe un mecanismo que se encarga de establecer bonificaciones o penalizaciones si las pérdidas son inferiores o superiores a unos valores previamente fijados.

En los sistemas de distribución, Ofgem [2], fija un porcentaje de referencia basándose en el precio anual de la electricidad. Reciben una bonificación o una penalización en función de rebasar dicho porcentaje o no. Las pérdidas se pueden considerar como una reducción de coste operacional en remuneraciones. En España se plantean incentivos o penalizaciones en función de un límite de pérdidas. En Alemania, el sistema de transmisión y el de distribución pueden emplear los costes en comprar energía directamente a los consumidores, ya que no existen los incentivos por minimizar las pérdidas. Estos costes están considerados volátiles y excluidos de los factores costo-eficientes. Sin embargo, existe un vacío en el sistema de distribución, el cual se usa para comprar energía de una manera eficiente. Aunque no hay incentivos para invertir considerando reducciones de pérdidas. Este mecanismo se espera que cambie en el futuro. [3]

## 1.2. Situación nacional.

A pesar que las pérdidas representen una importante, pero inevitable cantidad de recursos perdidos, que deberían ser financiados, son una de las partes más desconocidas de cualquier sistema eléctrico del mundo. La regulación económica juega un papel muy importante mediante los incentivos que ofrece para que los órganos encargados de reducir dichas pérdidas lo hagan. Se puede exponer desde dos perspectivas distintas: el de la generación y el del consumo.

Desde el punto de vista del consumo, partiendo de la base de que el consumidor final varía a lo largo del día, tiene una implicación directa en las pérdidas.

Desde el punto de vista de la generación, el reciente crecimiento de la generación distribuida ha modificado los tradicionales flujos de potencia en los sistemas eléctricos. Esto conllevó un impacto directo en las pérdidas del sistema, ya que la energía se evacúa en una red de nivel de tensión inferior y la distancia entre los puntos de generación y de consumo hoy en día es menor.



Es necesario evaluar, por lo tanto, el impacto del consumo y las diferentes tecnologías de generación que existen en España, que tiene un sistema eléctrico en el que hay una gran aportación de las energías renovables.

En España, la red eléctrica está dividida en dos grupos en función del nivel de tensión: para un nivel mayor o igual a 220 kV se considera red de transmisión, cuyo operador es Red Eléctrica de España (REE). El operador del sistema se encarga de garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico.

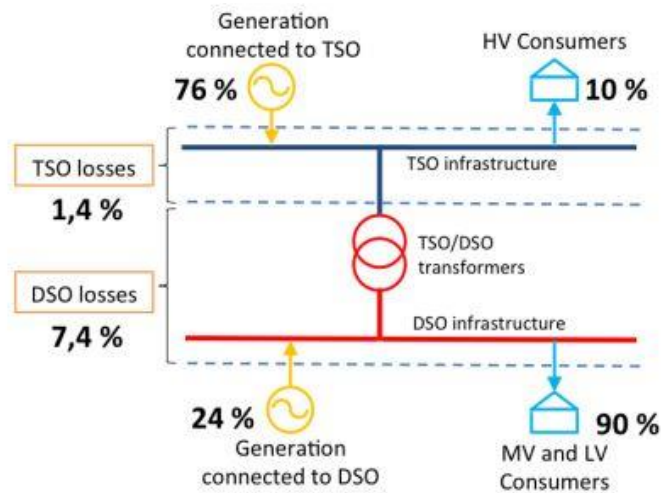
El resto de la red, es decir, para un nivel de tensión inferior a 220kV, la red se considera de distribución. En esta red hay varios operadores, las empresas distribuidoras. En España hay registrados casi 350 operadores de distribución (Ministry of Industry, 2015) [4], pero cinco empresas cubren prácticamente la totalidad de la red: Endesa, Gas Natural, Iberdrola, EDP y Eon.

En la norma Europea 1996/92/EC [5], la distribución en España estaba definida como una actividad regulada con niveles apropiados de calidad y pérdidas. Debido a esto, el marco regulatorio estableció una remuneración para los operadores de la red de distribución sin tener en cuenta si mejoraban la eficiencia o no. En 2008, se impuso un modelo de referencia que se ajustaba más al comportamiento de una red en la que participan varios operadores, e introduciendo incentivos por reducción de pérdidas que suponían el  $\pm 1\%$  de la remuneración del año anterior. Al año siguiente, el incentivo incrementó a un  $\pm 2\%$  de los ingresos del año anterior, dividiéndose en dos conceptos: no sobrepasar un porcentaje de pérdidas y alcanzar un objetivo según la región que cubriese cada distribuidora. Finalmente, en 2013, se modificó por última vez imponiendo que los valores de referencia debían ser los del año anterior. Este esquema de incentivos es parecido al del Reino Unido, pero está limitado por  $+1\%$  y  $-2\%$  del beneficio.

Para cuantificar económicamente el incentivo de las distribuidoras entre los años 2011-2013 por el sistema actual, se habla de que el incentivo anual por reducir las pérdidas en la red de distribución supone 40 millones de euros, mientras que el coste de las pérdidas supone 945 millones de euros. Los costes de las pérdidas en la red de transmisión, en cambio, suponen 188 millones de euros. Este sistema se estableció en los años 90, cuando la generación era convencional y estaba conectada mayormente a la red de transmisión.

Las pérdidas en España son producidas mayormente por los generadores. Las pérdidas se calculan mediante coeficientes aplicados al consumo horario en la red. Las pérdidas finales pueden ser distintas de estos coeficientes ya que pueden ocurrir eventos impredecibles que las modifiquen, como la indisponibilidad de las líneas eléctricas, eventos no planeados, condiciones ambientales no esperadas, etc. Esto explica la aparición de un desajuste llamado *Energy close*.

En 1997, las fuentes de generación estaban clasificadas principalmente en dos grupos: El primero contenía las instalaciones de 50 MW o menos capacidad de energías renovables, ciclos térmicos y residuos. El segundo lo componían el resto de tecnologías: nuclear, ciclo combinado, carbón, etc. Entre 2011-2013, casi un 40% de la demanda estaba cubierta por las energías renovables, que vierten  $2/3$  de su producción en la red de distribución, como se muestra en la Figura 1. En la misma figura se puede observar cómo un 90% del consumo se hace en la red de distribución, lo que crea una diferencia notable entre consumo y generación.



*Ilustración 5. Distribución de la generación y consumo en la red de distribución y transmisión en España (2011-2013). [10]*

### 1.3. Normativa vigente

Actualmente cabe apuntar que hay dos tipos de incentivos regulatorios vigentes:

- Incentivo a la reducción de pérdidas:

Hasta julio de 2009 el distribuidor compraba en el mercado la energía en barras de central para los consumidores a tarifa, reconociéndoseles en las liquidaciones de las actividades reguladas la energía facturada al consumidor elevada a barras de central aplicando las pérdidas estándares. De esta forma, aquellos distribuidores cuyas pérdidas excedían las estándares soportaban el coste de las mismas, lo que suponía un fuerte incentivo para la reducción de las pérdidas. [6]

Desde julio de 2009 hasta junio de 2014, al dejar el distribuidor de suministrar energía, ningún agente se responsabilizó de comprar en el mercado las pérdidas que excedían las estándares, por lo que la energía que ha sido necesaria para suministrar dichas pérdidas ha sido despachada en los servicios de operación del Operador del Sistema, con el consiguiente sobrecoste que ha sido soportado por los comercializadores y trasladado a sus clientes.

Con la entrada en vigor del Real Decreto 216/2014 en junio de 2014, los comercializadores han comprado dichas pérdidas, por lo que tienen incentivo a hacer la mejor previsión posible de las mismas con el fin de reducir sus desvíos (especialmente desde abril de 2015, fecha a partir de la cual soportan la totalidad del coste de las pérdidas). Esto ha provocado la reducción del sobrecoste de las pérdidas, al resultar despachadas en su mayor parte en el mercado diario, si bien el comercializador no tiene ningún interés en reducir la energía de las pérdidas, ya que dicho coste es trasladado íntegramente al consumidor, y tampoco puede minimizar las mismas, ya que no es en modo alguno responsable ni de las redes ni de la captación de la medida.

Si bien desde julio de 2009 el distribuidor ha dejado de ser responsable de la adquisición de las pérdidas, la regulación ha tratado de paliar este efecto incluyendo diversos incentivos para que el distribuidor las minimice.

Actualmente, el Real Decreto 1048/2013 establece el incentivo a la reducción de pérdidas en función de la diferencia de pérdidas existentes entre el año  $n-2$  y  $n-4$ , siendo  $n$  el año para el que se calcula el incentivo. El incentivo, en términos anuales, queda limitado para cada empresa distribuidora entre el +1% y el -2% de su retribución. Con esta formulación del incentivo se viene a beneficiar a las empresas distribuidoras que se encuentran en peor situación, desincentivando a aquellas con menores pérdidas en sus redes fruto de medidas aplicadas en el pasado y, dado que las posibles penalizaciones o incentivos a las empresas por variaciones en el nivel de pérdidas de sus redes no se materializan hasta al menos dos años después de que estos se produzcan, el efecto real en la reducción de las mismas es reducido.

Tal y como se propuso en el “Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión del día 16 de julio de 2015, a la vista del incremento de pérdidas experimentado desde julio de 2009, se considera necesario revisar el incentivo actual a la reducción de pérdidas, con el fin de incrementar su impacto sobre el distribuidor haciéndolo más sensible a su coste.

- Incentivo a la reducción del fraude

La tendencia creciente del nivel de pérdidas en las redes de distribución parece estar motivada, al menos en parte, por un incremento del fraude en el suministro eléctrico. Si bien el fraude en el suministro eléctrico no es un fenómeno reciente, en los últimos años se está asistiendo a un aumento de la notoriedad y a una “profesionalización” del mismo, habiendo proliferado en algunos casos el fraude organizado, incentivado por la ausencia de riesgo económico que en la actualidad supone cometer fraude.

Por este motivo, tal y como se puso de manifiesto en el referido “Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico”, se considera necesario dotar a los distribuidores de los instrumentos necesarios para combatir el fraude eléctrico, estableciendo criterios homogéneos en todo el territorio nacional.

En la actualidad, el Real Decreto 1048/2013 ha introducido un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para lograr una disminución de fraude de energía, por ser estas empresas las titulares de las redes y las encargadas de lectura.

Dicho incentivo, regulado en el artículo 40 del citado Real Decreto, se percibe el año  $n$  y está asociado al fraude detectado y puesto de manifiesto en el año  $n-2$ , teniendo consideración de fraude detectado a los efectos del citado incentivo aquel cuya existencia e importe hayan sido declarados por este concepto e ingresados en el sistema de liquidaciones en el año  $n-2$ . Cada empresa distribuidora percibirá en la retribución del año  $n$  el 20% de los peajes declarados e ingresados en el sistema en concepto de peajes defraudados al sistema en el año  $n-2$ , si bien el incentivo a la reducción de fraude no podrá superar el 1,5% de la retribución sin incentivos de dicho año de la empresa distribuidora correspondiente.

Sin embargo, la falta de precisión de la actual normativa hace necesario un mayor desarrollo de la regulación encaminada a establecer las medidas contra el fraude en el suministro eléctrico, garantizando la debida protección del consumidor y estableciendo un procedimiento homogéneo de actuación tras la detección del mismo.

La revisión de la citada normativa, junto con la implantación de las propuestas de modificación del actual incentivo a la reducción de pérdidas a las que se ha hecho referencia el apartado anterior, devendrían en inadecuada la existencia del actual incentivo a la reducción del fraude, por lo que cabría su eliminación.

## 2. Instalaciones de medida

Se denomina instalación de medida al conjunto compuesto por los transformadores de medida, circuitos secundarios de medida, los contadores, registradores, y elementos auxiliares que sean precisos para la integración de los parámetros necesarios de facturación así como para su comprobación, control, y seguridad, y los sistemas de tele medida (módems, Software) si fuesen de aplicación.

Los elementos de medida, serán los necesarios para medir adecuadamente el flujo energético a partir las magnitudes eléctricas de tensión e intensidad de la red, así como de aplicar los complementos de facturación.

Para poder instalarse en la red, los equipos de medida deben responder a un modelo aprobado conforme. En lo que respecta a la certificación para la medida de energía activa de clase A, B y C aplica lo indicado en el RD 889/2006 [7].

La clase de precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva que deberán cumplir los equipos de medida se resume en el siguiente cuadro:

Tipo de punto	Clase de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
1	0,2	0,2 S	≤ 0,2 S	≤ 0,5
2	≤ 0,5	≤ 0,5 S	≤ C	≤ 1
3	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
4	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
5			≤ A	≤ 3

Tabla 8. Clases de precisión

En los circuitos de medida no se permite conectar aparatos de medida diferentes a los que se utilicen para la facturación de la energía eléctrica.

## 2.1. Clasificación cliente (puntos medida)

Existen varios tipos de clientes, que se clasifican según el punto de medida en el que estén. La siguiente clasificación está conforme a lo recogido en el R.D. 1110/2007 Reglamento de Puntos de Medida de Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

- Tipo 1 Generador (corresponden a las redes de MT).

Son puntos de medida tipo 1 generador, los que están instalados en fronteras de generación con una potencia instalada igual o superior a 12 MVA.

El sistema de medida de energía se realizara para este tipo de clientes en 4 hilos y la precisión de los contadores será de clase mejor o igual que 0,2S o igual que 0,5 en reactiva, conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Los transformadores de intensidad serán, en este caso, mejor igual que 0,2S. Los transformadores de tensión mejor o igual que 0,2.

Para estos clientes es obligatorio instalar medida redundante.

- Tipo 1 Cliente (corresponden a las redes de MT).

Serán puntos de medida Tipo 1 Cliente los que están instalados en fronteras de clientes cuya potencia contratada sea igual o superior a 10 MW.

De la misma manera que el Tipo 1 Generador, el sistema de medida de energía se realizara para este tipo de clientes en 4 hilos y la precisión de los contadores será de clase mejor o igual que 0,2S o igual que 0,5 en reactiva, conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida.

Igual que en el caso anterior, los transformadores de intensidad serán, en este caso, mejor igual que 0,2S. Los transformadores de tensión mejor o igual que 0,2.

Para estos clientes, sin embargo, no es obligatorio instalar medida redundante, pero si recomendable.

- Tipo 2 (corresponden a las redes de MT).

En este caso, los puntos de medida Tipo 2 serán los que estén instalados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW o en fronteras de generación con potencia instalada sea igual o superior a 450 kVA e inferior a 12 MVA.

Conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida, el sistema de medida de energía, se realizará en 4 hilos y la precisión de los contadores será de clase mejor o igual que C en activa y mejor o igual que 1 en reactiva.

Los transformadores de intensidad serán de clase igual o mejor que 0,5S. Los transformadores de tensión serán de clase igual o mejor que 0,5.

- Tipo 3 (corresponden a las redes de MT y de BT).

Para este caso, los puntos de medida Tipo 3 estarán instalados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 50 kW e inferior o igual a 450 kW o en fronteras de generación con potencia instalada sea igual o superior a 45 kVA e inferior a 450 kVA.

Conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida, el sistema de medida de energía, se realizará en 4 hilos y la precisión de los contadores-registradores será de clase mejor o igual que B en activa y mejor o igual que 2 en reactiva.

Los transformadores de intensidad serán de clase igual o mejor que 0,5S. Los transformadores de tensión serán de clase igual o mejor que 0,5.

- Tipo 4 (corresponden a las redes de BT).

Son puntos de medida Tipo 4, aquellos que están instalados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

- Tipo 5 (corresponden a las redes de BT).

Los puntos de medida Tipo 5 son aquellos que se encuentren en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW, y aquellos que estén situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

## 2.2. Contadores digitales

Según el BOE [8], las instalaciones de medida de clientes deberán disponer de los dispositivos necesarios para que la empresa distribuidora controle la potencia demandada por el cliente. Estos elementos con función de control de potencia podrán integrarse en los equipos de medida. En el caso de los clientes de baja tensión, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición los dispositivos necesarios en régimen de alquiler. En los puntos de medida tipos 1, 2, 3 y 4 el control de la potencia se efectuará mediante máxímetros. Se requerirán seis máxímetros en todos estos puntos, con un periodo de integración de 15 minutos.

En los puntos tipo 5 el equipo deberá disponer de capacidad para controlar la potencia demandada tanto mediante máxímetros como otros elementos con función de limitación de la potencia. El propio contador podrá, mediante algoritmo simplificado de seguimiento de la curva de actuación, realizar dicha función, ajustando de forma dinámica la referencia de intensidad máxima al contrato o requisitos de gestión de la demanda establecido en cada momento. Los elementos de limitación de potencia se colocarán preferentemente integrados en el propio equipo de medida, para lo que deberán ser reenganchables desde el domicilio del contrato o de reenganche automático. En el caso de no ubicarse en la centralización de contadores, se colocará lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual.

- Contador en suministros de MT

El contador registrador (equipo autorizado por UNIÓN FENOSA distribución) deberá contar con su aprobación de modelo y conformidad tal como establece el Real Decreto 889/2006 REFERENCIA DECRETO. Cumplirá además con lo establecido en la norma UNE-EN 62053-21, UNE-EN 62053-22, UNE-EN 62053-23. Las características técnicas y funcionales de este equipo vienen recogidas en los documentos desarrollados por UFD.

Tipo de medida: sistema a cuatro (4) hilos. Registro de energía activa en los dos sentidos en que sea posible la circulación de energía (importación y exportación), siendo opcional emplear para ello uno o más aparatos. Medida de la energía reactiva en cuatro (4) cuadrantes:

Precisión de los contadores registradores		
Tipo Punto	Clase Activa	Clase Reactiva
Tipo 1	0,2 S	0,5
Tipo 2	C	1
Tipo 3	B	2

*Tabla 9. Precisión de los contadores.*

- Contador en suministros de BT

Podemos distinguir tres tipos de contadores en suministros de BT:

El contador tipo 3 (equipo autorizado por UNIÓN FENOSA distribución) tendrá una clase de precisión B para energía activa y 2 para reactiva, con un sistema de medida de energía indirecta, tensión de alimentación 230/400 Vca y alimentado a una intensidad de  $x/5^a$

El contador tipo 4 (equipo autorizado por UNIÓN FENOSA distribución) tendrá una clase de precisión B para energía activa y 2 para reactiva, con un sistema de medida de energía directa, tensión de alimentación 230/400 Vca y alimentado a una intensidad de 10 (80) A.

Por último el contador tipo 5 (equipo autorizado por UNIÓN FENOSA distribución) tendrá una clase de precisión A para energía activa y 3 para reactiva, con un sistema de medida de energía directa, tensión de alimentación 230/400 Vca y alimentado a una intensidad de 10 (80) A en variante trifásica 10 (60) en variante monofásica.

### 2.3. Tarifas

Para la asignación de pérdidas a los usuarios de la red se han propuesto muchos métodos. Dichos métodos se puede clasificar en las siguientes categorías: [9]

- Métodos prorrateados: Se trata de métodos que reparten las pérdidas proporcionalmente a la potencia demandada generalmente por los consumidores. Esto se

realiza mediante coeficientes que incrementan la potencia consumida y que pueden tener en cuenta diversos aspectos, como el nivel de tensión al que está conectado el usuario.

- **Métodos direccionales:** Se basan en la suposición de que los flujos de potencia entrantes en un nudo se reparten proporcionalmente en los flujos salientes del nudo. A partir de esta suposición indemostrable (a favor o en contra) se determinan los generadores que suministran a las cargas y el uso de la red que realizan. Esto lleva a una agnación dependiente de la localización geográfica: por ejemplo, los nudos generadores más próximos a las cargas pagan menos que los que están más alejados puesto que estos hacen, aparentemente más uso de la red. Su principal inconveniente es la volatilidad de las asignaciones, esto es, que estas asignaciones de costes pueden fluctuar en función del sentido de los flujos de líneas, que a veces están poco cargadas.
- **Métodos incrementales:** estos métodos se basan en la linealización de la expresión de las pérdidas con respecto a las transacciones definidas, Por su relativa simplicidad se describen con más detalle.
- **Precios nodales:** Los precios nodales, cuando se obtienen aplicando las ecuaciones de flujo de cargas de alterna, proporcionan costes diferentes para cada nudo, aun cuando no haya congestiones debido a las pérdidas en el sistema. Estos precios proporcionan una señal adecuada en relación con las pérdidas. Sin embargo, se recupera el doble del coste de la energía perdida, debido al carácter cuadrático de las pérdidas.

#### 2.4. Procedimiento cálculo de pérdidas técnicas horarias

Las pérdidas técnicas forman una parte de la energía que no se puede aprovechar, pero que es necesaria su existencia para el funcionamiento y operación del sistema. Esto es porque dicha energía se pierde en los distintos componentes de la red, ya sean transformadores, conductores, etc. Esta energía se puede determinar mediante métodos de medida y analíticos con herramientas de las que suelen disponer las empresas que se encargan de la distribución.

Para lograr un plan adecuado de control y reducción de las pérdidas técnicas de la red, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Diagnóstico del estado actual del sistema.
- Proyección de la carga
- Revisión de los criterios de expansión.
- Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes.
- Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios.
- Realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.

Las pérdidas se originan principalmente por el calentamiento de los conductores por la corriente que circula a través de ellos. Dichas pérdidas se conocen como Pérdidas por efecto Joule. Sabemos que, como mencionado anteriormente, cuando circula una corriente por un conductor hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica. Este efecto se denomina efecto Joule.



La ley de Joule enuncia que: “El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente”.

$$Q = I^2 \cdot R_{línea}$$

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente mediante: calentamiento de los conductores o calentamiento de bobinado de los transformadores de distribución.

### **3. Medidas: Minimización de pérdidas**

Las medidas claves para la eficiencia energética se pueden clasificar en dos categorías principales: las medidas tradicionales, que consistirían en el reemplazo de componentes: aumentar la capacidad de la línea, cambiar los transformadores, etc. Y por otro lado, las medidas que consiguen una reducción de las pérdidas mediante la mejora de la gestión del sistema de potencia, ya se controlando las entradas de la red, o mediante acciones directamente en el control de la red, como podría ser la reconfiguración, el control de tensión, o la eliminación de los desequilibrios.

En la siguiente tabla, se puede observar la efectividad y la aplicación de las distintas categorías de medida:

		Applicability		Effectiveness				
		Distribution Networks		Technical Losses			Non Technical Losses	
				Variable		Fixed		
		LV	MV	Marginal	Reactive			
Component replacement	EE Transformer:	+++	+++	++		+++		
	Increase Line Cap.	Increase Diameter	+	+	+++	++		
		HTS		+	+++	++		
	Increase Voltage level		+	+++	+++			
Feed-in Control	DG	VRES	++	++	+			
		Contrl. (m-chp)	++	++	++			
	DR	+++	+++	+++			++	
	Energy Storage	+	+	+++				
Grid Management	Network Mgmt	Trafo Switching	++	++	+	+	+++	
		Network reconf.		++	++	++		
	CVR	+	+	++				
	Voltage Optim.	Reactive comp. devices	++	++		++		
		Smart Trafos		++		+++		
		DER Volt. control	++	++		+++		
	Balancing 3ph loading	+++		++				

Tabla 10. Mapping de las potenciales soluciones para la reducción de pérdidas.[10]

Como se puede observar en la tabla, a cada medida le afecta una serie de factores y por lo tanto cada medida tendrá un potencial en función de la red en la que se quiera aplicar. La tabla presenta dos dimensiones: primero la aplicabilidad de la medida en diferentes niveles de tensión, y la efectividad de la reducción de las pérdidas cuando se aplica dicha medida. La combinación de estas dos dimensiones permite la estimación del potencial de cada medida.

De estas medidas, haremos hincapié en algunas de ellas, puesto que las demás no serán abarcadas por este estudio. Analizaremos, por lo tanto, el impacto que tienen los siguientes aspectos en las pérdidas de una red de distribución: La reconfiguración de la red, la influencia de la sección, la influencia de la longitud, el factor de potencia y por último la generación en la red de distribución.

### 3.1. Reconfiguración

Esta medida incluye modificar la topología de una manera dinámica en los niveles de distribución, empleando modificaciones automáticas. Las típicas implementaciones son Smart Feeder Swithching SFS y Advanced Distribution Management Systemes ADMS. La configuración de la red afecta a las pérdidas en referencia a las distancias que recorre la electricidad por el transporte de esta. Las redes de media tensión están configuradas

normalmente como bucles abiertos y controladas de tal forma que, en el caso de que aparezca una falta, se aísla la red y se restablezca la potencia.

Como la demanda varía espacialmente y respecto del tiempo, muchas veces ocurre que la configuración de la red no es la óptima para la demanda en ese mismo momento. De esta manera se recurre a la reconfiguración de la red, haciendo que la electricidad tenga que recorrer la menor distancia posible entre la generación y el consumo. Siempre se va a buscar que la electricidad recorra la menor distancia posible para que haya menos pérdidas, y además que haya un suministro más directo donde la demanda es mayor. SFS y ADMS son las implementaciones más comunes empleadas para estos casos. Su introducción en la red permite que haya una distribución de alimentación en el sistema provocando una reducción en las pérdidas. [11], [12], [13]

Como muestra la Tabla 3 esta medida abarca la reducción de las pérdidas mayormente en las redes de media tensión, cuyo potencial se considera medio. El potencial de las redes depende de la frecuencia y las variaciones tanto espaciales como temporales de la potencia demandada. Podría existir una limitación en el caso de que el equipo de control este limitado a un número de operaciones por vida útil, lo que obviamente limitaría la aplicación para el control de la red. Normalmente para sistemas con gran penetración intermitente de generación en la red de distribución, se necesitan unas variaciones permitidas mayores de frecuencia, ya que experimentan elevado número de variaciones espaciotemporales, sobre todo en los generadores eólicos.

Los resultados de los proyectos piloto de campo expuestos en [12], muestran que la reconfiguración de la red pueda alcanzar una reducción de las pérdidas de la red de un 40% por hora de reconfiguración (sin embargo, esto no es aplicable ya que está limitado por el número de actuaciones por hora de los componentes encargados del control de la red), y de un 20%, 10% y 4% si la reconfiguración en lugar de a la hora fuese a la semana, por estación o por año respectivamente.

### 3.2. Influencia sección

Aumentar la sección de los cables conlleva una reducción de pérdidas. Normalmente, doblar la sección del cable supone reducir las pérdidas a una cuarta parte. Sin embargo, una vez que el cable está instalado, ya es más costoso realizar cualquier tipo de modificación al cable, ya que el coste de cualquier tipo de obra civil supera el coste que nos podríamos ahorrar con otro cable.

La oportunidad para reducir las pérdidas, por lo tanto, existe en un primer momento, es decir, a la hora de instalar un cable o sustituirlo. [14]. Una alternativa aproximada es hacer uso de cables superconductores (HTS) que no presentan resistencia cuando están refrigerados a  $-180^{\circ}\text{C}$  y son capaces de transportar cinco veces la corriente que puede transportar un cable convencional con las mismas dimensiones. Las pérdidas del sistema se deben a la necesidad de la energía para el mecanismo de refrigeración.[15]

Como se puede observar en la Tabla 3, la aplicación del aumento de la sección del cable se considera media, y la medida debería ser aplicada en los casos de nuevas instalaciones o sustituciones. La aplicación de HTS se considera más bien baja, mayormente en los casos donde se transporten corrientes distancias cortas. Ambas medidas tienen un gran potencial para reducir las pérdidas.

Un CBA conducido por Western Power Distribution mostraba que es beneficioso el aumentar la sección de los conductores enterrados de redes de media tensión desde 6.6 kV hasta 11kV. El plan es reemplazar 700km de cables por año suponiendo un ahorro de 3 GWh por año. Este estudio también muestra que no es beneficioso aumentar la sección de cables que se encuentren en redes de niveles de tensión superior a 11 kV, puesto que estos cables soportan faltas de redes adyacentes. [14]

Una red de 1 km de 10kV HTS cable fue instalada en 2014 para reemplazar varios cables enterrados de 110kV conectando una red de 10 kV en Essen Germany. El costo de la energía para refrigerar los cables para eliminar su resistencia durante su vida útil resulta un 15% menor que el costo para compensar las pérdidas en los cables convencionales de 110kV. HTS están considerados como la mejor solución viable tanto técnica como económicamente para evitar la extensión de las redes de 110 kV en áreas urbanas.

### 3.3. Influencia longitud

Las pérdidas técnicas se producen por la circulación de la corriente a través de los conductores. La corriente circula desde los puntos de generación de la energía hasta los puntos de consumo. Si los puntos de consumo están alejados de los puntos de generación, las pérdidas son altas. Las líneas son las encargadas de unir la generación con el consumo, y las encargadas de transportar la energía.

Por otro lado, los conductores, independientemente de la sección, tienen una resistencia. Esta resistencia, como es lógico, aumenta conforme aumenta la extensión de la red. La longitud de las líneas es un factor importante para las pérdidas técnicas, ya que son directamente proporcionales. Cuanto más extensa sea una red, más distancia tendrá que recorrer la energía y por tanto mayor resistencia tendrá la red. Cuanta más resistencia tenga la red, mayores serán las pérdidas en este.

La longitud es un factor que influye directamente en las pérdidas, puesto que a medida que su valor aumenta, las pérdidas lo hacen también. Además la longitud no es un factor muy variable en una red. Sea cual sea la red, siempre se tendrá que conectar el generador con el consumidor, y para ello hay casos en los que la longitud no se puede modificar.

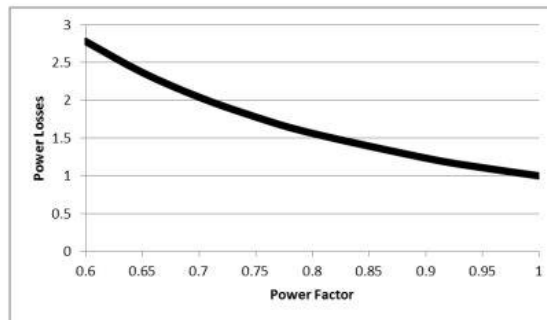
Siempre y cuando la longitud se pueda modificar, o si nos dan a elegir, cuanto menor sea la longitud menor será la resistencia de la red, que implica que se producirán menores pérdidas.

### 3.4. Factor de potencia

Como consecuencia de la cada vez más frecuente presencia de armónicos en la red, algunos autores cuestionan la utilidad del  $\cos \phi$  de los receptores para la evaluación de la influencia

de éstos en la eficiencia del sistema eléctrico. Sin embargo, como se muestra en este artículo, la utilización del factor de potencia para la evaluación del recargo por pérdidas en el sistema eléctrico, tal como se aplica en nuestro país, es de dudosa eficacia incluso en un régimen de funcionamiento perfectamente sinusoidal, ya que un alto factor de potencia de una carga trifásica no garantiza menor intensidad en las fases ni, por tanto, menores pérdidas de energía.

Una forma de compensación de energía reactiva que garantiza en todos los casos la disminución al mínimo de las pérdidas en el sistema eléctrico, es la corrección del factor de potencia de cada receptor monofásico o cada receptor trifásico equilibrado.



Gráfica 27. Pérdidas en función del factor de potencia.

Las corrientes en los sistemas eléctricos comprenden el vector suma de dos componentes, la parte activa (responsable de la transmisión de la potencia activa) y la parte reactiva (responsable de abastecer esa energía que se almacena y se devuelve por los elementos inductivos y capacitivos de la red). Las pérdidas reactivas vienen dadas por la circulación de corrientes reactivas, que aparecen cuando el factor de potencia no es la unidad. Este factor de potencia puede ser inductivo o capacitivo en función de si consume o aporta energía reactiva.

Cuando en la red existen cargas inductivas, el campo magnético consume una energía que se toma de la red, pero que se puede producir con los llamados bancos de condensadores y disminuir la corriente, lo que conllevaría una reducción de pérdidas. A los grandes consumidores se les factura el consumo de energía y además se mira el factor de potencia. Si este es inferior a 0.9 se cobra la energía reactiva que vierte a la red, de tal forma que se les penaliza por favorecer la aparición de más pérdidas. Por estas razones los clientes se ven obligados a instalar bancos de condensadores, para compensar el factor de potencia y verter menos energía a la red y por lo tanto disminuir las pérdidas técnicas. Esto sólo se da cuando las pérdidas son inferiores al 15 %, ya que con estos porcentajes el peso de las pérdidas lo tienen las pérdidas técnicas.

El control del nivel de tensión (inyección y absorción de energía reactiva) es la solución más amplia que se emplea para mantener los niveles de tensión y reducir las pérdidas reactivas en redes de distribución. En las redes tradicionales de distribución, el nivel de tensión cae al final de la línea debido al consumo de energía reactiva cuando la línea está saturada. Para salvar esta situación se introducen en la red los ya mencionados bancos de condensadores para compensar dicha reactiva. En [16] se demuestra que el empleo de estos bancos reduce las pérdidas reactivas en un 45 % en comparación con la inyección de reactiva de otra red externa.

Otra de las soluciones de este problema sería la penetración de DG en mayor medida. En [17] se estudia el caso del efecto de DG en variaciones de niveles de tensión en redes de 10 kV con cinco cargas de 0.5 MW distribuidas de forma equitativa en la red.

Se demuestra que la penetración de DG en la mayor medida, supone la mayor estabilidad de nivel de tensión de la red de distribución. Dicha solución se estudiara en el siguiente punto.

### 3.5. DG

Esta medida se refiere a la aplicación de acciones de control sobre el balance local de la demanda y la oferta en redes de distribución, conllevando la reducción de las pérdidas por dos motivos: la reducción de la distancia de transporte de la electricidad, ya que la energía se consume localmente, y la reducción de las pérdidas marginales debido al aplanamiento del perfil de la demanda. Este balance local puede ser controlado de tres maneras diferentes: mediante el suministro (DG), mediante la demanda o mediante la energía de reserva. Dentro de esta medida está considerado el control de la potencia activa. El control de la potencia reactiva está más centrado en la optimización del nivel de tensión.

El potencial de esta medida depende de tres factores, principalmente la habilidad para realizar el llamado *spatial matching*, *temporal matching* y las limitaciones técnicas.

- *Spatial matching*: Está relacionado con la arquitectura del sistema, principalmente los niveles de penetración de DG y la posición relativa de la oferta y demanda dispersas, una regla general es que la medida es más efectiva cuando el suministro y la demanda están más cerca y cuando son de cantidades similares.
- *Temporal matching*: Se refiere al marco operacional que debe coordinar el balance local, este marco muchas de las veces no existe. Las pérdidas de la red generalmente se reducen en los niveles de baja penetración de DG. Para niveles altos de penetración de DG, sin embargo, esta falta de coordinación se traduce en la inversión de los flujos de potencia y en un incremento gradual de las pérdidas en el sistema.
- Limitaciones técnicas: Referidas a las características específicas de la tecnología que indican el grado de coordinación local que pueden alcanzar. Dichas limitaciones incluyen un control de DG, elasticidad de la demanda y cambio de potencial para demandas punta

Como se puede observar en la Tabla 3 aunque las VRES se presenta generalmente en redes de media y baja tensión, la efectividad para realizar acciones de balance local es más bien baja, principalmente por el hecho de que sus acciones se traducen en la reducción de la producción de potencia activa. La DG controlable, presenta una efectividad media, ya que no pueden actuar debido a la falta del marco operacional. La respuesta de la demanda (DR) representa una alta aplicabilidad y una alta efectividad en la reducción de las pérdidas técnicas. Por último la energía de reserva presenta una alta efectividad en el balance local, pero una aplicabilidad baja debido a la implementación de las reservas en las redes de distribución.

Como ejemplo, el impacto discutido en [18], donde el potencial de la respuesta de la demanda de los clientes, en zonas residenciales, en reducir las pérdidas marginales en una red de distribución sueca está siendo investigado. Los resultados muestran que esta reducción varía desde un 4% con el perfil pico de la carga hasta un máximo del 18%, si el perfil estuviese aplanado. La ciudad modelo, Mannheim, muestra de una manera efectiva cómo, después de tener instalado, desarrollado y probado sistemas de control inteligentes en más de 1000 casas, la elasticidad del precio de los cliente varía en torno al 10 % [19], esto conlleva a que el 4% de la reducción de las pérdidas mencionado anteriormente es factible. Esto supone un ahorro energético de 350MWh, equivalente al consumo de 55 casas en Suecia durante un año.[20]

El proyecto IMPROGREES analiza el impacto de la DG en tres redes de distribución en Alemania, España y Países Bajos[21]. El análisis tuvo en cuenta las siguientes características de las distintas áreas: redes de media y baja tensión, zonas urbanas e interurbanas, número de clientes, aportación de energía eólica, fotovoltaica, cogeneración y la previsión de penetración de DG hasta la aplicación de la norma 2020. Las áreas estudiadas son: Aranjuez en España (ciudad industrial, aportación eólica y cogeneración), Mannheim en Alemania (ciudad residencial, mucha aportación fotovoltaica y microcogeneración), y Kop van noord en los Países Bajos (gran aportación eólica y cogeneración). El control del suministro consiste por un lado en limitar las VRES o transformar la energía en exceso utilizándola en una caldera eléctrica, o dirigiendo la demanda desde los periodos de menor penetración DG hacia donde existe una gran aportación de cogeneración. El estudio muestra que si el control de suministro se usase en vez de extender la red de baja tensión hasta el aumento de penetración de DG hasta el 2020, 73€/kW de DG se ahorrarían en los Países Bajos, 77€/kW de DG en Alemania y 73€/kW de DG en España.

En [21] se analiza como la energía de reserva se emplea para modificar la carga desde el pico de esta hasta su valle, analizando el impacto en la pérdidas en líneas de transmisión y distribución. Los autores desarrollan una serie de tablas normalizadas para cuantificar las pérdidas de T&D que se podrían ahorrar en función del tamaño del componente que almacene dicha energía de reserva, su eficiencia y la capacidad de dirigir la demanda Basado en una batería existente de 1 MW instalado para dirigir la demanda desde un pico de carga de 20 MW hacia un valle de 6 MW en una red de distribución de 12 kV en Virginia, EEUU, los autores estiman que entre un 1 y un 3 % de las pérdidas en T&D se podrían ahorrar, lo que supone entre 180 y 330 MWh por año. Se demuestra como es mas beneficioso distribuir pequeños almacenadores de energía en distintos puntos de la red que usar un gran almacenador, para reducir las pérdidas en redes T&D.

Por último en [22] el Ministerio Federal Alemán de Economía, examina varias medidas para mejorar la integración de las VRES en redes de distribución. Una de los descubrimientos claves es que al limitar un 1 % la aportación anual de VRES supone una reducción de la red necesaria en un 30%. Una limitación del 3 % sería suficiente para evitar el 40 % de la red. La efectividad de las medidas limitadoras decrece rápidamente si ésta es mayor del 3% de la aportación de VRES.

## 4. Resultados de las simulaciones

Como anteriormente mencionado, las pérdidas suponen una cuestión interesante que solucionar. Para ello, se analizan diversos factores, anteriormente expuestos, para cuantificar su impacto. Dicho impacto no tendrá por qué ser el mismo en cada uno de los casos.

Cada uno de los casos que se estudia, tiene como objetivo la minimización de las pérdidas técnicas de las redes de distribución. Pero obviamente no todos pueden satisfacer dicho objetivo, o por lo menos no de la misma manera.

En primera instancia, nos centraremos en una red de distribución de 107 nudos y 106 ramas. Inicialmente contaremos con un solo generador y 81 cargas fijas. La tensión base de la red la consideraremos de 10 kV y la potencia base de 100 MVA. Trabajaremos con medidas en por unidad, ya que facilitarán todos los cálculos.

Dicha red estará dimensionada en el Matlab. Ver Anexo 9.1.

Como se puede ver, la red está constituida por tres matrices:

- mpc.bus, una matriz de 107x13
- mpc.branch, una matriz de 106x13
- mpc.gen ,un vector 1x13

Para ver el impacto que tienen los casos anteriormente expuestos, tomaremos como período de estudio, Enero del 2016. Para ello, obtendremos mediante OMIE, la demanda real en España en Enero del 2016. Los valores obtenidos serán por cada hora del mes, es decir, veinticuatro horas al día durante treinta y un días, lo que supone un total de setecientos cuarenta y cuatro valores de demanda.

Los valores proporcionados por OMIE, están expresados en megawatios (MW), por lo que, como dicho previamente, los pasaremos a por unidad para facilitarnos los cálculos.

Tomamos como potencia demanda base el pico de demanda del año 2016, siendo de 40.153,50 MW, registrada el 6 de Septiembre del 2016 a la 13:00. Con este valor como máximo pasaremos todos los valores a por unidad.

Obteniendo la siguiente tabla:



H/Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0	0,561	0,554	0,609	0,597	0,638	0,634	0,616	0,676	0,671	0,634	0,627	0,682	0,687	0,695	0,693	0,712	0,680	0,670	0,710	0,707	0,703	0,703	0,702	0,643	0,632	0,677	0,684	0,687	0,686	0,690	0,651
1	0,541	0,507	0,557	0,547	0,586	0,585	0,565	0,630	0,621	0,583	0,580	0,628	0,629	0,641	0,645	0,659	0,627	0,614	0,658	0,652	0,647	0,650	0,651	0,591	0,582	0,627	0,632	0,635	0,632	0,638	0,598
2	0,510	0,477	0,516	0,514	0,550	0,538	0,533	0,600	0,585	0,549	0,547	0,597	0,605	0,611	0,613	0,622	0,584	0,579	0,621	0,619	0,612	0,618	0,611	0,554	0,555	0,598	0,603	0,597	0,599	0,599	0,571
3	0,480	0,459	0,493	0,501	0,534	0,511	0,519	0,582	0,560	0,526	0,534	0,588	0,593	0,593	0,595	0,600	0,558	0,565	0,601	0,604	0,597	0,601	0,588	0,535	0,542	0,586	0,590	0,585	0,585	0,579	0,548
4	0,459	0,454	0,485	0,499	0,528	0,500	0,516	0,571	0,556	0,517	0,529	0,585	0,585	0,597	0,591	0,589	0,547	0,565	0,595	0,601	0,594	0,598	0,576	0,524	0,541	0,585	0,587	0,582	0,583	0,569	0,536
5	0,450	0,459	0,483	0,512	0,536	0,497	0,529	0,579	0,554	0,515	0,547	0,594	0,599	0,608	0,603	0,586	0,546	0,591	0,611	0,616	0,607	0,611	0,574	0,528	0,558	0,595	0,599	0,594	0,593	0,569	0,537
6	0,453	0,486	0,489	0,565	0,579	0,508	0,595	0,633	0,564	0,525	0,617	0,650	0,656	0,667	0,659	0,599	0,556	0,663	0,674	0,676	0,668	0,673	0,591	0,526	0,631	0,654	0,657	0,649	0,650	0,577	0,545
7	0,461	0,516	0,506	0,644	0,645	0,532	0,701	0,726	0,592	0,538	0,725	0,761	0,771	0,782	0,768	0,636	0,576	0,784	0,791	0,792	0,785	0,782	0,619	0,557	0,749	0,765	0,769	0,762	0,762	0,611	0,560
8	0,462	0,548	0,522	0,718	0,705	0,540	0,779	0,796	0,630	0,552	0,808	0,841	0,858	0,857	0,851	0,678	0,590	0,871	0,881	0,882	0,868	0,857	0,654	0,569	0,825	0,841	0,841	0,834	0,834	0,652	0,574
9	0,469	0,595	0,560	0,765	0,768	0,568	0,832	0,821	0,688	0,595	0,825	0,859	0,875	0,874	0,874	0,732	0,639	0,908	0,901	0,908	0,888	0,882	0,713	0,605	0,851	0,861	0,863	0,853	0,855	0,716	0,616
10	0,501	0,652	0,614	0,788	0,795	0,621	0,856	0,837	0,735	0,652	0,840	0,862	0,884	0,890	0,891	0,785	0,703	0,927	0,915	0,920	0,903	0,900	0,767	0,657	0,858	0,870	0,870	0,860	0,869	0,769	0,663
11	0,541	0,674	0,653	0,797	0,799	0,647	0,857	0,840	0,748	0,686	0,842	0,857	0,883	0,888	0,897	0,801	0,732	0,924	0,911	0,910	0,900	0,896	0,774	0,684	0,859	0,869	0,868	0,861	0,869	0,771	0,684
12	0,562	0,671	0,663	0,788	0,787	0,648	0,852	0,831	0,743	0,689	0,849	0,849	0,873	0,882	0,894	0,789	0,732	0,914	0,898	0,898	0,892	0,883	0,759	0,678	0,850	0,859	0,860	0,855	0,858	0,754	0,679
13	0,575	0,677	0,678	0,792	0,786	0,658	0,853	0,830	0,748	0,714	0,850	0,845	0,868	0,880	0,883	0,786	0,740	0,909	0,893	0,893	0,889	0,876	0,758	0,685	0,844	0,854	0,856	0,857	0,855	0,749	0,685
14	0,581	0,674	0,679	0,776	0,762	0,652	0,825	0,802	0,734	0,712	0,821	0,818	0,841	0,857	0,852	0,771	0,739	0,880	0,864	0,865	0,860	0,842	0,740	0,679	0,816	0,825	0,825	0,830	0,824	0,731	0,682
15	0,548	0,648	0,653	0,763	0,738	0,618	0,812	0,781	0,702	0,675	0,815	0,805	0,825	0,840	0,832	0,742	0,708	0,865	0,849	0,850	0,842	0,821	0,705	0,651	0,798	0,806	0,808	0,812	0,806	0,702	0,654
16	0,537	0,635	0,636	0,756	0,729	0,603	0,804	0,770	0,684	0,660	0,812	0,799	0,818	0,837	0,822	0,722	0,689	0,858	0,846	0,844	0,838	0,816	0,684	0,631	0,792	0,799	0,803	0,818	0,800	0,682	0,634
17	0,539	0,630	0,644	0,765	0,727	0,613	0,814	0,786	0,685	0,664	0,813	0,810	0,828	0,845	0,829	0,715	0,686	0,857	0,853	0,854	0,853	0,818	0,680	0,627	0,792	0,805	0,808	0,824	0,799	0,676	0,622
18	0,603	0,688	0,689	0,790	0,756	0,686	0,852	0,827	0,738	0,718	0,850	0,860	0,885	0,889	0,871	0,768	0,747	0,901	0,897	0,898	0,898	0,854	0,722	0,674	0,830	0,840	0,845	0,861	0,829	0,716	0,665
19	0,633	0,714	0,715	0,805	0,754	0,703	0,872	0,844	0,765	0,748	0,884	0,898	0,917	0,916	0,894	0,807	0,791	0,936	0,932	0,938	0,930	0,887	0,762	0,741	0,877	0,889	0,889	0,899	0,871	0,770	0,726
20	0,642	0,731	0,735	0,800	0,759	0,716	0,877	0,841	0,776	0,760	0,879	0,904	0,918	0,918	0,893	0,822	0,825	0,942	0,949	0,936	0,934	0,886	0,782	0,767	0,890	0,904	0,900	0,906	0,871	0,784	0,760
21	0,651	0,729	0,734	0,801	0,751	0,730	0,859	0,834	0,776	0,768	0,864	0,892	0,900	0,902	0,874	0,821	0,833	0,927	0,931	0,913	0,913	0,868	0,783	0,776	0,875	0,891	0,883	0,892	0,861	0,786	0,774
22	0,640	0,700	0,714	0,753	0,718	0,721	0,802	0,773	0,739	0,743	0,807	0,828	0,841	0,834	0,829	0,785	0,806	0,860	0,865	0,853	0,847	0,817	0,750	0,749	0,811	0,824	0,819	0,822	0,808	0,755	0,749
23	0,606	0,664	0,662	0,690	0,676	0,674	0,726	0,715	0,689	0,690	0,735	0,748	0,757	0,756	0,763	0,734	0,742	0,776	0,781	0,767	0,769	0,754	0,699	0,691	0,731	0,743	0,741	0,745	0,746	0,703	0,693

Tabla 11. Demanda total en por unidad.

Una vez con todos los valores en por unidad de la demanda, usaremos esos valores para obtener un resultado de las pérdidas de la red para cada valor de demanda. Esto supondrá 744 resultados de pérdidas en el escenario base.

Por lo tanto, el valor de la tensión de cada nudo de la red, irá multiplicado por un factor k. Éste factor será cada valor de la demanda, en por unidad, sacados del OMIE.

Para lograr las simulaciones, haremos uso del comando *runpf*, comando que nos facilita el cálculo del flujo de potencia, y nos indica las pérdidas que hay en cada rama. Como el estudio es sobre las pérdidas técnicas de la red de distribución, sólo nos fijaremos en la pérdida activa que se pierde en la red. Dicho comando lo proporciona MATPOWER, la herramienta complementaria de MATLAB, que nos permite desarrollar complejos sistemas eléctricos.

El resultado final de la red se encuentra en el Anexo 9.2.

#### 4.1. Escenario base

Nuestro escenario inicial será el expuesto anteriormente: 107 nudos, 106 ramas, 81 cargas y 1 sólo generador.

Realizaremos tantas simulaciones como valores de k tengamos, es decir, 744 simulaciones para nuestro escenario base. Con las simulaciones obtenemos los valores de pérdidas que hay en el sistema para cada hora del mes de Enero de 2016.

Los resultados que obtenemos son los siguientes:

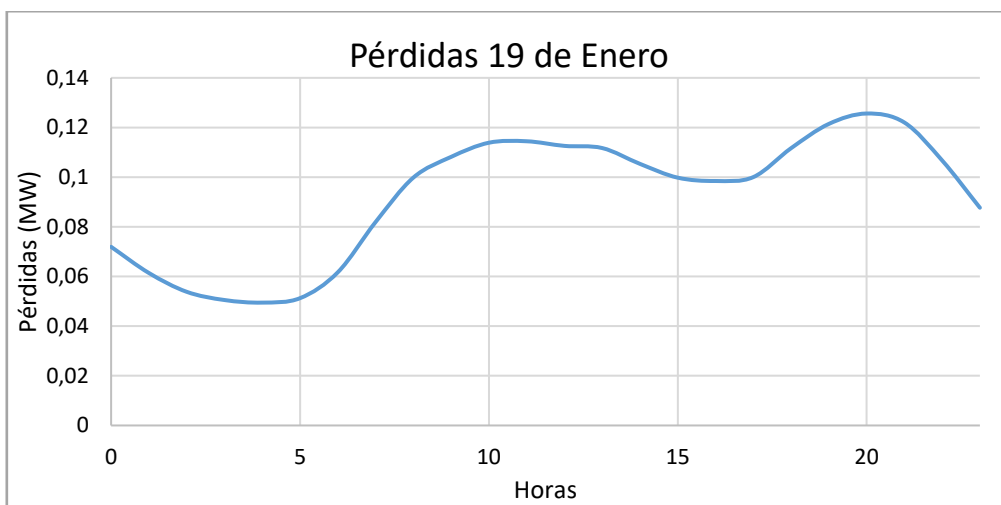
H/Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0	0,057	0,056	0,062	0,060	0,065	0,064	0,062	0,068	0,068	0,064	0,063	0,069	0,070	0,070	0,070	0,072	0,069	0,068	0,072	0,072	0,071	0,071	0,071	0,065	0,064	0,069	0,069	0,070	0,069	0,070	0,066
1	0,050	0,047	0,052	0,051	0,055	0,055	0,053	0,059	0,058	0,054	0,054	0,059	0,059	0,060	0,060	0,061	0,059	0,057	0,061	0,061	0,060	0,061	0,061	0,055	0,054	0,058	0,059	0,059	0,059	0,060	0,056
2	0,044	0,041	0,045	0,045	0,048	0,047	0,046	0,052	0,051	0,048	0,047	0,052	0,052	0,053	0,053	0,054	0,051	0,050	0,054	0,054	0,053	0,054	0,053	0,048	0,048	0,052	0,052	0,052	0,052	0,050	0,050
3	0,040	0,039	0,041	0,042	0,045	0,043	0,044	0,049	0,047	0,044	0,045	0,049	0,050	0,050	0,050	0,050	0,047	0,047	0,051	0,051	0,050	0,051	0,049	0,045	0,046	0,049	0,050	0,049	0,049	0,049	0,046
4	0,038	0,038	0,040	0,042	0,044	0,042	0,043	0,047	0,046	0,043	0,044	0,049	0,049	0,050	0,049	0,049	0,046	0,047	0,049	0,050	0,049	0,050	0,048	0,044	0,045	0,049	0,049	0,048	0,048	0,047	0,045
5	0,038	0,038	0,041	0,043	0,045	0,042	0,044	0,049	0,046	0,043	0,046	0,050	0,050	0,051	0,051	0,049	0,046	0,050	0,051	0,052	0,051	0,051	0,048	0,044	0,047	0,050	0,050	0,050	0,050	0,048	0,045
6	0,041	0,044	0,045	0,052	0,053	0,046	0,054	0,058	0,052	0,048	0,056	0,059	0,060	0,061	0,060	0,055	0,051	0,061	0,062	0,062	0,061	0,062	0,054	0,049	0,058	0,060	0,060	0,059	0,059	0,053	0,050
7	0,048	0,053	0,052	0,067	0,067	0,055	0,073	0,075	0,061	0,056	0,075	0,079	0,080	0,081	0,079	0,066	0,060	0,081	0,082	0,082	0,081	0,081	0,064	0,058	0,078	0,079	0,080	0,079	0,079	0,063	0,058
8	0,052	0,062	0,059	0,081	0,080	0,061	0,088	0,090	0,071	0,062	0,091	0,095	0,097	0,097	0,096	0,077	0,067	0,099	0,100	0,100	0,098	0,097	0,074	0,064	0,093	0,095	0,095	0,094	0,094	0,074	0,065
9	0,056	0,071	0,067	0,092	0,092	0,068	0,100	0,098	0,083	0,071	0,099	0,103	0,105	0,105	0,105	0,088	0,077	0,109	0,108	0,109	0,107	0,106	0,086	0,073	0,102	0,103	0,104	0,102	0,103	0,086	0,074
10	0,062	0,081	0,076	0,098	0,099	0,077	0,107	0,104	0,091	0,081	0,105	0,107	0,110	0,111	0,111	0,098	0,088	0,115	0,114	0,114	0,112	0,112	0,095	0,082	0,107	0,108	0,108	0,107	0,108	0,096	0,083
11	0,068	0,085	0,082	0,100	0,100	0,081	0,108	0,106	0,094	0,086	0,106	0,108	0,111	0,112	0,113	0,101	0,092	0,116	0,114	0,114	0,113	0,113	0,097	0,086	0,108	0,109	0,109	0,108	0,109	0,097	0,086
12	0,070	0,084	0,083	0,099	0,099	0,081	0,107	0,104	0,093	0,086	0,106	0,106	0,109	0,111	0,112	0,099	0,092	0,115	0,113	0,113	0,112	0,111	0,095	0,085	0,106	0,108	0,108	0,107	0,108	0,094	0,085
13	0,072	0,085	0,085	0,099	0,098	0,082	0,107	0,104	0,094	0,089	0,106	0,106	0,109	0,110	0,111	0,098	0,093	0,114	0,112	0,112	0,111	0,110	0,095	0,086	0,106	0,107	0,107	0,107	0,107	0,094	0,086
14	0,071	0,082	0,083	0,095	0,093	0,080	0,101	0,098	0,089	0,087	0,100	0,100	0,102	0,104	0,104	0,094	0,090	0,107	0,105	0,105	0,105	0,103	0,090	0,083	0,099	0,101	0,101	0,101	0,100	0,089	0,083
15	0,064	0,076	0,077	0,090	0,087	0,073	0,095	0,092	0,083	0,079	0,096	0,095	0,097	0,099	0,098	0,087	0,083	0,102	0,100	0,100	0,099	0,096	0,083	0,077	0,094	0,095	0,095	0,095	0,095	0,082	0,077
16	0,062	0,074	0,074	0,088	0,085	0,070	0,094	0,090	0,080	0,077	0,095	0,093	0,095	0,097	0,096	0,084	0,080	0,100	0,098	0,098	0,098	0,095	0,080	0,073	0,092	0,093	0,094	0,095	0,093	0,079	0,074
17	0,063	0,074	0,076	0,090	0,085	0,072	0,096	0,092	0,080	0,078	0,095	0,095	0,097	0,099	0,097	0,084	0,080	0,100	0,100	0,100	0,100	0,096	0,080	0,074	0,093	0,094	0,095	0,097	0,094	0,079	0,073
18	0,075	0,086	0,086	0,098	0,094	0,085	0,106	0,103	0,092	0,089	0,106	0,107	0,110	0,111	0,108	0,096	0,093	0,112	0,112	0,112	0,112	0,106	0,090	0,084	0,103	0,105	0,105	0,107	0,103	0,089	0,083
19	0,082	0,093	0,093	0,105	0,098	0,092	0,114	0,110	0,100	0,097	0,115	0,117	0,119	0,119	0,116	0,105	0,103	0,122	0,121	0,122	0,121	0,116	0,099	0,097	0,114	0,116	0,116	0,117	0,113	0,100	0,095
20	0,085	0,097	0,097	0,106	0,100	0,095	0,116	0,111	0,103	0,101	0,116	0,120	0,121	0,121	0,118	0,109	0,109	0,125	0,126	0,124	0,124	0,117	0,103	0,101	0,118	0,120	0,119	0,120	0,115	0,104	0,101
21	0,085	0,095	0,096	0,105	0,098	0,096	0,113	0,109	0,102	0,101	0,113	0,117	0,118	0,118	0,115	0,108	0,109	0,121	0,122	0,120	0,120	0,114	0,103	0,102	0,115	0,117	0,116	0,117	0,113	0,103	0,101
22	0,079	0,086	0,088	0,093	0,089	0,089	0,099	0,095	0,091	0,092	0,100	0,102	0,104	0,103	0,102	0,097	0,099	0,106	0,107	0,105	0,105	0,101	0,093	0,092	0,100	0,102	0,101	0,101	0,100	0,093	0,092
23	0,068	0,075	0,074	0,077	0,076	0,076	0,082	0,080	0,077	0,077	0,082	0,084	0,085	0,085	0,086	0,082	0,083	0,087	0,088	0,086	0,086	0,085	0,078	0,078	0,082	0,083	0,083	0,084	0,084	0,079	0,078

Tabla 12. Pérdidas mensuales para el escenario base.

Como podemos observar, las pérdidas, aunque con valores distintos, suelen tener las mismas variaciones a lo largo del día. Por ejemplo el máximo de pérdidas durante el día se alcanza a las 20 h de la tarde, ya que es cuando más demanda hay. Esto quiere decir que cuanto más demanda, obviamente mayor corriente circulará por las líneas, y por lo tanto mayores pérdidas se darán.

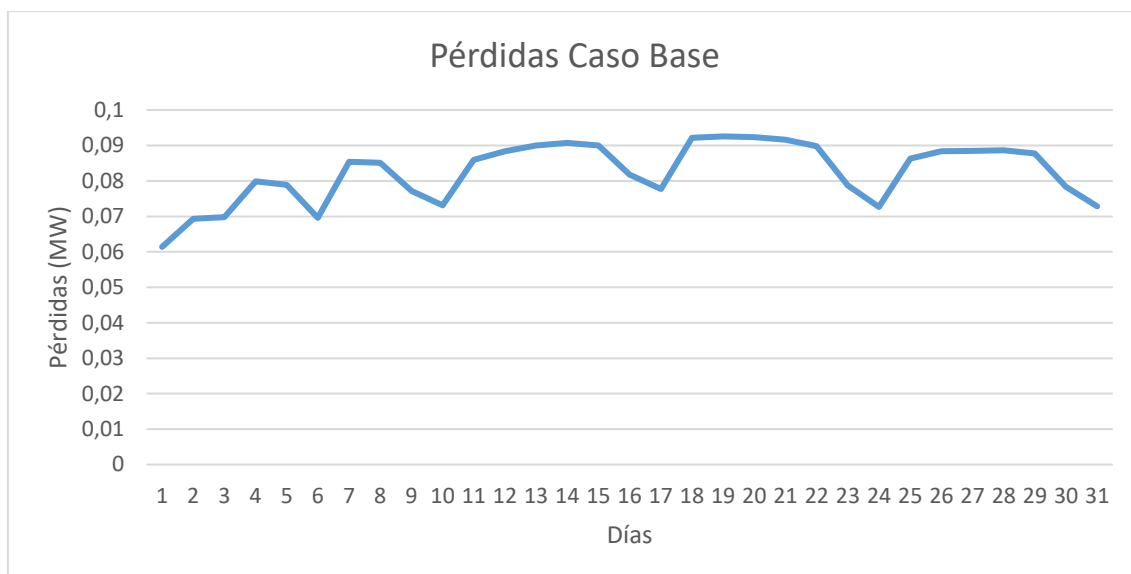
Podemos observar que las pérdidas no son las mismas todos los días, como era de esperar, ya que todos los días no hay siempre la misma demanda. En particular vemos que el pico máximo de pérdidas en Enero de 2016 fue el 19 de Enero a las 20:00 h, con 0,126 MW de pérdidas técnicas.

Podemos observar como el perfil de las pérdidas durante el día va en línea con el perfil de la demanda, ya que son proporcionales, como explicado previamente. En la siguiente gráfica se ve dicho parecido tomando como ejemplo las pérdidas del 19 de Enero de 2016:



Gráfica 28. Curva de pérdidas el 19 de Enero del 2016.

Podemos observar también el perfil de las pérdidas durante todo el mes de Enero, es decir, las pérdidas durante las 744 horas del mes. En el siguiente gráfico se observa lo mencionado:



Gráfica 29. Perfil de pérdidas durante el mes de Enero 2016

#### 4.2. Influencia sección

En este caso, se estudia el impacto que tiene la sección del cable en las pérdidas que se producen en la red de distribución. Para verlo de una manera más sencilla, usaremos tres secciones diferentes.

En función de la sección el cable tendrá mayor o menor resistencia, lo que provocará mayor o menor número de pérdidas. Las secciones que se estudiarán serán las que aparecen en la siguiente tabla:

Tipo de cable	Sección nominal $mm^2$	Resistencia lineal máxima, a 20°C $\Omega/km$	Resistencia lineal máxima, a 50°C $\Omega/km$
Fase o neutro no-fiador	50	0,641	0,718
	95	0,320	0,359
	240	0,125	0,140

Tabla 13. Valores de resistencia en función de la sección del conductor.

De este modo, realizaremos tres simulaciones completas, es decir, los resultados de las pérdidas para cada valor de sección, durante todo el mes de Enero.

La resistencia, en las simulaciones, se verá modificada en cada caso, ya que probaremos, como anteriormente apuntado, con cables con distintas secciones.

Calcularemos, por lo tanto, la resistencia de cada una de las ramas en función de su longitud, e introduciremos en la matriz de las ramas los nuevos valores de la resistencia de cada línea. Esto nos permitirá simular el caso que estamos buscando. Ver Anexos 9.3, 9.4 y 9.5

Para comenzar, los resultados para la sección de 50 mm<sup>2</sup> son:

H/DÍA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
0	0,030	0,029	0,032	0,032	0,034	0,034	0,033	0,036	0,035	0,034	0,033	0,036	0,036	0,037	0,037	0,038	0,036	0,035	0,038	0,037	0,037	0,037	0,034	0,033	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,034		
1	0,026	0,024	0,026	0,026	0,028	0,028	0,027	0,030	0,029	0,028	0,028	0,030	0,030	0,031	0,031	0,030	0,029	0,031	0,031	0,031	0,031	0,028	0,028	0,028	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,028		
2	0,023	0,021	0,023	0,023	0,025	0,024	0,024	0,027	0,026	0,025	0,025	0,027	0,027	0,028	0,028	0,028	0,026	0,026	0,028	0,028	0,028	0,028	0,025	0,025	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,026		
3	0,021	0,020	0,021	0,021	0,023	0,022	0,022	0,025	0,024	0,023	0,023	0,025	0,025	0,025	0,026	0,026	0,024	0,024	0,026	0,026	0,026	0,026	0,025	0,023	0,023	0,025	0,025	0,025	0,025	0,024		
4	0,019	0,019	0,020	0,021	0,022	0,021	0,021	0,024	0,023	0,021	0,022	0,024	0,024	0,025	0,025	0,024	0,023	0,024	0,025	0,025	0,025	0,025	0,024	0,022	0,022	0,024	0,024	0,024	0,024	0,022		
5	0,019	0,020	0,021	0,022	0,023	0,021	0,023	0,025	0,024	0,022	0,023	0,025	0,026	0,026	0,026	0,025	0,023	0,025	0,026	0,026	0,026	0,026	0,025	0,023	0,024	0,025	0,026	0,025	0,025	0,024	0,023	
6	0,021	0,023	0,023	0,026	0,027	0,024	0,028	0,029	0,026	0,024	0,029	0,030	0,031	0,031	0,031	0,028	0,026	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,028	0,025	0,029	0,030	0,031	0,030	0,030	0,027	0,025
7	0,025	0,027	0,027	0,034	0,034	0,028	0,037	0,039	0,031	0,029	0,039	0,041	0,041	0,042	0,041	0,034	0,031	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,033	0,030	0,040	0,041	0,041	0,041	0,041	0,033	0,030
8	0,027	0,032	0,031	0,042	0,041	0,032	0,046	0,047	0,037	0,032	0,047	0,049	0,050	0,050	0,050	0,040	0,035	0,051	0,052	0,052	0,051	0,050	0,038	0,033	0,048	0,049	0,049	0,049	0,049	0,038	0,034	
9	0,029	0,036	0,034	0,047	0,047	0,035	0,051	0,050	0,042	0,036	0,051	0,053	0,054	0,054	0,054	0,045	0,039	0,056	0,055	0,056	0,054	0,054	0,044	0,037	0,052	0,053	0,053	0,052	0,052	0,044	0,038	
10	0,032	0,042	0,039	0,051	0,051	0,040	0,055	0,054	0,047	0,042	0,054	0,055	0,057	0,057	0,057	0,050	0,045	0,059	0,059	0,059	0,058	0,058	0,049	0,042	0,055	0,056	0,056	0,055	0,056	0,049	0,043	
11	0,036	0,044	0,043	0,053	0,053	0,043	0,056	0,055	0,049	0,045	0,056	0,057	0,058	0,059	0,059	0,053	0,048	0,061	0,060	0,060	0,059	0,059	0,051	0,045	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,051	0,045	
12	0,037	0,044	0,043	0,051	0,051	0,042	0,056	0,054	0,048	0,045	0,055	0,055	0,057	0,058	0,058	0,051	0,048	0,060	0,059	0,059	0,058	0,058	0,049	0,044	0,055	0,056	0,056	0,056	0,056	0,049	0,044	
13	0,035	0,042	0,042	0,049	0,048	0,040	0,052	0,051	0,046	0,044	0,052	0,052	0,053	0,054	0,054	0,048	0,045	0,056	0,055	0,055	0,055	0,054	0,046	0,042	0,052	0,052	0,052	0,053	0,052	0,046	0,042	
14	0,037	0,042	0,043	0,049	0,048	0,041	0,052	0,050	0,046	0,045	0,052	0,051	0,053	0,054	0,054	0,049	0,046	0,055	0,054	0,054	0,054	0,054	0,053	0,047	0,043	0,051	0,052	0,052	0,052	0,046	0,043	
15	0,033	0,039	0,040	0,046	0,045	0,038	0,049	0,047	0,043	0,041	0,050	0,049	0,050	0,051	0,051	0,045	0,043	0,053	0,052	0,052	0,051	0,050	0,043	0,040	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,043	0,040	
16	0,032	0,037	0,037	0,045	0,043	0,035	0,047	0,045	0,040	0,039	0,048	0,047	0,048	0,049	0,048	0,043	0,041	0,051	0,050	0,050	0,049	0,048	0,040	0,037	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,040	0,037	
17	0,032	0,038	0,039	0,046	0,044	0,037	0,049	0,047	0,041	0,040	0,049	0,049	0,050	0,051	0,050	0,043	0,041	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051	0,049	0,041	0,038	0,048	0,048	0,048	0,049	0,048	0,041	0,037
18	0,039	0,044	0,044	0,051	0,048	0,044	0,055	0,053	0,047	0,046	0,055	0,055	0,057	0,057	0,056	0,049	0,048	0,058	0,058	0,058	0,058	0,055	0,046	0,043	0,053	0,054	0,054	0,055	0,053	0,046	0,043	
19	0,043	0,048	0,048	0,054	0,051	0,047	0,059	0,057	0,052	0,051	0,060	0,061	0,062	0,062	0,060	0,054	0,053	0,063	0,063	0,063	0,063	0,060	0,051	0,050	0,059	0,060	0,060	0,061	0,059	0,052	0,049	
20	0,044	0,051	0,055	0,052	0,049	0,051	0,058	0,054	0,053	0,061	0,063	0,063	0,063	0,062	0,060	0,057	0,057	0,066	0,066	0,066	0,066	0,061	0,054	0,053	0,062	0,060	0,060	0,063	0,060	0,054	0,053	
21	0,045	0,050	0,050	0,055	0,051	0,050	0,059	0,057	0,053	0,053	0,059	0,061	0,062	0,062	0,060	0,056	0,057	0,063	0,064	0,063	0,063	0,059	0,054	0,053	0,060	0,061	0,060	0,061	0,059	0,054	0,053	
22	0,041	0,045	0,045	0,048	0,046	0,046	0,051	0,049	0,047	0,047	0,051	0,053	0,054	0,053	0,053	0,050	0,051	0,055	0,055	0,054	0,054	0,052	0,048	0,048	0,052	0,052	0,052	0,052	0,051	0,048	0,048	
23	0,034	0,038	0,038	0,039	0,038	0,038	0,041	0,041	0,039	0,039	0,042	0,042	0,043	0,043	0,043	0,042	0,042	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,043	0,040	0,039	0,042	0,042	0,042	0,042	0,040	0,039	

Tabla 14. Pérdidas mensuales con cables de sección 50 mm<sup>2</sup>.

Para la sección de 95 mm<sup>2</sup> son:

H/DÍA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
0	0,014	0,014	0,016	0,015	0,016	0,016	0,016	0,017	0,017	0,016	0,016	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,017	0,017	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,017	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018	0,018	0,017	
1	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,014	0,014	0,013	0,013	0,014	0,014	0,015	0,015	0,015	0,014	0,014	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,014	0,013	0,014	0,014	0,015	0,014	0,015	0,014	
2	0,012	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,014	0,013	0,012	0,012	0,013	0,014	0,014	0,014	0,013	0,013	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,012	0,012	0,013	0,014	0,013	0,013	0,014	0,013	
3	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,012	0,012	0,011	0,011	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,011	0,012	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	
4	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,012	0,012	0,011	0,011	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,011	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	
5	0,010	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,012	0,012	0,011	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,012	0,011	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,012	0,011
6	0,011	0,011	0,011	0,013	0,013	0,012	0,014	0,015	0,013	0,012	0,014	0,015	0,015	0,016	0,015	0,014	0,013	0,015	0,016	0,016	0,016	0,016	0,014	0,012	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,013	0,013	
7	0,012	0,014	0,013	0,017	0,017	0,014	0,019	0,019	0,016	0,014	0,019	0,020	0,021	0,021	0,020	0,017	0,015	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,016	0,015	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,016	0,015	
8	0,013	0,016	0,015	0,021	0,020	0,015	0,022	0,023	0,018	0,016	0,023	0,024	0,025	0,025	0,024	0,019	0,017	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,019	0,016	0,024	0,024	0,024	0,024	0,019	0,016	
9	0,014	0,018	0,017	0,023	0,023	0,017	0,025	0,025	0,021	0,018	0,025	0,026	0,026	0,026	0,026	0,022	0,019	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,026	0,021	0,018	0,026	0,026	0,026	0,026	0,021	0,018	
10	0,016	0,020	0,019	0,025	0,025	0,020	0,027	0,026	0,023	0,020	0,026	0,027	0,028	0,028	0,028	0,025	0,022	0,029	0,029	0,029	0,029	0,028	0,028	0,024	0,021	0,027	0,027	0,027	0,027	0,024	0,021	
11	0,017	0,021	0,020	0,025	0,025	0,020	0,027	0,026	0,023	0,021	0,026	0,027	0,027	0,028	0,028	0,025	0,023															

H/Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
0	0,005	0,005	0,006	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	
1	0,004	0,004	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
2	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
3	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
4	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	
5	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
6	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,005	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
7	0,005	0,005	0,005	0,007	0,007	0,006	0,007	0,008	0,006	0,006	0,007	0,008	0,008	0,008	0,008	0,007	0,006	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,006	0,006	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,006	0,006
8	0,005	0,006	0,006	0,008	0,008	0,006	0,009	0,009	0,007	0,006	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,006	0,010	0,010	0,009	0,009	0,007	0,006	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,006
9	0,006	0,007	0,007	0,009	0,009	0,007	0,010	0,010	0,008	0,007	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,011	0,011	0,011	0,010	0,010	0,010	0,008	0,007	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,008	0,007	
10	0,006	0,007	0,007	0,009	0,009	0,007	0,010	0,009	0,008	0,007	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,007	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	
11	0,007	0,008	0,008	0,010	0,010	0,008	0,011	0,010	0,009	0,009	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009
12	0,007	0,008	0,008	0,010	0,010	0,008	0,011	0,010	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,008	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009
13	0,007	0,008	0,008	0,010	0,010	0,008	0,011	0,010	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009	
14	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,008	0,010	0,009	0,008	0,008	0,009	0,009	0,010	0,010	0,010	0,009	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,008	0,008	
15	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,007	0,010	0,009	0,008	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,008	0,008	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,008	0,008
16	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,006	0,009	0,008	0,007	0,007	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,007	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,007	0,008	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,007
17	0,006	0,007	0,007	0,008	0,008	0,007	0,009	0,008	0,007	0,007	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,007	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,007	0,008	0,009	0,009	0,009	0,009	0,007	0,007	
18	0,007	0,008	0,008	0,009	0,009	0,008	0,010	0,009	0,008	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,008	0,008	0,009	0,010	0,010	0,010	0,009	0,008	0,008	
19	0,008	0,009	0,009	0,010	0,009	0,008	0,011	0,010	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,009	0,009	
20	0,008	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,012	0,011	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,011	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,010	0,010	0,012	0,012	0,012	0,012	0,011	0,010	0,010	
21	0,008	0,009	0,009	0,010	0,009	0,009	0,010	0,010	0,009	0,009	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,009	0,011	0,011	0,011	0,011	0,010	0,009	0,009	
22	0,073	0,080	0,082	0,086	0,082	0,083	0,092	0,088	0,085	0,085	0,092	0,095	0,096	0,096	0,095	0,090	0,092	0,098	0,099	0,098	0,097	0,094	0,086	0,086	0,093	0,094	0,094	0,094	0,093	0,086	0,086		
23	0,067	0,074	0,073	0,076	0,075	0,075	0,081	0,079	0,076	0,077	0,081	0,083	0,084	0,084	0,085	0,081	0,082	0,086	0,087	0,085	0,085	0,084	0,078	0,077	0,081	0,082	0,082	0,083	0,083	0,078	0,077		

Tabla 16. Pérdidas mensuales con cables de sección 240 mm<sup>2</sup>.

Podemos observar en los resultados que las pérdidas se reducen conforme se aumenta la sección, esto se debe a que la resistencia es menor, como hemos visto en la Tabla X.

#### 4.3. Influencia reconfiguración

La reconfiguración de la red requiere un estudio exhaustivo del comportamiento de dicha red si se quiere que esta sea lo más eficiente posible. En este estudio con el fin de solamente observar el impacto que crea la modificación, se estudiara un caso aleatorio.

Para ver el comportamiento de la red frente a la reconfiguración de esta, habrá que diseñar la nueva red en el MATLAB previamente.

En este caso, la reconfiguración de la red consiste en, como se ha observado que hay pérdidas en la red, se decide unir dos nudos para que el flujo de potencias se distribuya mejor y ninguna línea tenga que hacer tanto esfuerzo. Para ello simplemente tendremos que añadir a la matriz de las ramas una nueva línea ficticia que una un nudo con otro.

Nuestra línea quedará como en el Anexo 9.6.

Una vez dimensionada nuestra nueva red, simularemos de nuevo el flujo de potencias y hallaremos otra vez las pérdidas de nuestro sistema.

La tabla con los resultados obtenidos es la siguiente:

H/Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0	0,047	0,047	0,052	0,051	0,054	0,054	0,052	0,057	0,057	0,054	0,053	0,058	0,058	0,059	0,059	0,060	0,058	0,057	0,060	0,060	0,060	0,060	0,059	0,054	0,053	0,057	0,058	0,058	0,058	0,058	0,055
1	0,043	0,040	0,044	0,043	0,046	0,046	0,044	0,049	0,049	0,046	0,046	0,049	0,049	0,050	0,051	0,052	0,049	0,048	0,052	0,051	0,051	0,051	0,051	0,046	0,046	0,049	0,050	0,050	0,050	0,050	0,047
2	0,037	0,035	0,038	0,037	0,040	0,039	0,039	0,044	0,043	0,040	0,040	0,043	0,044	0,044	0,045	0,045	0,042	0,042	0,045	0,045	0,045	0,045	0,044	0,040	0,040	0,044	0,044	0,043	0,044	0,044	0,042
3	0,034	0,033	0,035	0,036	0,038	0,037	0,037	0,042	0,040	0,038	0,038	0,042	0,042	0,042	0,043	0,043	0,040	0,040	0,043	0,043	0,043	0,043	0,042	0,038	0,039	0,042	0,042	0,042	0,042	0,041	0,039
4	0,032	0,032	0,034	0,035	0,037	0,035	0,036	0,040	0,039	0,036	0,037	0,041	0,041	0,042	0,042	0,042	0,039	0,040	0,042	0,042	0,042	0,042	0,041	0,037	0,038	0,041	0,041	0,041	0,041	0,040	0,038
5	0,032	0,033	0,034	0,037	0,038	0,035	0,038	0,041	0,039	0,037	0,039	0,042	0,043	0,043	0,043	0,042	0,039	0,042	0,044	0,044	0,044	0,043	0,044	0,041	0,038	0,040	0,042	0,043	0,042	0,041	0,038
6	0,035	0,037	0,037	0,043	0,044	0,039	0,045	0,048	0,043	0,040	0,047	0,050	0,050	0,051	0,050	0,046	0,043	0,051	0,052	0,052	0,051	0,051	0,045	0,041	0,048	0,050	0,050	0,050	0,050	0,044	0,042
7	0,040	0,045	0,044	0,056	0,056	0,046	0,061	0,063	0,052	0,047	0,063	0,066	0,067	0,068	0,067	0,055	0,050	0,068	0,069	0,069	0,068	0,068	0,054	0,049	0,065	0,067	0,067	0,066	0,066	0,053	0,049
8	0,044	0,052	0,050	0,069	0,067	0,052	0,074	0,076	0,060	0,053	0,077	0,080	0,082	0,082	0,081	0,065	0,056	0,083	0,084	0,084	0,083	0,082	0,062	0,054	0,079	0,080	0,080	0,080	0,080	0,062	0,055
9	0,047	0,060	0,056	0,077	0,077	0,057	0,084	0,082	0,069	0,060	0,083	0,086	0,088	0,088	0,088	0,074	0,064	0,091	0,091	0,091	0,089	0,089	0,072	0,061	0,085	0,087	0,087	0,086	0,086	0,072	0,062
10	0,052	0,068	0,064	0,082	0,083	0,065	0,089	0,087	0,077	0,068	0,088	0,090	0,092	0,093	0,093	0,082	0,073	0,097	0,095	0,096	0,094	0,094	0,080	0,069	0,090	0,091	0,091	0,090	0,091	0,087	0,069
11	0,057	0,071	0,069	0,084	0,084	0,068	0,091	0,089	0,079	0,073	0,089	0,091	0,093	0,094	0,095	0,085	0,077	0,098	0,096	0,096	0,095	0,095	0,082	0,072	0,091	0,092	0,092	0,091	0,092	0,082	0,072
12	0,059	0,071	0,070	0,083	0,083	0,068	0,090	0,087	0,078	0,072	0,089	0,089	0,092	0,093	0,094	0,083	0,077	0,096	0,095	0,095	0,094	0,093	0,080	0,071	0,089	0,090	0,090	0,090	0,090	0,079	0,071
13	0,060	0,071	0,071	0,083	0,083	0,069	0,090	0,087	0,079	0,075	0,089	0,089	0,091	0,093	0,093	0,083	0,078	0,096	0,094	0,094	0,093	0,092	0,080	0,072	0,089	0,090	0,090	0,090	0,090	0,079	0,072
14	0,060	0,069	0,070	0,080	0,078	0,067	0,085	0,082	0,075	0,073	0,084	0,084	0,086	0,088	0,087	0,079	0,076	0,090	0,089	0,089	0,088	0,086	0,076	0,070	0,084	0,085	0,085	0,085	0,085	0,075	0,070
15	0,054	0,064	0,065	0,076	0,073	0,061	0,080	0,077	0,070	0,067	0,081	0,080	0,082	0,083	0,082	0,073	0,070	0,086	0,084	0,084	0,083	0,081	0,070	0,064	0,079	0,080	0,080	0,080	0,080	0,070	0,065
16	0,052	0,062	0,062	0,074	0,071	0,059	0,079	0,075	0,067	0,065	0,079	0,078	0,080	0,082	0,080	0,071	0,067	0,084	0,083	0,082	0,082	0,080	0,067	0,062	0,077	0,078	0,078	0,080	0,078	0,067	0,062
17	0,052	0,061	0,063	0,074	0,071	0,060	0,079	0,076	0,067	0,065	0,079	0,079	0,081	0,082	0,081	0,070	0,067	0,083	0,083	0,083	0,083	0,080	0,066	0,061	0,077	0,078	0,079	0,080	0,078	0,066	0,061
18	0,063	0,072	0,072	0,082	0,079	0,072	0,089	0,086	0,077	0,075	0,089	0,090	0,092	0,093	0,091	0,080	0,078	0,094	0,094	0,094	0,094	0,089	0,075	0,070	0,087	0,088	0,088	0,090	0,087	0,075	0,069
19	0,070	0,078	0,078	0,088	0,083	0,077	0,096	0,093	0,084	0,082	0,097	0,099	0,101	0,101	0,098	0,089	0,087	0,103	0,102	0,103	0,102	0,097	0,084	0,081	0,096	0,098	0,098	0,099	0,096	0,084	0,080
20	0,071	0,081	0,082	0,089	0,084	0,079	0,097	0,093	0,086	0,084	0,097	0,100	0,102	0,102	0,099	0,091	0,091	0,104	0,105	0,104	0,104	0,098	0,087	0,085	0,099	0,100	0,100	0,097	0,087	0,084	
21	0,072	0,081	0,081	0,089	0,083	0,081	0,095	0,092	0,086	0,085	0,096	0,099	0,100	0,100	0,097	0,091	0,092	0,102	0,103	0,101	0,101	0,096	0,087	0,086	0,097	0,099	0,098	0,099	0,095	0,087	0,086
22	0,066	0,072	0,074	0,078	0,074	0,074	0,083	0,080	0,076	0,077	0,083	0,085	0,087	0,086	0,085	0,081	0,083	0,089	0,089	0,088	0,087	0,084	0,077	0,077	0,084	0,085	0,084	0,085	0,083	0,078	0,077
23	0,057	0,063	0,062	0,065	0,064	0,064	0,068	0,067	0,065	0,065	0,069	0,070	0,071	0,071	0,072	0,069	0,070	0,073	0,074	0,072	0,072	0,071	0,066	0,065	0,069	0,070	0,070	0,070	0,070	0,066	0,065

Tabla 17. Pérdidas mensuales con la red reconfigurada.

Podemos ver como el perfil de las pérdidas durante el día se asemeja mucho al perfil de la demanda, esto es porque son directamente proporcionales, ya que cuanto más demanda, mayor serán las pérdidas en las líneas porque mayor cantidad de energía habrá que transportar.

#### 4.4. Influencia longitud

La longitud es un factor que se puede deducir fácilmente. Al igual que la sección cuanto más resistencia tenga el cable, menores serán las pérdidas. Esto se conseguirá evidentemente cuando el cable en su totalidad, ya se por la sección o por longitud tenga una resistencia total menor que de la que partimos.

Suponiendo la sección constante, la longitud hará que la resistencia del cable sea baja o menor, cuando la longitud disminuya. Esto quiere decir que la longitud, cuanto menor sea, menores serán las pérdidas.

Para conseguir las simulaciones que queremos con este caso, modificaremos también la resistencia de las líneas. Independientemente de la longitud de cada línea, estudiaremos tres casos: una línea que sea la mitad de la que partimos, una que sea el 150% de la línea y otra que se el doble.

Por lo tanto para hacerlo con mayor rapidez, en la matriz de las ramas en el Matlab, multiplicaremos al igual que las tensiones en los nudos, por una variable, en este caso 1, que será: 0.5, 1.5 y 2 respectivamente. Ver Anexo 9.7

Las tablas con los resultados obtenidos son las siguientes:

Para una longitud que sea igual a la mitad:





Por último para una longitud el doble de la original:

H\DÍA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
0	0,132	0,131	0,144	0,141	0,150	0,149	0,145	0,159	0,158	0,150	0,148	0,161	0,162	0,164	0,163	0,168	0,160	0,158	0,168	0,167	0,166	0,166	0,166	0,152	0,149	0,160	0,161	0,162	0,162	0,163	0,153
1	0,114	0,107	0,118	0,115	0,124	0,124	0,119	0,133	0,131	0,123	0,123	0,133	0,133	0,135	0,136	0,139	0,132	0,130	0,139	0,138	0,137	0,137	0,137	0,125	0,123	0,132	0,133	0,134	0,133	0,135	0,126
2	0,100	0,093	0,101	0,101	0,108	0,105	0,104	0,117	0,114	0,108	0,107	0,117	0,119	0,120	0,120	0,122	0,114	0,113	0,122	0,121	0,120	0,121	0,120	0,108	0,109	0,117	0,118	0,117	0,117	0,112	0,112
3	0,090	0,086	0,093	0,094	0,100	0,096	0,097	0,109	0,105	0,099	0,100	0,110	0,111	0,111	0,112	0,113	0,105	0,106	0,113	0,114	0,112	0,113	0,110	0,101	0,102	0,110	0,111	0,110	0,110	0,109	0,103
4	0,085	0,085	0,090	0,093	0,098	0,093	0,096	0,106	0,103	0,096	0,099	0,109	0,109	0,111	0,110	0,110	0,102	0,105	0,111	0,112	0,111	0,111	0,107	0,098	0,101	0,109	0,109	0,108	0,109	0,106	0,100
5	0,084	0,086	0,091	0,096	0,100	0,093	0,099	0,108	0,104	0,096	0,102	0,111	0,112	0,114	0,113	0,110	0,102	0,111	0,115	0,115	0,114	0,114	0,108	0,099	0,104	0,111	0,112	0,111	0,111	0,107	0,101
6	0,093	0,100	0,101	0,116	0,119	0,105	0,123	0,130	0,116	0,108	0,127	0,134	0,135	0,138	0,136	0,124	0,115	0,137	0,139	0,139	0,138	0,139	0,122	0,111	0,130	0,135	0,136	0,134	0,134	0,119	0,112
7	0,113	0,126	0,123	0,157	0,157	0,130	0,171	0,177	0,144	0,131	0,177	0,186	0,188	0,191	0,187	0,155	0,140	0,191	0,193	0,193	0,192	0,191	0,151	0,136	0,183	0,187	0,188	0,186	0,186	0,149	0,137
8	0,128	0,152	0,144	0,199	0,195	0,150	0,216	0,220	0,175	0,153	0,224	0,233	0,238	0,237	0,236	0,188	0,164	0,241	0,244	0,244	0,240	0,237	0,181	0,158	0,229	0,233	0,233	0,231	0,231	0,181	0,159
9	0,140	0,178	0,167	0,229	0,230	0,170	0,249	0,245	0,206	0,178	0,247	0,257	0,261	0,261	0,261	0,219	0,191	0,271	0,269	0,271	0,265	0,263	0,213	0,181	0,254	0,257	0,258	0,255	0,255	0,214	0,184
10	0,160	0,208	0,196	0,252	0,254	0,198	0,273	0,267	0,235	0,208	0,268	0,275	0,282	0,284	0,285	0,251	0,225	0,296	0,292	0,294	0,288	0,287	0,245	0,210	0,274	0,278	0,278	0,275	0,278	0,246	0,212
11	0,176	0,220	0,213	0,260	0,260	0,211	0,279	0,274	0,244	0,224	0,274	0,279	0,288	0,289	0,292	0,261	0,239	0,301	0,297	0,297	0,293	0,292	0,252	0,223	0,280	0,283	0,283	0,281	0,283	0,251	0,223
12	0,180	0,215	0,213	0,253	0,253	0,208	0,273	0,267	0,238	0,221	0,272	0,272	0,280	0,283	0,287	0,253	0,235	0,293	0,288	0,288	0,286	0,283	0,243	0,217	0,273	0,276	0,276	0,274	0,275	0,242	0,218
13	0,185	0,218	0,218	0,255	0,253	0,212	0,275	0,267	0,241	0,230	0,274	0,272	0,279	0,283	0,284	0,253	0,238	0,292	0,287	0,287	0,286	0,282	0,244	0,221	0,272	0,275	0,275	0,276	0,275	0,241	0,220
14	0,179	0,208	0,209	0,239	0,235	0,201	0,254	0,247	0,226	0,219	0,253	0,252	0,259	0,264	0,262	0,238	0,228	0,271	0,266	0,266	0,265	0,259	0,228	0,209	0,251	0,254	0,254	0,255	0,254	0,225	0,210
15	0,160	0,189	0,190	0,223	0,215	0,180	0,237	0,228	0,205	0,197	0,238	0,235	0,241	0,245	0,243	0,216	0,207	0,252	0,248	0,248	0,246	0,239	0,206	0,190	0,233	0,235	0,236	0,237	0,235	0,205	0,191
16	0,153	0,181	0,181	0,216	0,208	0,172	0,229	0,219	0,195	0,188	0,232	0,228	0,233	0,239	0,234	0,206	0,197	0,245	0,241	0,241	0,239	0,233	0,195	0,180	0,226	0,228	0,229	0,233	0,228	0,194	0,181
17	0,155	0,181	0,185	0,220	0,209	0,177	0,234	0,226	0,197	0,191	0,234	0,233	0,238	0,243	0,239	0,206	0,198	0,247	0,245	0,246	0,246	0,235	0,196	0,181	0,228	0,232	0,233	0,237	0,230	0,194	0,179
18	0,192	0,220	0,220	0,252	0,242	0,219	0,272	0,264	0,236	0,230	0,272	0,275	0,283	0,284	0,278	0,245	0,239	0,288	0,286	0,287	0,287	0,273	0,231	0,215	0,265	0,268	0,270	0,275	0,265	0,229	0,212
19	0,220	0,248	0,248	0,280	0,262	0,244	0,303	0,293	0,266	0,260	0,307	0,312	0,318	0,318	0,311	0,280	0,275	0,325	0,324	0,326	0,323	0,308	0,265	0,257	0,305	0,309	0,309	0,312	0,302	0,267	0,252
20	0,229	0,261	0,262	0,285	0,271	0,255	0,313	0,300	0,277	0,271	0,313	0,322	0,327	0,327	0,318	0,293	0,294	0,336	0,338	0,334	0,333	0,316	0,279	0,273	0,317	0,322	0,321	0,323	0,310	0,279	0,271
21	0,228	0,255	0,257	0,280	0,263	0,255	0,300	0,292	0,272	0,268	0,302	0,312	0,315	0,315	0,306	0,287	0,291	0,324	0,326	0,319	0,319	0,304	0,274	0,272	0,306	0,312	0,309	0,312	0,301	0,275	0,271
22	0,199	0,218	0,223	0,235	0,224	0,225	0,250	0,241	0,230	0,232	0,252	0,258	0,262	0,260	0,258	0,245	0,251	0,268	0,270	0,266	0,264	0,255	0,234	0,234	0,253	0,257	0,255	0,256	0,252	0,235	0,234
23	0,170	0,186	0,185	0,193	0,189	0,189	0,203	0,200	0,193	0,193	0,206	0,209	0,212	0,212	0,214	0,206	0,208	0,217	0,219	0,215	0,215	0,211	0,196	0,193	0,205	0,208	0,207	0,209	0,209	0,197	0,194

Tabla 20. Pérdidas mensuales con el doble de longitud que el caso base.

#### 4.5. Influencia Factor de potencia

El factor de potencia nos indica el cociente entre la potencia reactiva y la potencia aparente de la red. Nos está diciendo principalmente, la cantidad de potencia reactiva que la red genera o consume. El factor de potencia para un caso ideal es la unidad. Nosotros partiremos de ésta hipótesis.

Para simular estos casos, habrá que obtener la energía reactiva de la red que hay en cada caso de factor de potencia distinto de la unidad. Analizaremos varios casos, por un lado factor de potencia inductivo 0.8 y 0.9, y por otro lado, factor de potencia capacitivo 0.8 y 0.9.

Como hemos dicho, en primer lugar hemos de hallar la energía reactiva en cada caso, que que circula por la red. Para ello usaremos la siguiente expresión:

$$Q_d = P_d \cdot tg(\arccos(\alpha))$$

Donde  $\alpha$  será el ángulo que formen la corriente con la tensión.

Una vez hechas las simulaciones obtenemos los siguientes resultados, ver Anexos 9.8 y 9.9. En primer lugar para el caso en el que la red tiene un factor de potencia capacitivo y de 0.8, obtenemos:





En particular, se espera que las pérdidas disminuyan para niveles de tensión bajos ya que no se espera que incurran en el sistema flujos de potencia en contra. Sobrepasando cierto nivel tensión, sí que se pueden dar estos flujos generando más pérdidas.

Por ejemplo, [25] muestra un estudio en una red de baja tensión en Suiza donde las pérdidas alcanzan una máxima reducción del 20% cuando hay una aportación de energía fotovoltaica del 25 %. Con una aportación del 50 % de fotovoltaica, las pérdidas son equivalentes al caso de que no hubiese aportación fotovoltaica, ya que se producen los flujos que aumentan las pérdidas. En la siguiente figura se puede ver el fenómeno:

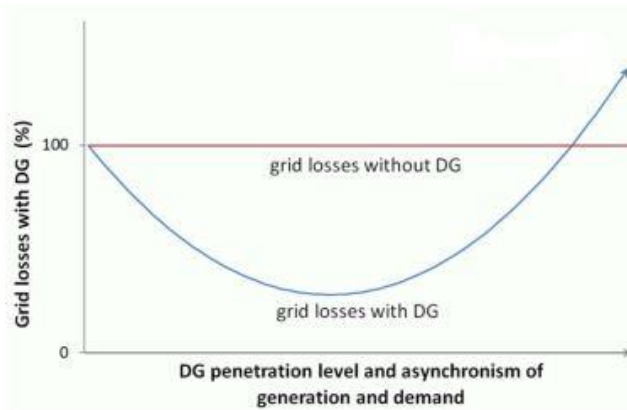


Ilustración 6. Variación de las pérdidas según la penetración de DG.

Para el estudio de este caso, en el Matlab hemos tenido que incluir un generador más en la red.

Dicho generador se incluye en la matriz mpc.gen, donde en vez de 1 generador, ahora tendremos otro más, simulando la aportación de cualquier tipo de generación eléctrica.

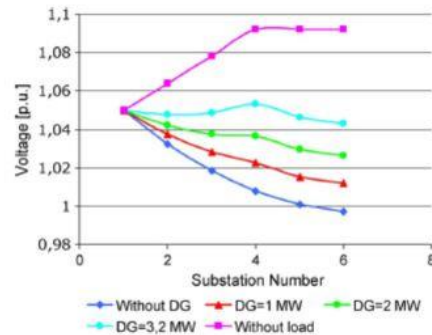
Por lo tanto la matriz quedaría como en el Anexo 9.10.

Realizando las simulaciones, tendríamos como resultados, los de la siguiente tabla:

H/DÍA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
0	0,036	0,035	0,039	0,038	0,041	0,040	0,039	0,043	0,043	0,040	0,040	0,043	0,044	0,044	0,044	0,045	0,043	0,043	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,041	0,040	0,043	0,043	0,044	0,044	0,044	0,041	0,041
1	0,033	0,031	0,034	0,033	0,035	0,035	0,034	0,038	0,038	0,035	0,035	0,038	0,038	0,039	0,039	0,040	0,038	0,037	0,040	0,039	0,039	0,039	0,039	0,036	0,035	0,038	0,038	0,038	0,038	0,039	0,036	0,036
2	0,029	0,027	0,030	0,029	0,031	0,031	0,030	0,034	0,033	0,031	0,031	0,034	0,035	0,035	0,035	0,036	0,033	0,033	0,036	0,035	0,035	0,035	0,035	0,032	0,032	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,033
3	0,027	0,026	0,028	0,029	0,031	0,029	0,030	0,033	0,032	0,030	0,031	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,032	0,032	0,034	0,035	0,034	0,034	0,034	0,031	0,031	0,034	0,034	0,033	0,034	0,033	0,033	0,031
4	0,026	0,025	0,027	0,028	0,030	0,028	0,029	0,032	0,031	0,029	0,030	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,031	0,032	0,033	0,034	0,033	0,034	0,032	0,029	0,030	0,033	0,033	0,033	0,033	0,032	0,030	0,030
5	0,026	0,026	0,028	0,029	0,031	0,028	0,030	0,033	0,032	0,029	0,031	0,034	0,034	0,035	0,034	0,033	0,031	0,034	0,035	0,035	0,035	0,035	0,033	0,030	0,032	0,034	0,034	0,034	0,034	0,032	0,031	0,031
6	0,027	0,029	0,029	0,034	0,035	0,030	0,036	0,038	0,034	0,031	0,037	0,039	0,039	0,040	0,039	0,036	0,033	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,035	0,032	0,038	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,035	0,033
7	0,030	0,034	0,033	0,042	0,042	0,035	0,046	0,047	0,038	0,035	0,047	0,050	0,050	0,051	0,050	0,041	0,037	0,051	0,051	0,052	0,051	0,051	0,040	0,036	0,049	0,050	0,050	0,050	0,050	0,040	0,036	0,036
8	0,033	0,039	0,037	0,051	0,050	0,038	0,055	0,056	0,045	0,039	0,057	0,060	0,061	0,061	0,060	0,048	0,042	0,062	0,063	0,063	0,062	0,061	0,046	0,040	0,059	0,060	0,060	0,059	0,059	0,046	0,041	0,041
9	0,035	0,044	0,042	0,057	0,057	0,042	0,062	0,061	0,051	0,044	0,061	0,064	0,065	0,065	0,065	0,054	0,048	0,068	0,067	0,068	0,066	0,066	0,053	0,045	0,063	0,064	0,064	0,063	0,064	0,053	0,046	0,046
10	0,039	0,051	0,048	0,061	0,062	0,048	0,067	0,065	0,057	0,051	0,065	0,067	0,069	0,069	0,069	0,061	0,055	0,072	0,071	0,072	0,070	0,070	0,060	0,051	0,067	0,068	0,068	0,067	0,068	0,060	0,052	0,052
11	0,042	0,053	0,051	0,062	0,063	0,051	0,067	0,066	0,059	0,054	0,066	0,067	0,069	0,070	0,070	0,063	0,057	0,072	0,071	0,071	0,071	0,071	0,061	0,054	0,067	0,068	0,068	0,067	0,068	0,060	0,054	0,054
12	0,044	0,052	0,052	0,061	0,061	0,050	0,066	0,065	0,058	0,054	0,066	0,066	0,068	0,069	0,069	0,061	0,057	0,071	0,070	0,070	0,069	0,069	0,059	0,053	0,066	0,067	0,067	0,066	0,067	0,059	0,053	0,053
13	0,045	0,053	0,053	0,061	0,061	0,051	0,066	0,064	0,058	0,055	0,066	0,066	0,067	0,068	0,069	0,061	0,057	0,071	0,069	0,069	0,069	0,068	0,059	0,053	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,058	0,053	0,053
14	0,044	0,051	0,051	0,059	0,058	0,049	0,062	0,061	0,056	0,054	0,062	0,062	0,064	0,065	0,065	0,058	0,056	0,067	0,065	0,065	0,064	0,056	0,051	0,062	0,062	0,062	0,063	0,062	0,055	0,052	0,052	0,052
15	0,041	0,048	0,048	0,056	0,055	0,046	0,060	0,058	0,052	0,050	0,060	0,060	0,061	0,062	0,062	0,055	0,052	0,064	0,063	0,063	0,062	0,061	0,052	0,048	0,059	0,060	0,060	0,060	0,060	0,052	0,048	0,048
16	0,039	0,046	0,046	0,055	0,053	0,044	0,058	0,056	0,049	0,048	0,059	0,058	0,059	0,061	0,059	0,052	0,050	0,062	0,061	0,061	0,061	0,059	0,049	0,046	0,057	0,058	0,058	0,059	0,058	0,049	0,046	0,046
17	0,039	0,046	0,047	0,056	0,053	0,045	0,060	0,058	0,050	0,049	0,060	0,059	0,061	0,062	0,061	0,052	0,050	0,063	0,063	0,063	0,060	0,050	0,046	0,058	0,059	0,060	0,059	0,060	0,059	0,050	0,046	0,046
18	0,047	0,054	0,054	0,062	0,059	0,054	0,066	0,064	0,058	0,056	0,066	0,067	0,069	0,069	0,068	0,060	0,058	0,070	0,070	0,070	0,070	0,067	0,056	0,053	0,065	0,065	0,066	0,067	0,065	0,056	0,052	0,052
19	0,052	0,059	0,059	0,066	0,062	0,058	0,072	0,069	0,063	0,061	0,073	0,074	0,075	0,075	0,073	0,066	0,065	0,077	0,076	0,077	0,076	0,073	0,062	0,061	0,072	0,073	0,074	0,071	0,063	0,060	0,060	0,060
20	0,053	0,060	0,060	0,066	0,062	0,059	0,072	0,069	0,064	0,062	0,072	0,074	0,075	0,075	0,073	0,068	0,068	0,077	0,078	0,077	0,077	0,073	0,064	0,063	0,073	0,074	0,074	0,075	0,072	0,064	0,063	0,063
21	0,053	0,060	0,060	0,065	0,061	0,060	0,070	0,068	0,063	0,063	0,071	0,073	0,074	0,074	0,071	0,067	0,068	0,076	0,076	0,075	0,075	0,071	0,064	0,063	0,072	0,073	0,072	0,073	0,070	0,064	0,063	0,063
22	0,049	0,053	0,055	0,057	0,055	0,055	0,061	0,059	0,056	0,057	0,062	0,063	0,064	0,064	0,063	0,060	0,062	0,066	0,066	0,065	0,065	0,062	0,057	0,057	0,062	0,063	0,063	0,062	0,058	0,057	0,057	0,057
23	0,042	0,046	0,046	0,048	0,047	0,047	0,050	0,050	0,048	0,048	0,051	0,052	0,052	0,052	0,053	0,051	0,051	0,054	0,054	0,053	0,053	0,052	0,048	0,048	0,051	0,052	0,051	0,052	0,052	0,049	0,048	0,048

Tabla 23. Pérdidas mensuales con penetración de DG.

Cabe destacar que en estos casos, cuanto mayor sea la aportación de DG, puede que las pérdidas aumenten, pero la tensión en los nudos varía menos, lo que granatiza mayor continuidad en el sistema y mejor calidad de suministro, que son dos cosas muy importantes para las distribuidoras. Se puede ver en la siguiente gráfica:



*Ilustración 7. Perfil de tensión en función del nivel de penetración de DG.*

## 5. Análisis de los resultados

En este apartado, analizaremos cuidadosamente el efecto de cada uno de las propuestas para minimizar las pérdidas en la red de distribución. Compararemos todos los casos unos con otros, presentando cual ha sido el impacto de cada una de las modificaciones.

Previamente con el fin de poder hacer un seguimiento más sencillo, se verá cual de todas tiene el menor número de pérdidas, no solo a lo largo del día o en cada hora, sino las pérdidas acumuladas durante todo el mes, y su traducción económica.

Por lo tanto, y a modo de recordatorio, sabemos que en los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas. Las hay de dos tipos: variables o técnicas y fijas.

Las pérdidas fijas son aquellas que se refieren a la energía necesaria para la energización de los transformadores o conductores. Estas pérdidas son invariables y dependen del número de componentes que haya que energizar. En este caso, las medidas para reducir este tipo de pérdidas principalmente apuntan a reducir el número de componentes de este tipo o incrementar su eficiencia. Generalmente representan un cuarto de las pérdidas totales de la red.

En cuanto a las pérdidas variables, nuestras pérdidas técnicas, son aquellas que se producen por el calentamiento de los conductores debido a la circulación de la corriente. Varían en proporción al cuadrado de la corriente y en proporción a la resistencia del conductor. Las medidas que se aplican mayormente buscan dos objetivos: reducir los flujos de potencia del sistema o reducir la resistencia de los caminos por donde se transporta la energía. Estas pérdidas representan tres cuartas partes de las pérdidas de la red de distribución.

## 5.1. Clasificación de las opciones

En primer lugar partimos de nuestro escenario base, del que podemos sacar resaltar varios datos, como la media de las pérdidas de cada día, las pérdidas acumuladas a lo largo de todo el mes, la media de las pérdidas cada hora, etc.

En el escenario base tenemos los siguientes datos:

	ESCENARIO BASE
Media de pérdidas por hora (MW)	0,082
Media de pérdidas por día (MW)	1,978
Pérdidas acumuladas al mes (MW)	61,318

Tabla 24. Datos a comparar del escenario base

Con todos los valores expresados en MW, podemos observar valores como: la media de las pérdidas por hora del mes, es decir el valor medio de los 744 valores de pérdidas del mes, la media de pérdidas por día, es decir la media del total de pérdidas acumulado durante cada día del mes, y por último las pérdidas totales acumuladas durante todo el mes.

La Tabla 13 nos muestra una comparación con estos factores, para ver la clasificación de las opciones, y cuál supone un valor de pérdidas inferior.

	ESCENARIO BASE	AUMENTO DE SECCIÓN	RECONFIGURACIÓN DE LA RED	DISMINUCION DE LA LONGITUD	FACTOR DE POTENCIA	AUMENTO DE DG
Media de pérdidas por hora (MW)	0,082	0,042	0,069	0,040	0,098	0,052
Media de pérdidas por día (MW)	1,978	1,017	1,662	0,954	0,954	1,246
Pérdidas acumuladas al mes (MW)	61,318	35,527	51,522	29,574	72,726	38,626

Tabla 25. Datos a comparar de todos los casos de estudio.

Podemos observar los mismos valores para cada propuesta expuesta anteriormente. De aquí se puede ver que la mayor reducción de pérdidas la consigue la disminución de longitud, concretamente a la mitad.

En el caso del aumento de sección, vemos como se reduce notablemente las pérdidas, prácticamente a la mitad en todos sus casos. Para modificar la sección de la red, evidentemente, deberíamos cambiar los conductores de esta, lo que supondría un coste elevado.

En el caso de la reconfiguración de la red, vemos que se ha conseguido reducir las pérdidas en torno al 15 %, sin embargo, en este caso las modificaciones no son tan agresivas como el anterior, ya que en este caso se trata de crear nuevas líneas para una mejor distribución de la energía hacia los puntos de consumo.

El caso de la disminución de la longitud, se ve que es el caso en el que más se reducen las pérdidas, pero debemos percatarnos de que reducir la longitud de la red a la mitad no siempre es posible, puesto que habrá puntos de consumo alejados de la generación que también debemos abastecer.

En el escenario base se contempla un factor de potencia de la unidad, siendo el caso ideal puesto que no hay energía reactiva y por consiguiente no hay tantas pérdidas. Como demostración se ve que si el factor de potencia no es la unidad las pérdidas aumentan, por lo que para reducir pérdidas nuestro factor de potencia debería ser lo más próximo a la unidad posible.

Por último tenemos el caso de aumentar la aportación de DG. En este caso se ve que esta medida es muy eficiente ya que conseguimos reducir prácticamente un 38 % de las pérdidas. Esta medida consiste en que se desarrolle una mayor aportación en la red de distribución de generadores, bien sean renovables o no.

## 5.2. Comparaciones

Para observar mejor el comportamiento de las pérdidas en la red, haremos un análisis comparativo, exponiendo un caso frente a otro, para ver de una manera más clara el comportamiento de la red.

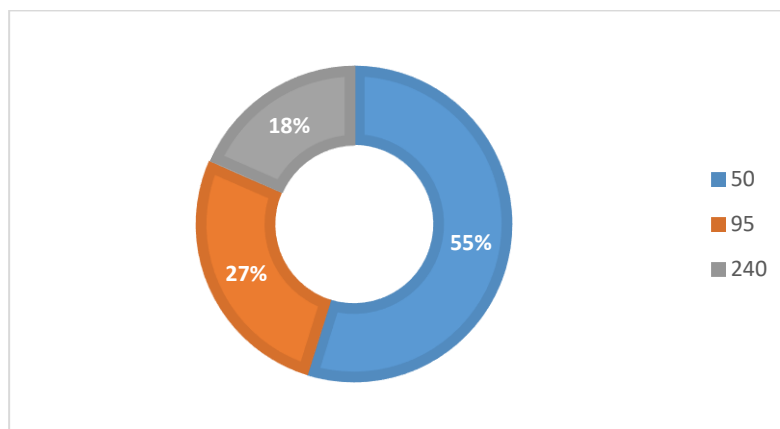
### 5.2.1. Sección

En primer lugar analizaremos el comportamiento de las pérdidas cuando modificamos la sección de los conductores.

Como observado en la Tabla 6, se ve que conforme se aumenta la sección del conductor, obtenemos menos pérdidas. Esto se debe principalmente a aumentar la capacidad de las líneas de la red.

Comparando tres conductores distintos, 50, 95, y 240 mm<sup>2</sup>, podemos observar que cuanto más grande sea la sección del cable (más capacidad), menores serán las pérdidas. La capacidad de la línea hace que por ella pueda circular más corriente, puesto que tiene menos resistencia, y esto le permite a los conductores no calentarse como cuando tienen menos capacidad, y por consiguiente que no se produzcan pérdidas por efecto Joule.

En la Gráfica 4, podemos ver una comparativa entre las pérdidas totales que se producirían con los tres conductores distintos:



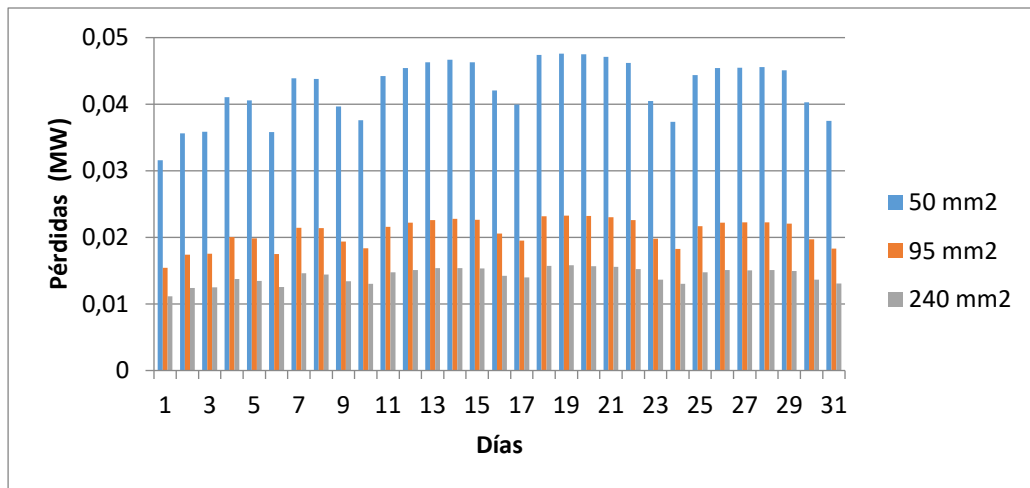
Gráfica 30. Representación de las pérdidas según la sección de los conductores.

Podemos ver como las pérdidas se disminuyen casi dos tercios con la mayor de las secciones respecto de la menor de ellas. Evidentemente, cuanto más capacidad tenga la línea mejor para las pérdidas, pero tener conductores con secciones grandes tienen sus desventajas.

El hecho de modificar la capacidad de las líneas supone unos costes elevados, ya que se requiere cambiar todos los conductores de la red de distribución. Es cierto que tiene ventajas como la mejora de la calidad del nivel de tensión, aparte de la reducción de pérdidas ya comentado anteriormente. Adicionalmente, otra de las ventajas que presenta es que debido a que la capacidad de la línea aumenta, se podría reducir el número de líneas en funcionamiento lo que haría disminuir la longitud de las líneas, factor que también favorece la reducción de las pérdidas en la red. Además, limitando el flujo de corriente que pasa por la línea puede reducir la probabilidad de falta en esta y el envejecimiento de la misma.

Sin embargo, es difícil cuantificar el coste de una medida como esta, ya que depende de la implementación de muchos factores variables, como cables subterráneos, nivel de tensión, tipo de conductores, etc. Sin embargo, el coste de sobredimensionar los conductores puede ser relativamente pequeño en el caso de trabajos de instalación que ya están planeados. Por ejemplo Western power Distribution [14] decidió sobredimensionar sus cables de baja tensión para sustituir los pequeños de media tensión. El estudio muestra como sobredimensionando cables de 95 hasta 185 mm<sup>2</sup> suponía un coste de 14€/m mientras que soterrarlos suponía un coste de 70-140€/m.

En la Gráfica 5, podemos observar las pérdidas medias de cada día del mes, con las diferentes secciones planteadas para este estudio. Se puede ver como las hipótesis planteadas se cumplen.

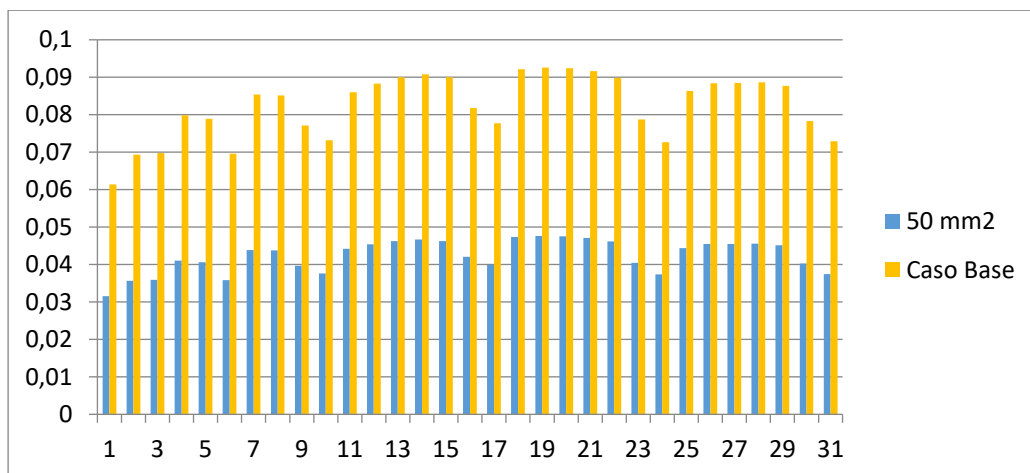


Gráfica 31. Pérdidas según la sección de los conductores.

Podemos observar que las pérdidas que obtenemos para la sección 50 son mucho mayores que para la sección 240. Esto lo hemos visto en los casos anteriores, ya que a medida que aumentamos la sección implica que mayor será la capacidad de la línea y por lo tanto, menores serán las pérdidas.

Para ver cómo ha cambiado las pérdidas que teníamos en nuestro escenario base frente ahora, con la modificación de los conductores, veremos cómo se han modificado dichas pérdidas.

En primer lugar, para una sección de 50 mm<sup>2</sup>, podemos ver que las pérdidas frente a nuestro caso base se han reducido. Esto se debe a que los cables que forman la red de distribución de nuestro escenario base tienen una resistencia superior a los nuevos.

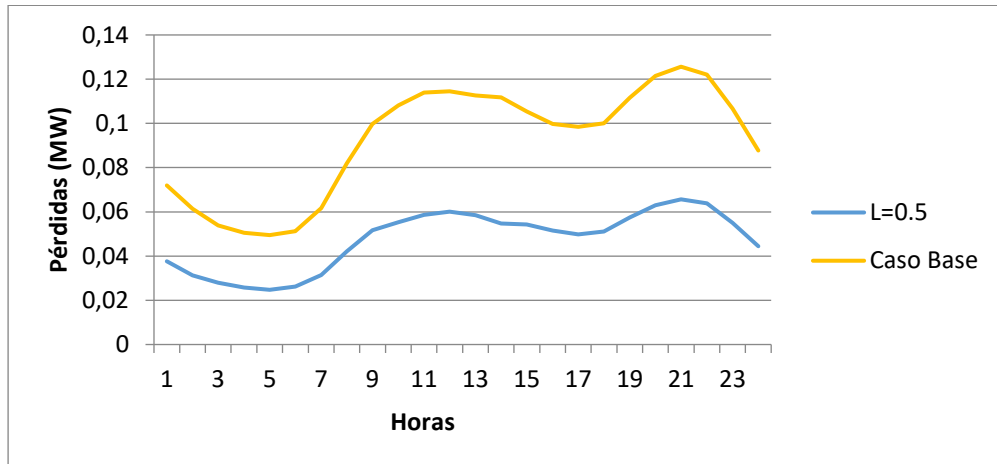


Gráfica 32. Pérdidas con una sección de 50 mm<sup>2</sup>.

En la gráfica 6 podemos ver que las pérdidas se han reducido prácticamente a la mitad. La nueva sección hace que circule menos corriente por los conductores logrando que las pérdidas se disminuyan, puesto que no hay tanto calentamiento ni disipación del calor (pérdidas técnicas).



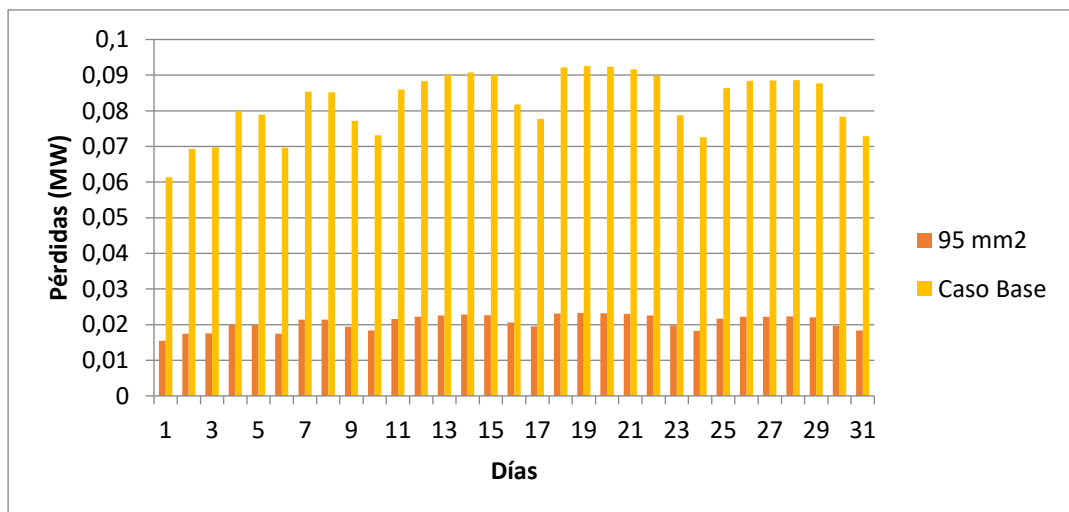
En la siguiente gráfica podemos observar lo que sería el perfil de las pérdidas durante el 19 de Enero (día en el que se alcanza el máximo valor de la demanda). Se puede ver como dicho perfil se asemeja al perfil de la demanda. Eso es debido a que las pérdidas son directamente proporcionales a la demanda de la red. Cuanto mayor sea la demanda mayores serán las corrientes que circulen por las líneas y por lo tanto se producirán más pérdidas.



Gráfica 33. Perfil de pérdidas con una sección de 50 mm<sup>2</sup>.

En cuanto a la sección de 95 mm<sup>2</sup>, podemos ver, como es de lógica, que las pérdidas se han reducido más aún que en el caso anterior. Como hemos dicho antes, cuanto mayor sea la sección mayor será la capacidad de la línea, lo que le permitirá una mayor circulación de corriente. Las pérdidas técnicas son proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por ellas, por lo que cuanto mayor sea, las pérdidas aumentarán de forma notable.

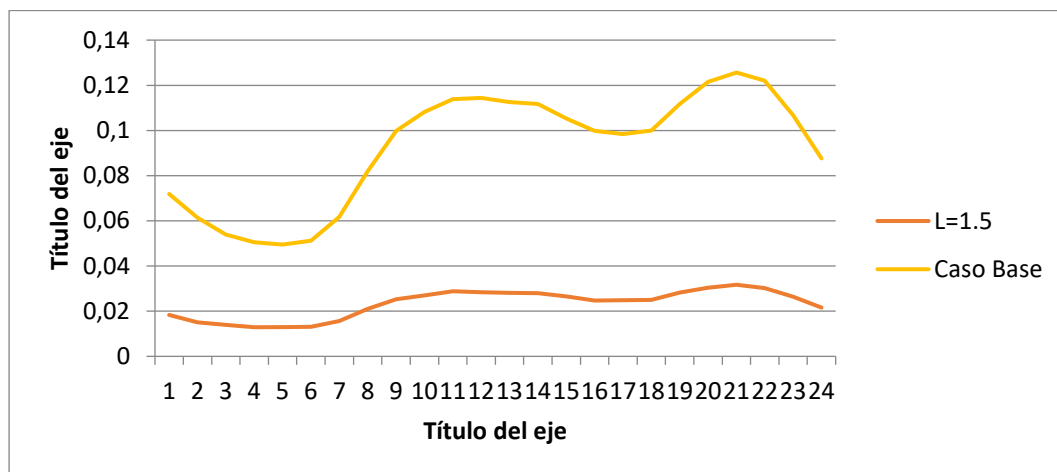
En la Gráfica 8 podemos observar la comparación entre las pérdidas producidas en el escenario base, y las pérdidas producidas en el caso de que la sección sea de 95 mm<sup>2</sup>.



Gráfica 34. Pérdidas con una sección de 95 mm<sup>2</sup>.



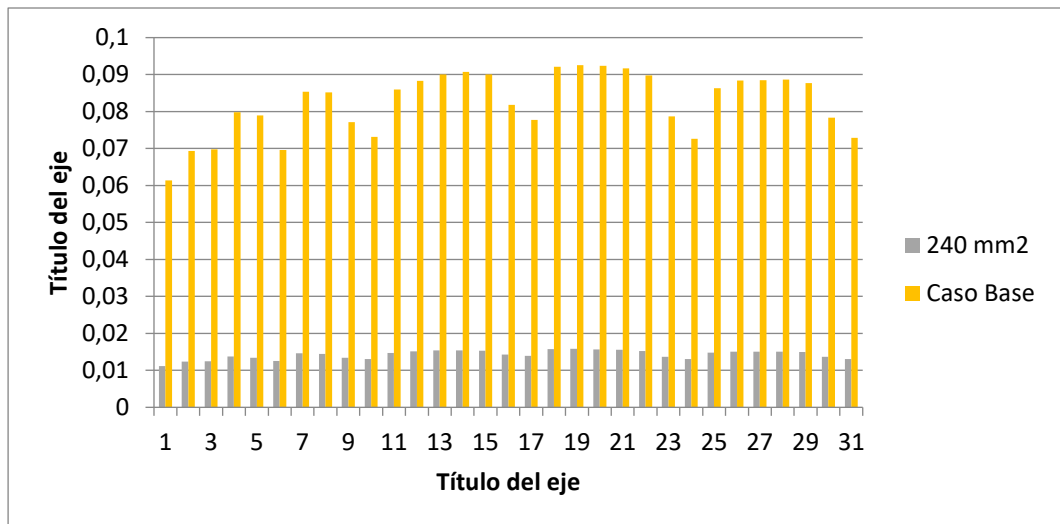
Podemos ver en este caso, que las pérdidas se han reducido prácticamente a un cuarto de lo que eran en un primer momento. Por lo que esta medida, podemos decir que es muy efectiva. Comparando los perfiles de las pérdidas también podemos ver como se reducen, no solo durante el mes, sino también durante las horas del día.



Gráfica 35. Perfil pérdidas con una sección de 95 mm<sup>2</sup>.

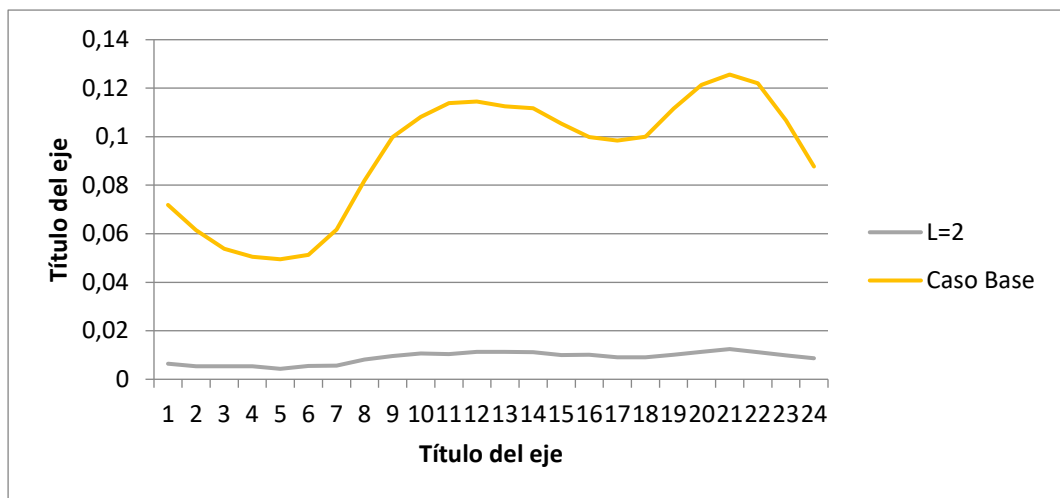
En la gráfica 9, podemos ver además como se aplanan las curvas, lo que se transmite en una mejor operación del sistema, ya que se puede generar con la idea de que las pérdidas van a ser prácticamente constantes durante el transcurso del día. Este aspecto le facilita el trabajo al operador del sistema, puesto que las previsiones serán más sencillas y no se tendrá que hacer tanto uso de la energía de reserva.

Por último, en el caso más favorable (sección 240 mm<sup>2</sup>) obtendremos la minimización de pérdidas mayor posible para estos tres casos estudiados. De la misma manera que para los otros dos casos, la gráfica 10 nos muestra una comparación entre las pérdidas del sistema en el escenario base frente a las pérdidas en el sistema si se han sustituido los conductores por unos de sección 240 mm<sup>2</sup>.



Gráfica 36. Pérdidas con una sección de 240 mm<sup>2</sup>.

Además al ser el caso más favorable, podremos ver que la curva de las pérdidas durante el día está muy aplanada, resultando beneficioso para el operador. No solo a la hora de hacer las previsiones, sino a la hora de estudiar el coste de las pérdidas durante el día, se podrá hacer una estimación más precisa, puesto que tendrá una magnitud prácticamente constante.



Gráfica 37. Perfil de pérdidas con una sección de 240 mm<sup>2</sup>.

### 5.2.2. Reconfiguración

Esta medida consiste en, como su propio nombre indica, configurar de nuevo la red para disminuir las pérdidas. La forma más adecuada para reconfigurar la red sería, realizar un estudio exhaustivo con las necesidades de la red, esto es: observar en que puntos se genera y en cuales se demanda, las distancias entre generación y consumo y las cantidades de consumo que hay en cada punto. Una vez hecho el estudio, se analiza la optimización total de la red, es decir, la creación de caminos nuevos de la

generación al consumo, para que la distancia que recorra la energía durante el transporte sea la menor posible, con objeto de reducir las pérdidas técnicas.

De la misma manera que la medida anterior, estas modificaciones suponen un coste. En este caso, el coste viene dado por, no únicamente elementos de la red como los conductores en el caso anterior, sino también elementos de comunicación, software, etc., en resumen, componentes que hagan de la red una red inteligente y controle los flujos para que no haya una circulación de corriente excesiva.

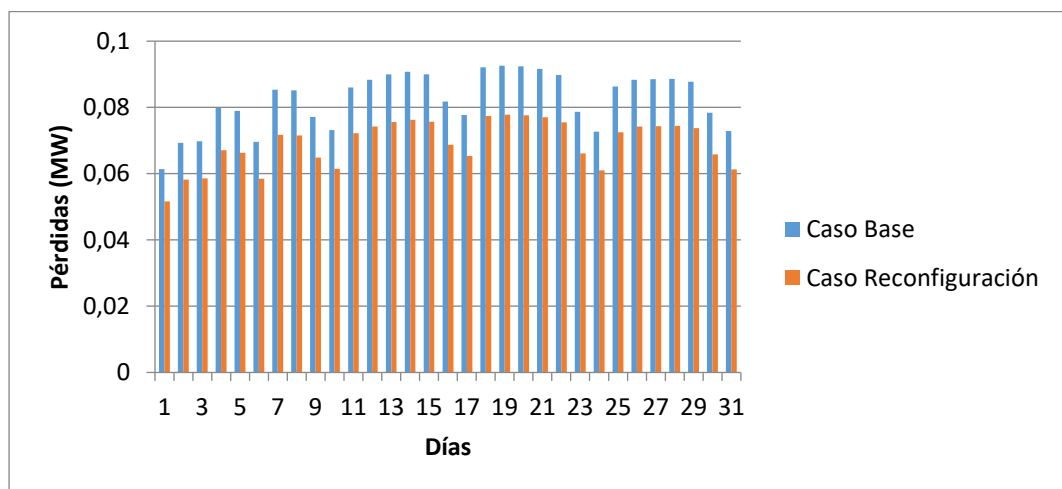
Los principales beneficios serían sobretodo la reducción de las pérdidas y la continuidad de suministro, es decir la reducción del número de interrupciones de suministro. Además, un mejor balance entre los diferentes generadores, hace que se reduzcan los picos de esfuerzo en las líneas, reduciendo el envejecimiento de las líneas y los costes que suponen la sustitución de estos elementos.

Adicionalmente no solo supone beneficios de costes, sino que también mejora la operación de la red de distribución. Incrementando el control de la red, reduce el número de subestaciones que hemos de inspeccionar cuando se da una falta en el sistema, ya que todo está más controlado, y sabemos por dónde ha podido ocurrir. Según un estudio REF 53 realizado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, la mejora del control en la red eléctrica suponía una reducción del número de interrupciones de suministro del 35 %.

El principal gasto de esta medida es la instalación de interruptores controlados y elementos para la comunicación entre estos interruptores. De acuerdo a REF 37, varios reportes de utilities decían que el coste de la implementación de estos equipos suponía entre 18.750€ y 35.750€ por interruptor instalado.

Para simular la reconfiguración, como apuntado anteriormente, introducimos una rama ficticia que una dos nodos de la red, simulando un camino nuevo para la corriente para que las demás ramas no vayan sobrecargadas.

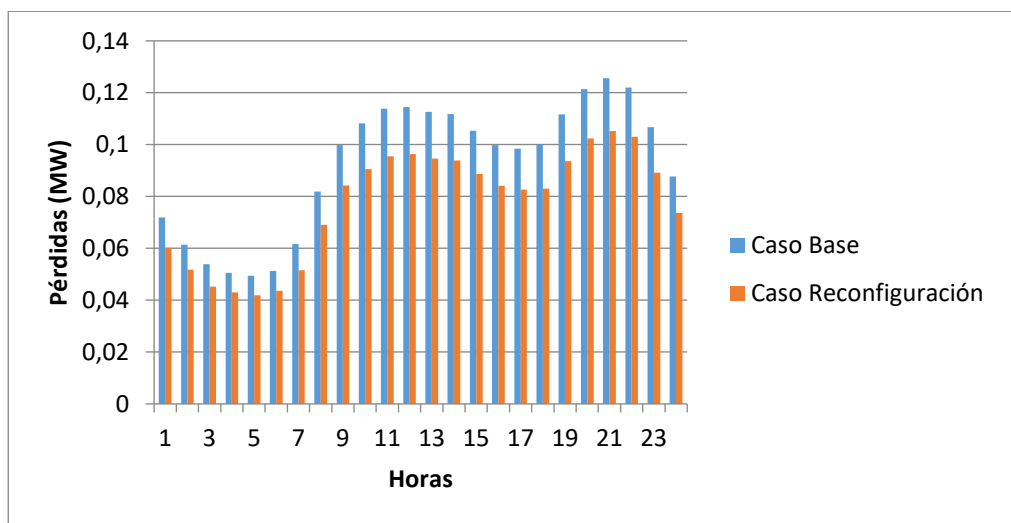
Los resultados de las simulaciones se pueden ver en la Gráfica 12 frente a los del escenario base:



Gráfica 38. Pérdidas para el caso de reconfiguración.

Podemos observar, que para esta particular medida la reducción de las pérdidas no es muy alta, aunque supone alrededor de un 20%, lo que se traduce en un ahorro importante a la larga.

Vemos que sigue la misma línea que el escenario base, es decir, las pérdidas no sólo se reducen durante los días del mes, sino que también lo hacen durante las horas del día. Esto queda reflejado en la gráfica 13, donde se observa como las barras simulan el perfil de las pérdidas. Dicho perfil es proporcional con la curva de la demanda, la cual varía a lo largo del día con horas valle y horas punta. Queda perfectamente reflejado cuales son las horas valle, en las que hay menos pérdidas por la baja circulación de corriente por las líneas, y las horas punta, en las que se observa un número elevado de perdidas, aunque inferior al caso base, debido a la alta circulación de corrientes por el sistema.



Gráfica 39. Perfil de pérdidas para el caso de reconfiguración.

### 5.2.3. Longitud

Más que una medida, la longitud es un factor que afecta a las pérdidas. Analizaremos el impacto que tiene en las pérdidas, cuando la longitud total de la red varía. Para ello debemos entender inicialmente lo siguiente. Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos mesurables y analíticos con las herramientas que dispone la empresa distribuidora.

Estas pérdidas son normales en cualquier empresa distribuidora de energía, y no pueden ser eliminadas totalmente. En este punto entra la longitud de la red.

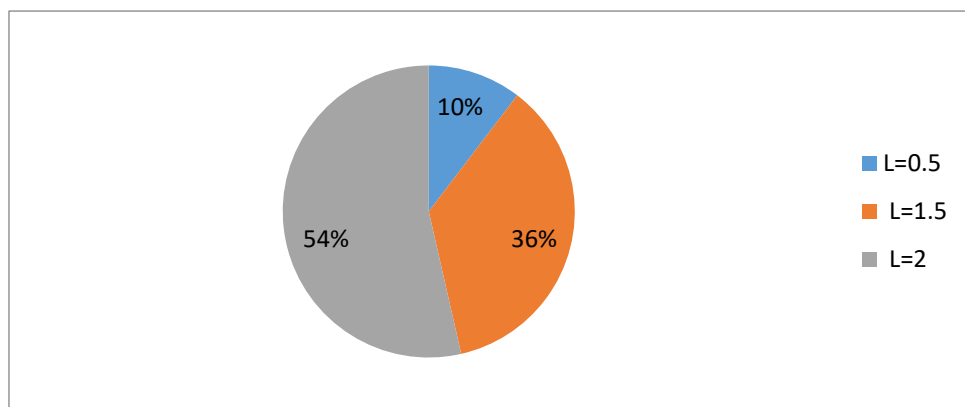
Cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor isotérmico, hay una generación de calor. Este efecto ocurre debido a la transferencia de energía eléctrica a través del

conductor por un proceso análogo al rozamiento. Dicho efecto, como ya sabemos, se denomina efecto Joule. Este efecto depende de la corriente que atraviesa los conductores y de la resistencia que poseen las líneas.

La resistencia de las líneas depende del tipo de conductor y de su longitud. La longitud es directamente proporcional a la resistencia de las líneas, puesto que cuanto más larga se a una línea, mayores serán las pérdidas.

En el método experimental, estudiaremos tres casos. En primer lugar observaremos las pérdidas que hay en una red que tenga la mitad de longitud que la de nuestro escenario base; en segundo lugar, veremos las pérdidas de una red de 1,5 veces mayor de longitud que la del escenario base; y por último en tercer lugar, veremos las pérdidas en una red que sea el doble de larga que nuestra red del caso base.

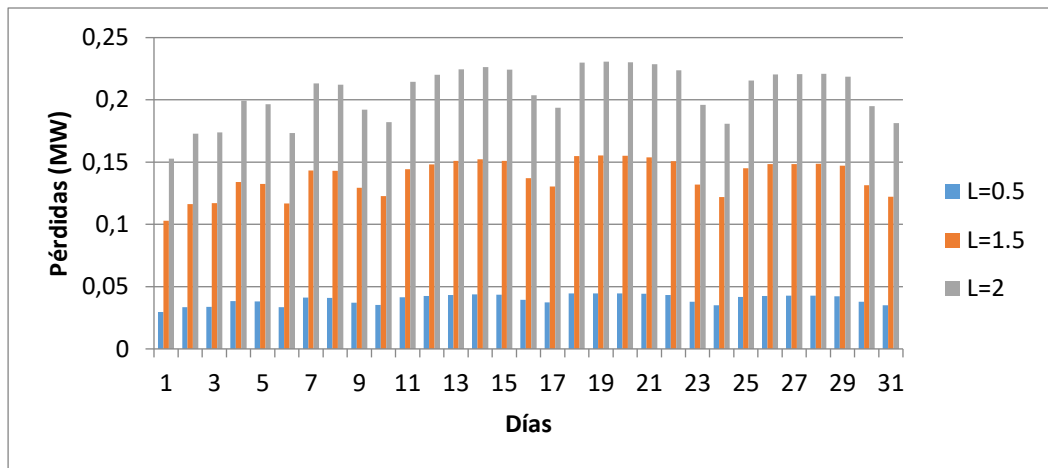
A modo de explicación podemos ver en el siguiente gráfico, la parte que supone cada una de las longitudes, en términos de pérdidas.



*Gráfica 40. Comparación de las pérdidas para distintas longitudes.*

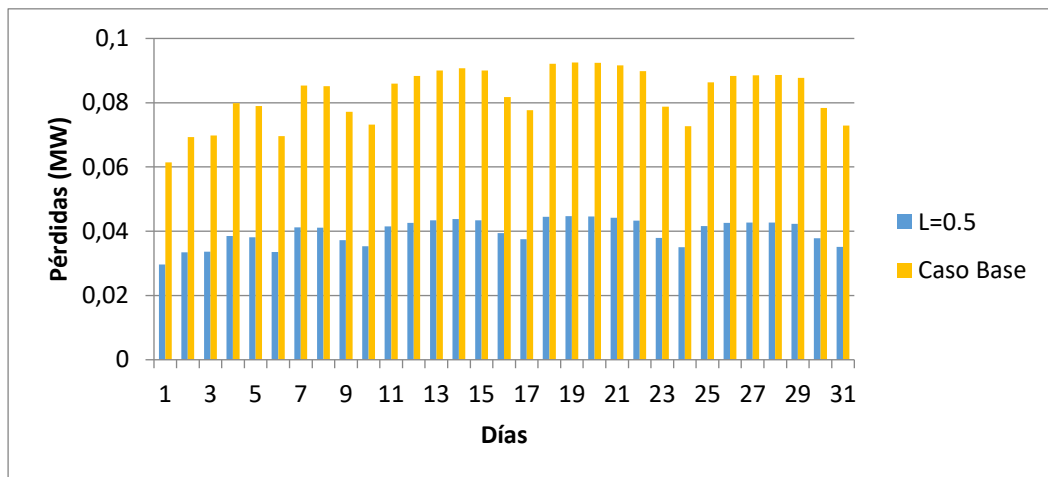
Podemos ver como cuando pasamos de la mitad de la longitud de la línea al doble de longitud, las pérdidas aumentan en más de cinco veces. Podemos ver que conforme aumentemos la longitud, las pérdidas aumentarán de forma drástica.

Las pérdidas que se obtienen en las simulaciones, con cada una de las longitudes se pueden ver en el gráfico 15. Observamos que las pérdidas en el caso de  $L=0.5$ , son tres veces inferiores a las del caso  $L=1.5$ , y a su vez, cinco veces más pequeñas que las del caso  $L=2$ . Dichas pérdidas, son aquellas simuladas durante el mes de Enero, en la que se puede apreciar la curva de la demanda durante el mes.



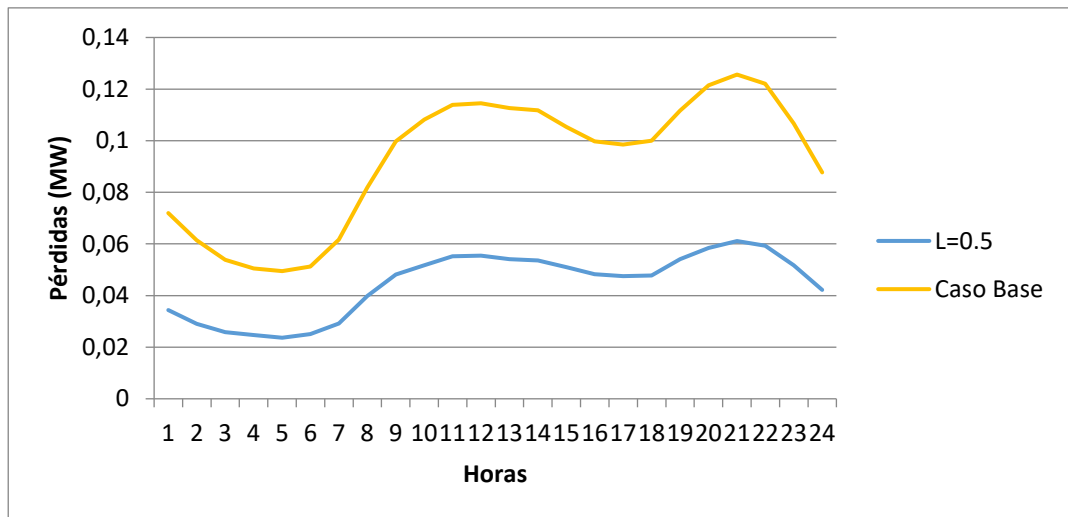
Gráfica 41. Pérdidas para distintas longitudes de red.

Para conseguir una comparación más clara, iremos caso por caso comparándolo con el escenario base. Por lo que en primer lugar, podemos ver la siguiente distribución de pérdidas durante el mes en la siguiente gráfica:



Gráfica 42. Pérdidas para la red con la mitad de longitud que la original.

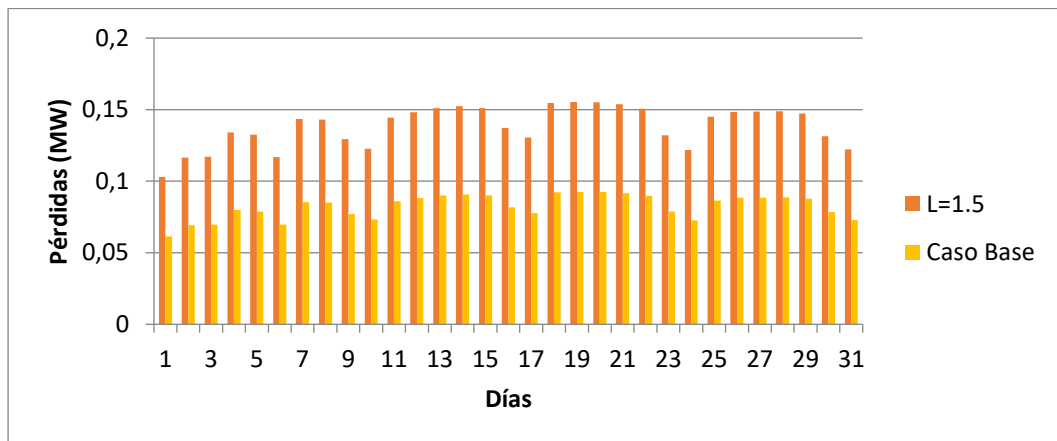
En la gráfica 17, vemos que al reducir la longitud de la red a la mitad obtenemos unas pérdidas significativamente inferiores. Esto se debe, como explicado anteriormente, a que reduce drásticamente la resistencia de la línea, por lo que no hay tanta disipación de calor. Este es el caso entre todos los estudiados en el que más reducción de pérdidas se consigue, sin embargo no es una medida fácil de aplicar, puesto que reducir a la mitad la longitud de la red no es fácil ya que se debe llevar la energía a todos los puntos de consumo, estén cerca o lejos.



Gráfica 43. Perfil de las pérdidas para una red con la mitad de longitud que la original.

En la gráfica X, vemos el perfil de las pérdidas durante el día 19 de Enero, y podemos observar que es prácticamente la mitad, la reducción que se ha alcanzado en la mayoría de las horas. También se ha conseguido un aplanamiento de la curva, lo que supone otro beneficio de cara al operador del sistema.

Para el caso de la longitud 1.5 veces la longitud de nuestro escenario base, de acuerdo a que se aumenta la longitud total de la red, obtendremos unas pérdidas más alta. Esto se debe, principalmente, a el aumento de la resistencia del sistema, y por consiguiente la mayor circulación de corriente por las líneas.

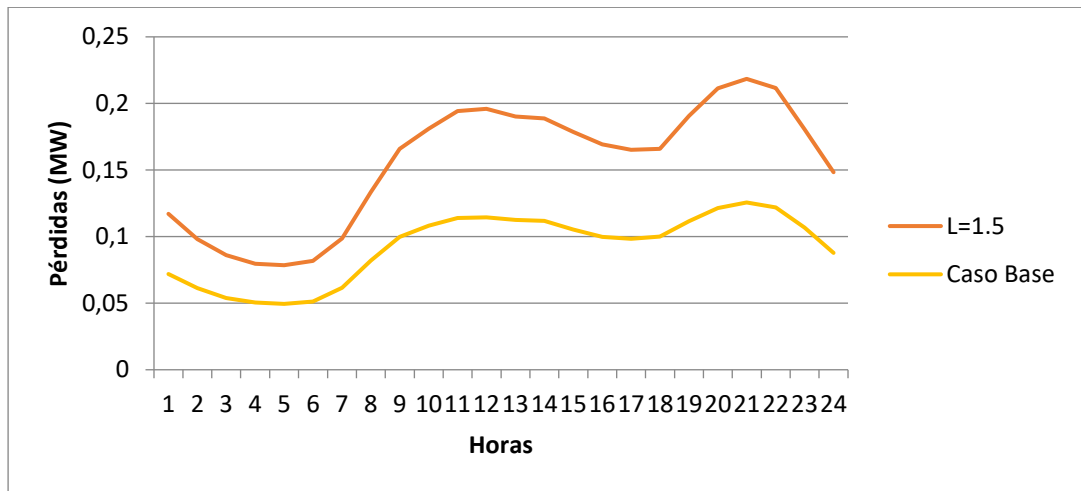


Gráfica 44. Pérdidas para una red de longitud 1.5 veces mayor que la original.

En la gráfica 18, se observa como las pérdidas para una longitud 1.5 veces mayor que la original las pérdidas aumentan. Por lo tanto, como es lógico, no conviene que la red sea muy extensa, puesto que las pérdidas aumentarán.

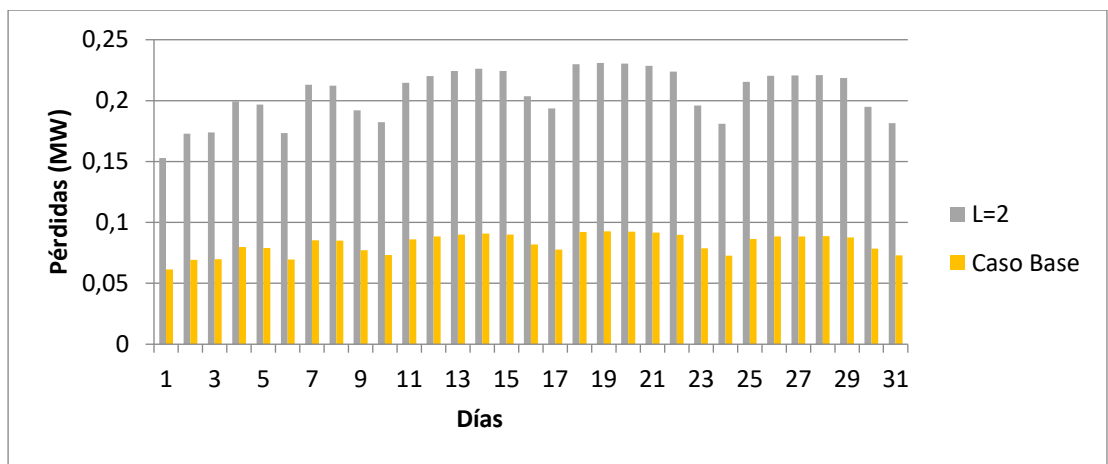
En cuanto al perfil de las pérdidas para este caso, podemos observar en la siguiente gráfica, que esta vez las pérdidas aumentan y además incrementan la variación de la curva, es decir, vuelven a la curva menos plana que anteriormente, perjudicando de

esta manera al operador del sistema, puesto que tendrá que hacer previsiones que será más complejas.



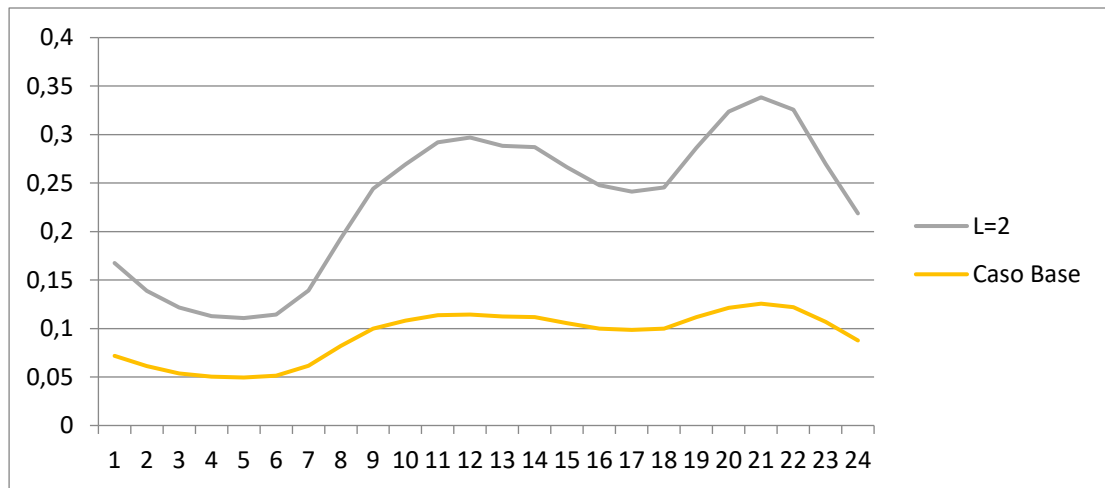
Gráfica 45. Perfil de pérdidas para una red de longitud 1.5 veces mayor que la original

Por último para el caso de que la longitud sea el doble que la original, obtendremos resultados similares al anterior, pero más acentuados, es decir, las pérdidas durante el mes serán mucho mayores que las del escenario base, y el perfil de las pérdidas será menos plano que antes. Se puede ver el resultado en las gráficas 20y 21.



Gráfica 46. Pérdidas para una red del doble de longitud que la original.





Gráfica 47. Perfil de pérdidas para una red del doble de longitud que la original.

#### 5.2.4. Factor de potencia

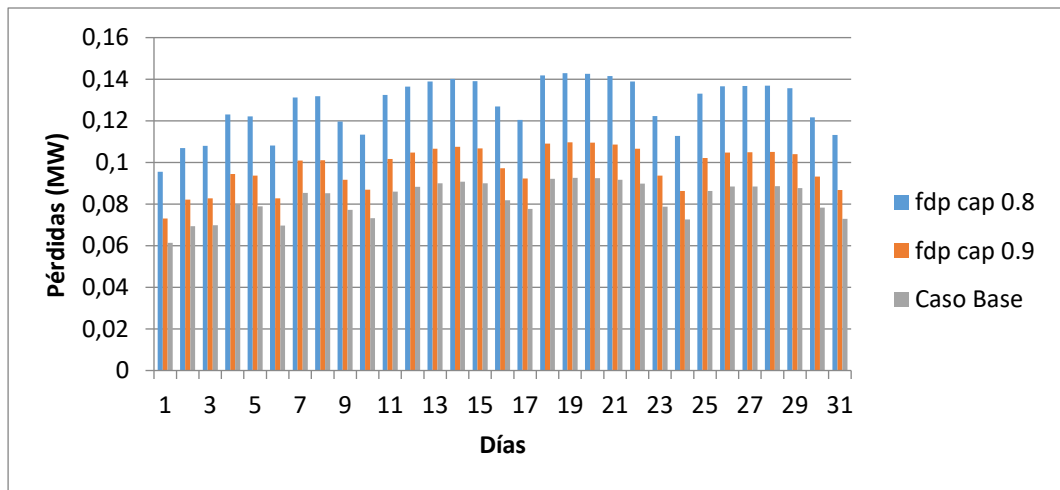
El factor de potencia representa la relación entre la potencia activa y la potencia aparente de la red. Da una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa. Puesto que las pérdidas técnicas dependen de la resistencia de la red, cuanto mayor sea el factor de potencia menor serán las pérdidas. Esto se debe a que cuando el factor de potencia no es la unidad, hay potencia reactiva. Esta potencia reactiva permite la circulación de corriente reactiva. Ambas corrientes circulan por los conductores, aumentando el esfuerzo térmico de éstos y por lo tanto aumentando las pérdidas.

La normativa vigente, propone incentivos a aquellos clientes que tengan un factor de potencia elevado, puesto que contribuyen a la reducción de las pérdidas en la red. También proponen penalizaciones a aquellos que tengan un factor de potencia bajo, por debajo de 0.8.

En las simulaciones de éste caso, se ve con un factor de potencia inductivo, tanto de 0.8 como de 0.9, la red queda saturada, puesto que no es el caso ideal y por las ramas la circulación de corriente es muy elevada.

Las simulaciones con un factor de potencia capacitivo, sí que no satura la red, pero se observa el aumento de pérdidas. Esto se debe a que cuando el factor de potencia es capacitivo, la red en vez de aportar potencia reactiva, la consume. Funciona como un banco de condensadores.

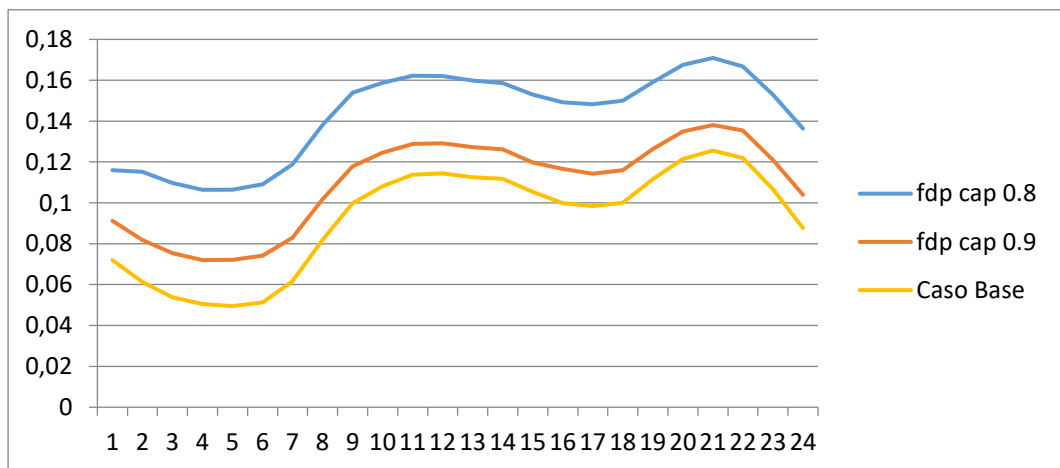
Comparando los resultados de las pérdidas que se obtienen para los casos de factor de potencia capacitivo 0.8 y 0.9 con los resultados de las pérdidas en el caso base, se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 48. Pérdidas para los distintos casos de factor de potencia de la red.

Podemos ver cómo cuanto más se aleje el factor de potencia de la unidad, mayores serán las pérdidas. Esto se debe a, como mencionado anteriormente, la circulación de la corriente aumenta por la presencia de la potencia reactiva. Esto favorece el calentamiento de los conductores y por tanto aumentan las pérdidas en las líneas. Se puede ver como para un factor de potencia capacitivo de 0.9 las pérdidas son menores que para un factor de potencia capacitivo de 0.8 puesto que se aproxima más a la unidad y la energía reactiva será menor.

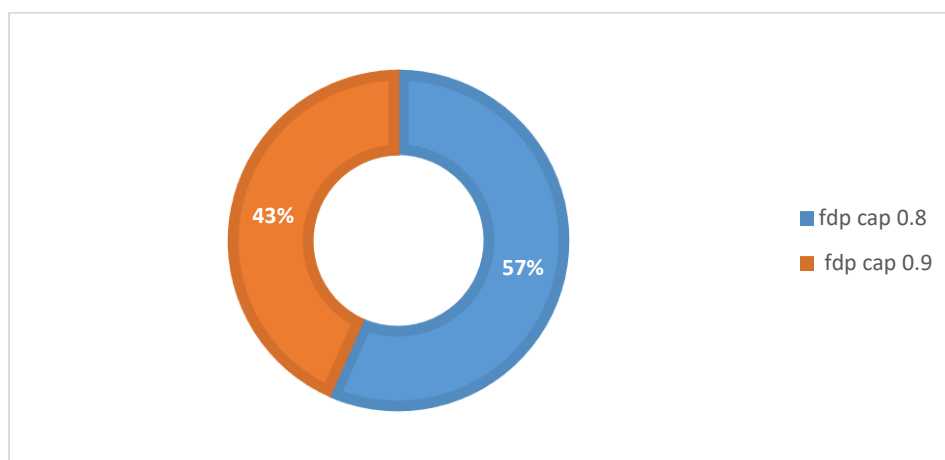
El perfil de las pérdidas para los tres casos durante el día, queda reflejado en la gráfica 23. Podemos ver que son de un perfil similar, solo que con un valor más alto de pérdidas conforme nos alejamos de la unidad.



Gráfica 49. Perfil de pérdidas para los distintos factores de potencia.

Vemos como a pesar de que sean mayores conforme nos alejamos de la unidad, el perfil se mantiene y ni se hace menos plano ni se aplana.

En un sistema eléctrico, las pérdidas que suponen un factor de potencia capacitivo de 0.8 son un 30 % más que las pérdidas que se producen en un sistema en el que el factor de potencia es capacitivo y de 0.9. Se observa en la gráfica X



Gráfica 50. Comparación de las pérdidas de los distintos valores de factor de potencia.

#### 5.2.5.DG

Esta medida es algo similar a la de la reconfiguración en la red, puesto que se necesitan muchos componentes para la implantación de ésta de manera total y óptima. Esto es, la generación en la red de distribución (DG), requiere, para que sea lo más eficiente posible, una serie de cambios e incorporaciones al sistema. Esta medida consiste en generar más directamente en la red de distribución. Actualmente, esto se está extendiendo cada vez más gracias a las energías renovables. La aportación de las energías renovables, por un lado ayudan a reducir las pérdidas, porque gran parte de estas están conectadas directamente a la red de distribución, pero por otro lado, no son siempre 100 % fiables, ya que no siempre están disponibles.

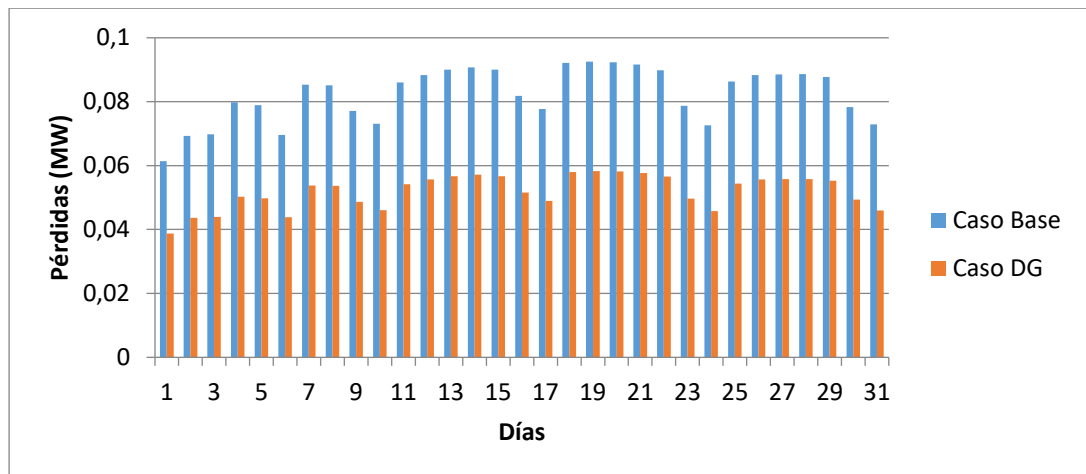
Para aplicar esta medida, sería necesario la incorporación de por ejemplo convertidores con funciones inteligentes, que permitan el control de aportación de esta generación, y por tanto poder controlar los flujos en función de la demanda.

Lo ideal sería que además de poder controlar el flujo de potencia, dirigiendo la corriente por donde más convenga, dotar a la red de grupos que almacenen la energía en las horas que no sea necesario su consumo. De este modo cuando lleguen las horas punta, se puede aprovechar dicha energía que no se había utilizado y emplearla. Esto además traería consigo un aplanamiento de la curva de la demanda, lo que facilitaría el trabajo del operador del sistema.

Otros beneficios que esta medida proporcionaría serían un mayor control de suministro, incluyendo la potencia reactiva, reduciendo, como mencionado anteriormente, el pico de consumo en las horas punta. Respecto a los beneficios para la operación de la red, como se ve en REF 51, los convertidores eficientes de DG pueden proporcionar una compensación de los armónicos, nivel de tensión y energía

reactiva del sistema. Para el caso del control total de la DG por parte del DSO, aparecería un coste importante referido a los componentes de comunicación entre la DG y el DSO.

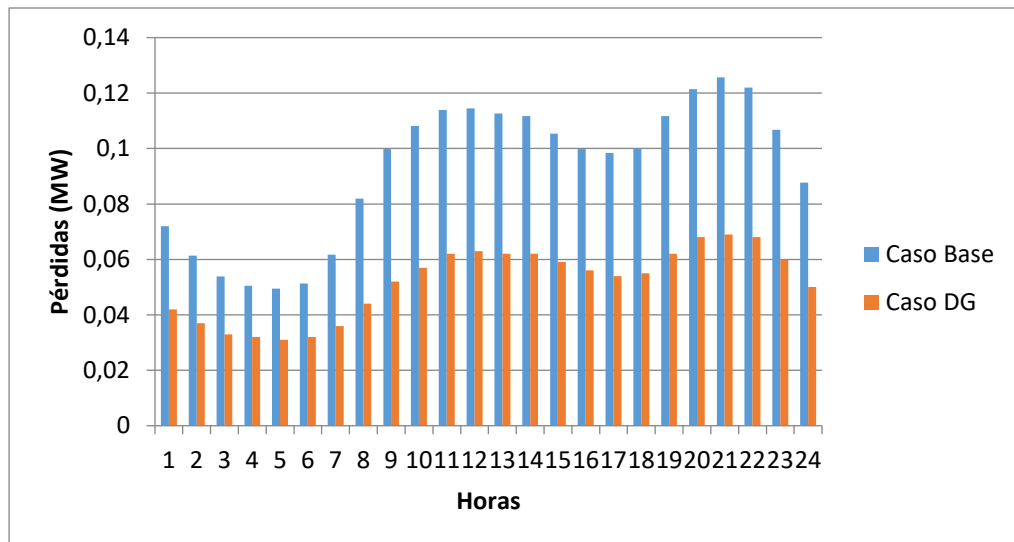
Para las simulaciones, debemos tener en cuenta que la DG supone conectar otro generador en nuestra red. Para ello en la matriz de la generación conectamos una nueva. En este hipotético caso, generará la mitad de la demanda. En la gráfica 25, podemos ver los resultados de la simulación con DG en comparación con los resultados del caso base.



Gráfica 51. Pérdidas para el aumento de penetración de DG.

Vemos que la reducción de las pérdidas es importante, cerca del 40% en algunos de los casos. La aportación de generación en la red de distribución es muy importante, no sólo por el tipo de generación que la realiza actualmente, sino porque se acerca mucho dicha generación a los puntos de consumo.

En la siguiente Gráfica, se pueden ver las pérdidas por hora durante el día en el que más demanda hubo (19 de Enero), comparando las pérdidas del escenario base, con las pérdidas una vez aplicada esta medida.



Gráfica 52. Perfil de pérdidas para el aumento de penetración de DG.

Podemos ver, como en la anterior gráfica, que el efecto de la generación en la red de distribución es muy efectivo, puesto que reduce mucho las pérdidas al liberar a las líneas, del exceso de transporte puesto que la generación se acerca a los puntos de consumo.

## 6. Conclusiones

Las pérdidas técnicas que se producen en una red de distribución representan una parte importante de las pérdidas totales de la red. Estas pérdidas son variables, es decir, se pueden tomar medidas para disminuir dichas pérdidas, aunque no sea tarea sencilla.

Tras numerosas simulaciones, sacamos en claro que existen varias medidas que satisfacen nuestro objetivo: la reducción de las pérdidas por efecto Joule.

En primer lugar, cuando se modifica la sección de los conductores, se modifica la capacidad de la línea. En otras palabras, se permite la circulación de una mayor cantidad de energía. Esto se transmite a que las líneas, para un idéntico flujo de potencias, tendrán menos pérdidas cuando las líneas tienen más capacidad, puesto que estarán menos cargadas. Pero el aumento de la sección supone una inversión mayor en conductores, traduciéndose en costes mayores. Por lo tanto, se puede decir que las pérdidas de una red de distribución se reducen conforme aumentemos la sección de los conductores, aunque haga falta una inversión mayor.

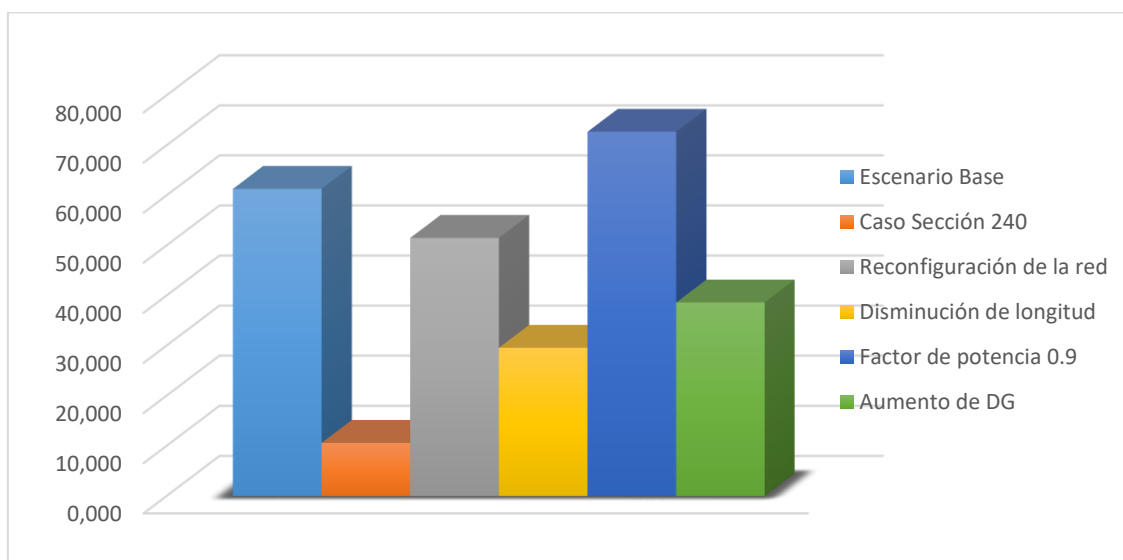
En segundo lugar, la reconfiguración de la red trae consigo la introducción de nuevos elementos en esta, como nuevas líneas, interruptores controlados, sistemas de telecomunicación entre componentes, etc. En resumen, la reconfiguración de la red trae consigo una serie de cambios necesarios, para que los caminos entre la generación y el consumo sean menores. El objetivo es reducir la distancia que recorre la energía por las líneas

para que se produzcan las menores pérdidas posibles. Con esta medida, hemos comprobado que las pérdidas se reducen en un 20 %.

En tercer lugar, el impacto que tiene la longitud en las pérdidas es el esperado. Cuanto más extensa sea nuestra red, mayor será la resistencia que presente. Por consiguiente mayores serán las pérdidas. Al contrario, cuanto menor sea la longitud de la red, menores serán las pérdidas. El problema para aplicar esta medida está en que no siempre es posible acortar la longitud de la red, puesto que la red debe llegar a todos los usuarios. En las simulaciones hemos observado que para nuestra red base, reduciendo la longitud a la mita, obtenemos una reducción en las pérdidas de más del 50%.

En cuarto lugar, hemos visto el impacto en las pérdidas causado por el factor de potencia. Cuando la red tiene un factor de potencia que no se la unidad (caso ideal), las pérdidas son mayores. Para los casos en los que el factor de potencia es bajo, las pérdidas son muy altas, de ahí que la normativa penalice a aquellos clientes que tengan un factor de potencia bajo. En las simulaciones hemos visto que las pérdidas obtenidas eran superiores a nuestro caso base, puesto que partíamos de un caso ideal.

Por último, la presencia de penetración de DG es importante para la red. Esta medida acerca la generación a los puntos de consumo, acortando la distancia entre ambos y permitiendo que el transporte de la energía sea menor. Como anteriormente dicho, cuanto menor sea la distancia que recorra la corriente, menores pérdidas se producirán. El problema viene cuando la generación en la red de distribución es muy alta, puesto que pueden aparecer flujos que se opongan al sentido habitual y crear desequilibrios, aumentando las pérdidas por la mayor circulación de corriente (FIGURA DG). En las simulaciones hemos visto que para un valor óptimo de DG las pérdidas se reducían cerca del 40%.



Gráfica 53. Comparación de pérdidas totales en los casos estudiados.

## 7. Estudio económico del proyecto.

En este apartado se expondrá la planificación temporal como la estimación del presupuesto del proyecto.

### 7.1. Planificación Temporal

La ilustración 5 recoge el diagrama de Gantt que detalla la planificación temporal que se ha seguido durante el proyecto.

El proyecto se inicia a mediados de febrero de 2017 y finaliza en Junio de 2017. En total, se estima una dedicación de 320 horas por parte del alumno. Se estiman 50 horas dedicadas por el tutor.

Se debe recalcar que la distribución de la dedicación temporal no es uniformemente a lo largo de todo el periodo. Se han invertido en los dos primeros meses 3 horas por día laborable, mientras que los siguientes dos meses y media se han invertido 4 horas por día laborable. Por lo tanto hace un total de 320 horas durante cuatro meses y medio.

Para la realización de este diagrama se han tenido en cuenta exclusivamente días laborables.

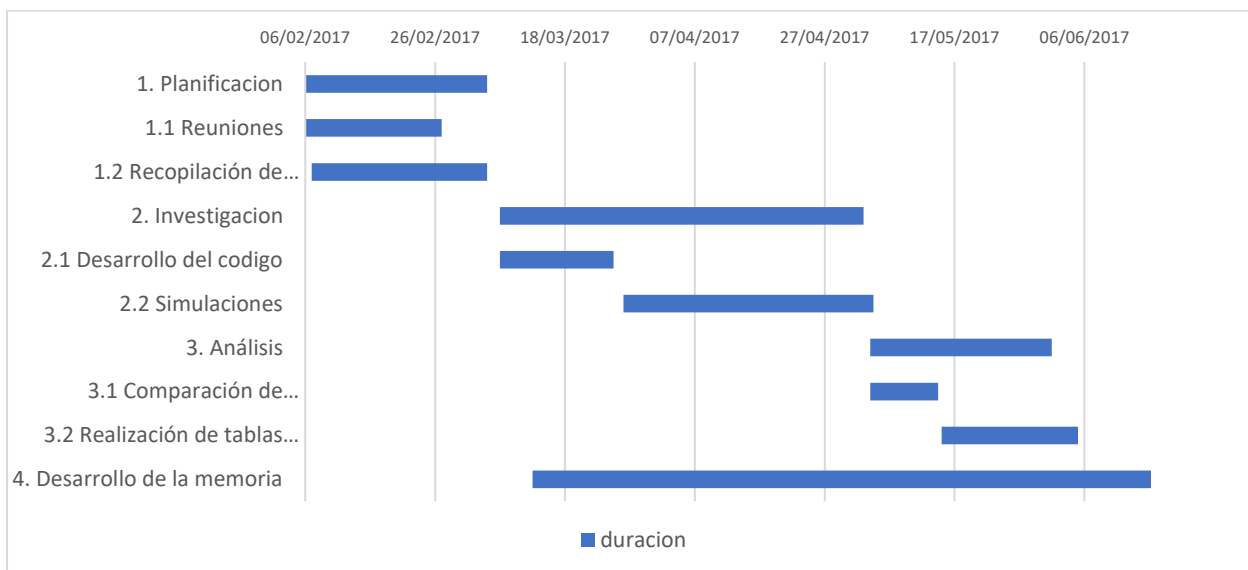


Ilustración 8. Diagrama de Gantt

### 7.2. Presupuesto económico

Para la elaboración de la parte del presupuesto asociada al personal, es necesaria una estimación de las horas invertidas por el alumno, así como por el tutor. Esta estimación se ha comentado en el apartado 7.1. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

También será necesaria una estimación de los salarios percibidos por alumno y el tutor. Para el tutor se ha estimado el salario de 35 €/hora. Para estimar el sueldo del alumno se ha supuesto que se percibe un salario por cada una de las 320 horas de 300 €/mes.

Este salario será igual a  $\frac{300 \frac{\text{€}}{\text{mes}} \times 4,5 \text{ meses}}{320 \text{ horas}} = 4,219 \text{ €/hora}$

Concepto	Horas	Precio unitario	Subtotal
Alumno	320	4,22 €	1.350,08 €
Tutor	50	35,00 €	1.750,00 €
<b>Total Personal Bruto</b>			<b>3.100,08 €</b>
IVA 21%			<b>651,02 €</b>
<b>Total personal bruto</b>			<b>3.751,10 €</b>

*Tabla 26. Presupuesto del proyecto.*



## 8. Bibliografía

- CEER (2015). The Future Role of DSOs. A CEER Public Consultation Paper. Technical Report Ref: C15-DSO-16-03, CEER.
- Ofgem (2015). OFGEM website.
- Ecofys (2013). Incentives to improve energy efficiency in EU grids. Technical Report Project number: DESNL13001, Ecofys by order of: European Copper Institute.
- Ministry of Industry (2015). Ministry of Industry, Energy and Tourism website; [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es).
- European Directive 1996/92/EC. Directive 1996/92/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of the European Union 30.1.1997.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.: Informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras eléctricas. INF/DE/005/16. Junio 2016.
- Usaola, J. 'Las redes de transporte y distribución', en Madrid. Agosto 2016
- Waide Strategic Efficiency, «PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers,» 2014.
- NRECA, Pinney et CRN, «Costs and Benefits of Smart Feeder Switching,» 2013.
- M. Clemence, R. Coccioni et A. Glatigny, «Schneider Electric White Paper: How Utility Electrical Distribution Networks can Save Energy in the Smart Grid Era,» Schneider Electric, 2013.
- D. Pinney, «Costs and Benefits of Smart Feeder Switching: Quantifying the operating value of SFS,» National Rural Electric Cooperative Association, for U.S. DOE/NETL, 2013.
- Western Power Distribution, «Losses Strategy,» 2015.
- F. R. D. A. Merschel et N. K. I. o. T. Mathias, «The AmpaCity Project,» *T&D World Magazine*, 23 Dec 2013.
- S. Abbott, B. Fox et D. Morrow, «Distribution Network Voltage Support Using Sensitivity-based Dispatch of Distributed Generation,» 2013.
- E. Coster, J. Myrzik, B. Kruimer et W. Kling, «Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids,» Proceedings of the IEEE, vol. 99, n° 11, pp. 28-39, 2011.
- E. Koliou, T. Eklund, L. Söder, C. Bartusch, K. Alvehag et R. Hakvoort, «Economic Impact of Demand Response on Costs to Distribution System Operators,» KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2013.
- MVV Energie AG, IWES, IBM, IFEU, IZES, Papendorf Software Engineering, Power Plus Communication AG, Universität Duisburg-Essen, «Modellstadt Mannheim,» 2013.

- B. Bergesen, L. Groth, B. Langseth, I. Magmussen, D. Spilde et J. Toutain, «Energy consumption 2012 - Household energy consumption,» Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2012.
- C. L. U. F. M. I. E. ECN, «Market and regulatory incentives for cost efficient integration of DG in the electricity system,» 2010.
- BMWi, «Verteilernetzstudie,» 2012.
- S. Kalambe et A. Ganga, «Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey,» Renewable and Sustainable Energy Reviews 29, pp. 184-200,2014.
- G. Papaefthymiou, P. Zonneveld, E. Coster et L. van der Sluis, «Calculation of grid losses with the aid of stochastic modeling of wind turbines and loads,» chez 16th Power Systems Computation Conference. Vol. 2, 2008.
- C. Bucher, «Analysis and Simulation of Distribution Grids with Photovoltaics,» ETH Zürich, Zürich, 2014.
- A. Nourai, V. Kogan et C. M. Schafer, «Load Leveling Reduces T&D Line losses,» 2007.
- KEMA , «Analysis of Insufficient Regulatory Incentives for Investments into Electric Networks. An Update.,» 2009.

## 9. Referencias

- [1] CEER (2015). The Future Role of DSOs. A CEER Public Consultation Paper. Technical Report Ref: C15-DSO-16-03, CEER.
- [2] Ofgem (2015). OFGEM website.
- [3] Ecofys (2013). Incentives to improve energy efficiency in eu grids. Technical Report Project number: DESNL13001, Ecofys by order of: European Copper Institute.
- [4] Ministry of Industry (2015). Ministry of Industry, Energy and Tourism website; [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es).
- [5] European Directive 1996/92/EC. Directive 1996/92/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of the European Union 30.1.1997.
- [6] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.: Informe sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras eléctricas. INF/DE/005/16. Junio 2016.
- [7] RD 889/2006
- [8] BOE número 224. *Acta de corrección de errores del Protocolo, establecido de conformidad con el artículo 34 del Tratado de la Unión Europea, que modifica, en lo relativo a la creación de un fichero de identificación de los expedientes de investigación aduanera, el Convenio relativo a la utilización de la tecnología de la información a efectos aduaneros.* Septiembre 2007
- [9] Usaola, J. ‘Las redes de transporte y distribución’, en Madrid. Agosto 2016
- [10] NRECA, Pinney et CRN, «Costs and Benefits of Smart Feeder Switching,» 2013.
- [11] M. Clemence, R. Coccioni et A. Glatigny, «Schneider Electric White Paper: How Utility Electrical Distribution Networks can Save Energy in the Smart Grid Era,» Schneider Electric, 2013.
- [12] D. Pinney, «Costs and Benefits of Smart Feeder Switching: Quantifying the operating value of SFS,» National Rural Electric Cooperative Association, for U.S. DOE/NETL, 2013.
- [13] Western Power Distribution, «Losses Strategy,» 2015.
- [14] F. R. D. A. Merschel et N. K. I. o. T. Mathias, «The AmpaCity Project,» *T&D World Magazine*, 23 Dec 2013.
- [15] S. Abbott, B. Fox et D. Morrow, «Distribution Network Voltage Support Using Sensitivity-based Dispatch of Distributed Generation,» 2013.
- [16] E. Coster, J. Myrzik, B. Kruimer et W. Kling, «Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, n° 11, pp. 28-39, 2011.
- [17] E. Koliou, T. Eklund, L. Söder, C. Bartusch, K. Alvehag et R. Hakvoort, «Economic Impact of Demand Response on Costs to Distribution System Operators,» KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2013.
- [18] MVV Energie AG, IWES, IBM, IFEU, IZES, Papendorf Software Engineering, Power Plus Communication AG, Universität Duisburg-Essen, «Modellstadt Mannheim,» 2013.
- [19] B. Bergesen, L. Groth, B. Langseth, I. Magmussen, D. Spilde et J. Toutain, «Energy consumption 2012 - Household energy consumption,» Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2012.

- [20] C. L. U. F. M. I. E. ECN, «Market and regulatory incentives for cost efficient integration of DG in the electricity system,» 2010.
- [21] BMWi, «Verteilernetzstudie,» 2012.
- [22] S. Kalambe et A. Ganga, «Loss minimization techniques used in distribution network: bibliographical survey,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, pp. 184-200,2014.
- [23] G. Papaefthymiou, P. Zonneveld, E. Coster et L. van der Sluis, «Calculation of grid losses with the aid of stochastic modeling of wind turbines and loads,» *16th Power Systems Computation Conference. Vol. 2*, 2008.
- [24] C. Bucher, «Analysis and Simulation of Distribution Grids with Photovoltaics,» ETH Zürich, Zürich, 2014.

# 10. Anexos

## 10.1. Anexo A. Código de simulación para el escenario base.

```
function mpc = modelRED_1
%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus=[
1001 1 0.0152 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7004 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9001 1 0.0415 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9002 1 0.0461 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9003 1 0.0461 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9004 1 0.0593 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9005 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10001 1 0.0173 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10002 1 0.0173 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10003 1 0.0239 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10004 1 0.1869 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10005 1 0.163 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10006 1 0.163 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10007 1 0.08 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10008 1 0.05 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10009 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10010 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11001 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11002 1 0.0416 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11003 1 0.0504 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11004 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12001 1 0.0495 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12002 1 0.07342 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12003 1 0.08002 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12004 1 0.08662 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12005 1 0.06682 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12006 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
```

```

13001 1 0.00346 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13002 1 0.03846 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13003 1 0.03846 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13004 1 0.05496 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13005 1 0.06156 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13006 1 0.09041 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13007 1 0.07195 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13008 1 0.07195 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13009 1 0.04176 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13010 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13011 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14001 1 0.03117 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14002 1 0.00693 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14003 1 0.03275 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14004 1 0.06392 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14005 1 0.02424 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14006 1 0.00575 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14007 1 0.027 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14008 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15001 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15002 1 0.00346 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15003 1 0.03316 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];
%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 2.6105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142 3.7552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414 2.0175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747 3.5587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341 1.7236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565 1.3312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206 7.3983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608 1.3692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285 6.0905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827 1.4864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 6.059 2.2059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 1.787 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

6003 6004 0.1442 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
6005 6007 10.7712 3.9216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
7001 7002 0.36436 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
7002 7003 0.53045 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
7003 7004 3.6565 1.3312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
9001 9002 0.75061 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
9002 9003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
9003 9004 1.4677 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
9004 9005 9.9987 3.6403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10001 10002 1.2875 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10002 10003 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10003 10004 1.684 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10004 10005 2.8505 1.0378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10005 10006 4.7792 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10006 10008 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10006 10007 3.0024 1.0931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10007 10009 1.7175 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
10004 10010 10.6991 3.8953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
11001 11002 2.6793 0.97547 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
11002 11003 1.8566 0.67594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
11003 11004 15.3599 5.5922 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
12001 12005 1.3931 0.50719 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
12002 12003 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
12003 12004 1.6931 0.61641 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
12004 12006 18.2439 6.6422 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
12005 12002 0.64375 0.23437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13001 13002 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13002 13003 1.7214 0.62672 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13003 13009 0.8343 0.30375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13003 13010 0.55234 0.20109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13004 13005 2.1887 0.79687 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13005 13007 1.6737 0.60937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13006 13011 3.2728 1.1916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13007 13008 0.92829 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13008 13006 0.92829 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
13009 13004 0.53045 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14001 14004 2.7372 0.99656 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14001 14005 0.42487 0.15469 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14002 14001 2.0175 0.73453 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14003 14006 1.7471 0.63609 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14004 14003 4.6208 1.6823 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14003 14007 0.23561 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
14004 14008 3.2728 1.1916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
15001 15002 4.9208 1.7916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
15002 15003 1.5411 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
15003 15004 10.0476 3.6581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
16001 16002 1.151 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
16002 16003 2.3638 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
16003 16004 16.0191 5.8322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18001 18002 4.1226 1.5009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18002 18005 5.047 1.8375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18003 18004 3.0694 1.1175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18004 18002 0.16351 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18001 18009 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18001 18007 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18005 18006 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18006 18010 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18007 18008 0.5459 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
18008 18011 0.75061 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19001 19008 4.756 1.7316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19002 19009 1.5913 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19003 19002 1.7999 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19002 19010 0.043775 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19004 19007 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19005 19004 1.2218 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19001 19005 3.0269 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19006 19001 2.5982 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
19007 19003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
20001 20002 18.7885 6.8405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;  
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;

```

2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];
%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.2. Anexo B. Código de simulación para los casos de estudio.

```

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9001 1 0.0415*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9002 1 0.0461*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9003 1 0.0461*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9004 1 0.0593*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9005 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10001 1 0.0173*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10002 1 0.0173*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10003 1 0.0239*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10004 1 0.1869*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10005 1 0.163*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10006 1 0.163*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```



```

10007 1 0.08*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10008 1 0.05*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10009 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11002 1 0.0416*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11003 1 0.0504*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12001 1 0.0495*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12002 1 0.07342*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12003 1 0.08002*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12004 1 0.08662*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12005 1 0.06682*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13001 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13002 1 0.03846*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13003 1 0.03846*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13004 1 0.05496*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13005 1 0.06156*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13006 1 0.09041*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13007 1 0.07195*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13008 1 0.07195*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13009 1 0.04176*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13011 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14001 1 0.03117*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14003 1 0.03275*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14004 1 0.06392*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14005 1 0.02424*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14006 1 0.00575*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14007 1 0.027*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14008 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15002 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15003 1 0.03316*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 2.6105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

2002 2003 10.3142 3.7552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 3001 3002 5.5414 2.0175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 3002 3003 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 3003 3004 9.7747 3.5587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 3004 3005 4.7341 1.7236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 3005 3006 3.6565 1.3312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 4001 4004 20.3206 7.3983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 4002 4003 3.7608 1.3692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 4003 4004 16.7285 6.0905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 5001 5002 4.0827 1.4864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 5002 5003 6.059 2.2059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6001 6002 1.5926 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6002 6004 1.0364 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6003 6006 0.2884 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6004 6005 1.787 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6003 6004 0.1442 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 6005 6007 10.7712 3.9216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 7001 7002 0.36436 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 7002 7003 0.53045 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 7003 7004 3.6565 1.3312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 9001 9002 0.75061 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 9002 9003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 9003 9004 1.4677 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 9004 9005 9.9987 3.6403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10001 10002 1.2875 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10002 10003 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10003 10004 1.684 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10004 10005 2.8505 1.0378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10005 10006 4.7792 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10006 10008 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10006 10007 3.0024 1.0931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10007 10009 1.7175 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 10004 10010 10.6991 3.8953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 11001 11002 2.6793 0.97547 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 11002 11003 1.8566 0.67594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 11003 11004 15.3599 5.5922 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 12001 12005 1.3931 0.50719 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 12002 12003 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 12003 12004 1.6931 0.61641 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 12004 12006 18.2439 6.6422 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 12005 12002 0.64375 0.23437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13001 13002 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13002 13003 1.7214 0.62672 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13003 13009 0.8343 0.30375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13003 13010 0.55234 0.20109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13004 13005 2.1887 0.79687 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13005 13007 1.6737 0.60937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13006 13011 3.2728 1.1916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13007 13008 0.92829 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13008 13006 0.92829 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 13009 13004 0.53045 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14001 14004 2.7372 0.99656 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14001 14005 0.42487 0.15469 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14002 14001 2.0175 0.73453 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14003 14006 1.7471 0.63609 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14004 14003 4.6208 1.6823 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14003 14007 0.23561 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 14004 14008 3.2728 1.1916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 15001 15002 4.9208 1.7916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 15002 15003 1.5411 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 15003 15004 10.0476 3.6581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 16001 16002 1.151 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 16002 16003 2.3638 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 16003 16004 16.0191 5.8322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18001 18002 4.1226 1.5009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18002 18005 5.047 1.8375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18003 18004 3.0694 1.1175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18004 18002 0.16351 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18001 18009 1.572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18001 18007 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18005 18006 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18006 18010 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18007 18008 0.5459 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 18008 18011 0.75061 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;  
 19001 19008 4.756 1.7316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

19002 19009 1.5913 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 1.7999 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.043775 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 1.2218 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 3.0269 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 2.5982 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 18.7885 6.8405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];
%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

### 10.3. Anexo C. Código de simulación para la sección 50 mm<sup>2</sup>.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus=[
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;

```

6006	1	0.015*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6007	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7001	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7002	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7003	1	0.01559*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7004	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9001	1	0.0415*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9002	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9003	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9004	1	0.0593*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9005	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10001	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10002	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10003	1	0.0239*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10004	1	0.1869*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10005	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10006	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10007	1	0.08*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10008	1	0.05*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10009	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10010	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11001	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11002	1	0.0416*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11003	1	0.0504*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11004	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12001	1	0.0495*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12002	1	0.07342*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12003	1	0.08002*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12004	1	0.08662*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12005	1	0.06682*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12006	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13001	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13002	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13003	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13004	1	0.05496*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13005	1	0.06156*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13006	1	0.09041*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13007	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13008	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13009	1	0.04176*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13010	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13011	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14001	1	0.03117*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14003	1	0.03275*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14004	1	0.06392*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14005	1	0.02424*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14006	1	0.00575*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14007	1	0.027*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14008	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15001	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15002	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15003	1	0.03316*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15004	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16001	1	0.06695*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16002	1	0.09225*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16003	1	0.11755*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16004	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18001	1	0.04009*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18002	1	0.09179*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18003	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18004	1	0.13188*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18005	1	0.03679*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18006	1	0.01699*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18007	1	0.03019*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18008	1	0.01699*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18009	1	0.0099*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18010	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18011	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19001	1	0.05329*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19002	1	0.0198*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19003	1	0.0264*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19004	1	0.0429*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19005	1	0.0429*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
19006	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;

```

19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 0.8397 0.57234 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 3.8300 26.105 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 0.8810 0.60047 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 5.5095 37.552 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 2.9600 20.175 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 0.8810 0.60047 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 5.2213 35.587 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 2.5288 17.236 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 1.9532 13.312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 10.8546 73.983 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 2.0089 13.692 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 8.9358 60.905 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 2.1808 14.864 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.3237 22.059 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 0.8507 0.57984 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 0.5536 0.37734 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.1541 0.105 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.0955 0.65062 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.0770 0.0525 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 5.7536 39.216 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.1946 0.13266 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.2833 0.19312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 1.9532 13.312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.4010 0.27328 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.4347 0.29625 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 0.7840 0.53437 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 5.3410 36.403 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 0.6877 0.46875 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 0.5914 0.40312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.0900 0.61312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 1.5226 10.378 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 2.5529 1.74 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 0.6341 0.43219 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 1.6038 10.931 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 0.9174 0.62531 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 5.7151 38.953 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11001 11002 1.4312 0.97547 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11002 11003 0.9917 0.67594 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11003 11004 8.2047 55.922 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12001 12005 0.7441 0.50719 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12002 12003 0.0840 0.57234 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12003 12004 0.9044 0.61641 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12004 12006 9.7453 66.422 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12005 12002 0.3439 0.23437 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13001 13002 0.6341 0.43219 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13002 13003 0.9195 0.62672 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13009 0.4457 0.30375 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13010 0.2950 0.20109 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13004 13005 1.1691 0.79687 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13005 13007 0.8940 0.60937 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13006 13011 1.7482 11.916 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13007 13008 0.1805 0.33797 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13008 13006 0.1805 0.33797 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13009 13004 0.2833 0.19312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14004 1.4621 0.99656 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14005 0.2270 0.15469 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14002 14001 1.0777 0.73453 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14006 0.9332 0.63609 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14003 2.4683 16.823 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

```

14003 14007 0.1259 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14008 1.7482 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15001 15002 2.6285 17.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15002 15003 0.8232 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15003 15004 5.3671 36.581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16001 16002 0.0615 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16002 16003 1.2627 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16003 16004 8.5569 58.322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18002 2.2022 15.009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18002 18005 0.2696 18.375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18003 18004 1.6396 11.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18004 18002 0.0873 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18009 0.0840 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18007 0.5914 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18005 18006 0.6341 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18006 18010 0.5914 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18007 18008 0.2916 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18008 18011 0.4010 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19008 0.2540 17.316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19009 0.8500 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 0.9614 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.0234 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 0.6341 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 0.6526 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 1.6169 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 1.3879 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.4347 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 10.0362 68.405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

#### 10.4. Anexo D. Código de simulación para la sección 95 mm<sup>2</sup>.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;

```

1002	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
1003	1	0.0152*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
2001	1	0.0052*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
2002	1	0.0052*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
2003	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
3001	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3003	1	0.02425*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3004	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3005	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3006	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
4001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
4002	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4003	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
5001	1	0.03046*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5002	1	0.04432*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5003	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
6001	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6002	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6003	1	0.02539*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6004	1	0.0531*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6005	1	0.06349*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6006	1	0.015*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6007	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
7001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
7002	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7003	1	0.01559*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
9001	1	0.0415*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9002	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9003	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9004	1	0.0593*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9005	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10001	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10002	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10003	1	0.0239*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10004	1	0.1869*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10005	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10006	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10007	1	0.08*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10008	1	0.05*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10009	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10010	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11002	1	0.0416*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11003	1	0.0504*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12001	1	0.0495*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12002	1	0.07342*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12003	1	0.08002*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12004	1	0.08662*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12005	1	0.06682*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12006	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13001	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13002	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13003	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13004	1	0.05496*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13005	1	0.06156*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13006	1	0.09041*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13007	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13008	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13009	1	0.04176*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13010	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13011	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14001	1	0.03117*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14003	1	0.03275*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14004	1	0.06392*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14005	1	0.02424*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14006	1	0.00575*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14007	1	0.027*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14008	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15002	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;

```

15003 1 0.03316*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 0.4192 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 1.9120 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 0.4398 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 2.7505 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 1.4777 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 0.4398 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 2.6066 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 1.2624 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 0.9751 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 5.4188 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 1.0029 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 4.4609 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 1.0887 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.1616 22.059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 0.4247 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 0.2764 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.0769 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.0477 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.0385 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 2.8723 39.216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.0972 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.1415 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 0.9751 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.2002 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.2170 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 0.3914 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 2.6663 36.403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 0.3433 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 0.2953 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.0449 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 0.7601 10.378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 1.2745 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 0.3166 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 0.8006 10.931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 0.4580 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 2.8531 38.953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```



11001	11002	0.7145	0.97547	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11002	11003	0.4951	0.67594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11003	11004	4.0960	55.922	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12001	12005	0.3715	0.50719	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12002	12003	0.0419	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12003	12004	0.4515	0.61641	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12004	12006	4.8650	66.422	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12005	12002	0.1717	0.23437	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13001	13002	0.3166	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13002	13003	0.4590	0.62672	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13009	0.2225	0.30375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13010	0.1473	0.20109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13004	13005	0.5837	0.79687	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13005	13007	0.4463	0.60937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13006	13011	0.8727	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13007	13008	0.0901	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13008	13006	0.0901	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13009	13004	0.1415	0.19312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14004	0.7299	0.99656	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14005	0.1133	0.15469	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14002	14001	0.5380	0.73453	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14006	0.4659	0.63609	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14003	1.2322	16.823	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14007	0.0628	0.085781	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14008	0.8727	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15001	15002	1.3122	17.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15002	15003	0.4110	0.56109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15003	15004	2.6794	36.581	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16001	16002	0.0307	0.41906	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16002	16003	0.6303	0.86062	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16003	16004	4.2718	58.322	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18002	1.0994	15.009	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18002	18005	0.1346	18.375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18003	18004	0.8185	11.175	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18004	18002	0.0436	0.059531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18009	0.0419	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18007	0.2953	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18005	18006	0.3166	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18006	18010	0.2953	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18007	18008	0.1456	0.19875	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18008	18011	0.2002	0.27328	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19008	0.1268	17.316	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19009	0.4243	0.57937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19003	19002	0.4800	0.65531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19010	0.0117	0.015938	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19004	19007	0.3166	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19005	19004	0.3258	0.44484	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19005	0.8072	1.102	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19006	19001	0.6929	0.94594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19007	19003	0.2170	0.29625	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
20001	20002	5.0103	68.405	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
2	1002	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	2003	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	3006	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	4004	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	5003	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	6007	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	7004	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	9005	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	10010	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	11004	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	12006	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	13011	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	14008	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	15004	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	16004	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	18003	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	19006	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
2	20002	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		
1	2	0	0.0001	0	0.6	0	0	1	0	1	-360	360;

];

```

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.5. Anexo E. Código de simulación para la sección 240 mm<sup>2</sup>.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus=[
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9001 1 0.0415*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9002 1 0.0461*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9003 1 0.0461*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9004 1 0.0593*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9005 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10001 1 0.0173*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10002 1 0.0173*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10003 1 0.0239*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10004 1 0.1869*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10005 1 0.163*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10006 1 0.163*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10007 1 0.08*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10008 1 0.05*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10009 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11002 1 0.0416*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11003 1 0.0504*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12001 1 0.0495*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12002 1 0.07342*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12003 1 0.08002*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12004 1 0.08662*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;

```

```

12005 1 0.06682*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13001 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13002 1 0.03846*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13003 1 0.03846*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13004 1 0.05496*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13005 1 0.06156*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13006 1 0.09041*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13007 1 0.07195*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13008 1 0.07195*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13009 1 0.04176*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13011 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14001 1 0.03117*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14003 1 0.03275*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14004 1 0.06392*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14005 1 0.02424*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14006 1 0.00575*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14007 1 0.027*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14008 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15002 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15003 1 0.03316*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 0.1638 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 0.7469 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 0.1718 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 1.0744 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 0.5772 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 0.1718 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 1.0182 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 0.4931 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 0.3809 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 2.1167 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 0.3918 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 1.7426 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 0.4253 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

5002	5003	0.0631	22.059	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6001	6002	0.1659	0.57984	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6002	6004	0.1080	0.37734	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6003	6006	0.0300	0.105	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6004	6005	0.0186	0.65062	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6003	6004	0.0150	0.0525	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6005	6007	1.1220	39.216	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7001	7002	0.0380	0.13266	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7002	7003	0.0553	0.19312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7003	7004	0.3809	13.312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9001	9002	0.0782	0.27328	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9002	9003	0.0848	0.29625	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9003	9004	0.1529	0.53437	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9004	9005	1.0415	36.403	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10001	10002	0.1341	0.46875	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10002	10003	0.1153	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10003	10004	0.0175	0.61312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10004	10005	0.2969	10.378	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10005	10006	0.4978	1.74	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10006	10008	0.1237	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10006	10007	0.3128	10.931	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10007	10009	0.1789	0.62531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10004	10010	1.1145	38.953	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11001	11002	0.2791	0.97547	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11002	11003	0.1934	0.67594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11003	11004	1.6000	55.922	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12001	12005	0.1451	0.50719	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12002	12003	0.0164	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12003	12004	0.1764	0.61641	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12004	12006	1.9004	66.422	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12005	12002	0.0671	0.23437	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13001	13002	0.1237	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13002	13003	0.1793	0.62672	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13009	0.0869	0.30375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13010	0.0575	0.20109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13004	13005	0.2280	0.79687	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13005	13007	0.1743	0.60937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13006	13011	0.3409	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13007	13008	0.0352	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13008	13006	0.0352	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13009	13004	0.0553	0.19312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14004	0.2851	0.99656	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14005	0.0443	0.15469	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14002	14001	0.2102	0.73453	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14006	0.1820	0.63609	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14003	0.4813	16.823	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14007	0.0245	0.085781	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14008	0.3409	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15001	15002	0.5126	17.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15002	15003	0.1605	0.56109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15003	15004	1.0466	36.581	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16001	16002	0.0120	0.41906	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16002	16003	0.2462	0.86062	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16003	16004	1.6687	58.322	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18002	0.4294	15.009	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18002	18005	0.0526	18.375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18003	18004	0.3197	11.175	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18004	18002	0.0170	0.059531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18009	0.0164	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18007	0.1153	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18005	18006	0.1237	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18006	18010	0.1153	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18007	18008	0.0569	0.19875	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18008	18011	0.0782	0.27328	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19008	0.0495	17.316	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19009	0.1658	0.57937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19003	19002	0.1875	0.65531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19010	0.0046	0.015938	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19004	19007	0.1237	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19005	19004	0.1273	0.44484	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19005	0.3153	1.102	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19006	19001	0.2706	0.94594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19007	19003	0.0848	0.29625	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
20001	20002	1.9571	68.405	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
2	1002	0	0.0001	0	0	0	0	1	-360	360;		

```

2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.6. Anexo F. Código de simulación para la reconfiguración de la red.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

7004	1	0*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
9001	1	0.0415*k	0	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9002	1	0.0461*k	0	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9003	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
9004	1	0.0593*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
9005	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
10001	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10002	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10003	1	0.0239*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10004	1	0.1869*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10005	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10006	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10007	1	0.08*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10008	1	0.05*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10009	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
10010	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
11001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
11002	1	0.0416*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11003	1	0.0504*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
12001	1	0.0495*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12002	1	0.07342*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12003	1	0.08002*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12004	1	0.08662*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12005	1	0.06682*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12006	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
13001	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13002	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13003	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13004	1	0.05496*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13005	1	0.06156*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13006	1	0.09041*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13007	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13008	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13009	1	0.04176*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13010	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
13011	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
14001	1	0.03117*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14003	1	0.03275*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14004	1	0.06392*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14005	1	0.02424*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14006	1	0.00575*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14007	1	0.027*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14008	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
15001	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
15002	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15003	1	0.03316*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
16001	1	0.06695*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
16002	1	0.09225*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
16003	1	0.11755*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
16004	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
18001	1	0.04009*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18002	1	0.09179*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18003	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
18004	1	0.13188*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18005	1	0.03679*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18006	1	0.01699*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18007	1	0.03019*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18008	1	0.01699*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18009	1	0.0099*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18010	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18011	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19001	1	0.05329*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19002	1	0.0198*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19003	1	0.0264*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19004	1	0.0429*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19005	1	0.0429*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19006	1	0*k	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;		
19007	1	0.0363*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19008	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19009	1	0.0132*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
19010	1	0.0066*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
20001	1	0.15*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	

```

20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.5720 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.6059 22.059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.1787 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.1442 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 10.7712 39.216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.3644 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.5305 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 3.6565 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.7506 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 1.4677 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 9.9987 36.403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 1.2875 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.1684 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 2.8505 10.378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 4.7792 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 3.0024 10.931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 1.7175 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 10.6991 38.953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11001 11002 2.6793 0.97547 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11002 11003 1.8566 0.67594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11003 11004 15.3599 55.922 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12001 12005 1.3931 0.50719 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12002 12003 0.1572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12003 12004 1.6931 0.61641 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12004 12006 18.2439 66.422 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12005 12002 0.6438 0.23437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13001 13002 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13002 13003 1.7214 0.62672 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13009 0.8343 0.30375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13010 0.5523 0.20109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13004 13005 2.1887 0.79687 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13005 13007 1.6737 0.60937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13006 13011 3.2728 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13007 13008 0.3380 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13008 13006 0.3380 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13009 13004 0.5305 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14004 2.7372 0.99656 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14005 0.4249 0.15469 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14002 14001 2.0175 0.73453 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14006 1.7471 0.63609 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14003 4.6208 16.823 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14007 0.2356 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14008 3.2728 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15001 15002 4.9208 17.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15002 15003 1.5411 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15003 15004 10.0476 36.581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

```

16001 16002 0.1151 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16002 16003 2.3638 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16003 16004 16.0191 58.322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18002 4.1226 15.009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18002 18005 0.5047 18.375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18003 18004 3.0694 11.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18004 18002 0.1635 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18009 0.1572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18007 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18005 18006 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18006 18010 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18007 18008 0.5459 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18008 18011 0.7506 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19008 0.4756 17.316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19009 1.5913 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 1.7999 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.0438 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 1.2218 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 3.0269 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 2.5982 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 18.7885 68.405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10009 9001 0 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.7. Anexo G. Código de simulación para la variación de longitud.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
l=0.5 %l=1.5 %l=2
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```



2002	1	0.0052*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
2003	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
3001	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3003	1	0.02425*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3004	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3005	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
3006	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
4001	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
4002	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4003	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4004	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
5001	1	0.03046*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5002	1	0.04432*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5003	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
6001	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6002	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6003	1	0.02539*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6004	1	0.0531*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6005	1	0.06349*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6006	1	0.015*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
6007	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
7001	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
7002	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7003	1	0.01559*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7004	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
9001	1	0.0415*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9002	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9003	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9004	1	0.0593*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9005	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
10001	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10002	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10003	1	0.0239*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10004	1	0.1869*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10005	1	0.163*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
10006	1	0.163*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
10007	1	0.08*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
10008	1	0.05*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
10009	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
10010	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
11001	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
11002	1	0.0416*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11003	1	0.0504*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11004	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
12001	1	0.0495*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12002	1	0.07342*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12003	1	0.08002*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12004	1	0.08662*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12005	1	0.06682*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12006	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
13001	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13002	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13003	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13004	1	0.05496*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13005	1	0.06156*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13006	1	0.09041*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13007	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13008	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13009	1	0.04176*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13010	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
13011	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
14001	1	0.03117*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14003	1	0.03275*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14004	1	0.06392*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14005	1	0.02424*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14006	1	0.00575*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14007	1	0.027*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;
14008	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
15001	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
15002	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15003	1	0.03316*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15004	1	0*k 0	0	1	1	0	0.4	1	1.05		0.95;	
16001	1	0.06695*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;

```

16002 1 0.09225*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.5720*1 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701*1 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493*1 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142*1 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414*1 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493*1 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747*1 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341*1 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565*1 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206*1 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608*1 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285*1 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827*1 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.6059*1 22.059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926*1 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364*1 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884*1 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.1787*1 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.1442*1 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 10.7712*1 39.216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.3644*1 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.5305*1 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 3.6565*1 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.7506*1 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.8137*1 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 1.4677*1 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 9.9987*1 36.403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 1.2875*1 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 1.1072*1 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.1684*1 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 2.8505*1 10.378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 4.7792*1 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 1.1871*1 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 3.0024*1 10.931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 1.7175*1 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 10.6991*1 38.953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11001 11002 2.6793*1 0.97547 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11002 11003 1.8566*1 0.67594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11003 11004 15.3599*1 55.922 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

```

12001 12005 1.3931*1 0.50719 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12002 12003 0.1572*1 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12003 12004 1.6931*1 0.61641 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12004 12006 18.2439*1 66.422 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12005 12002 0.6438*1 0.23437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13001 13002 1.1871*1 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13002 13003 1.7214*1 0.62672 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13009 0.8343*1 0.30375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13010 0.5523*1 0.20109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13004 13005 2.1887*1 0.79687 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13005 13007 1.6737*1 0.60937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13006 13011 3.2728*1 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13007 13008 0.3380*1 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13008 13006 0.3380*1 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13009 13004 0.5305*1 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14004 2.7372*1 0.99656 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14005 0.4249*1 0.15469 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14002 14001 2.0175*1 0.73453 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14006 1.7471*1 0.63609 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14003 4.6208*1 16.823 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14007 0.2356*1 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14008 3.2728*1 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15001 15002 4.9208*1 17.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15002 15003 1.5411*1 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15003 15004 10.0476*1 36.581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16001 16002 0.1151*1 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16002 16003 2.3638*1 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16003 16004 16.0191*1 58.322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18002 4.1226*1 15.009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18002 18005 0.5047*1 18.375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18003 18004 3.0694*1 11.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18004 18002 0.1635*1 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18009 0.1572*1 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18007 1.1072*1 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18005 18006 1.1871*1 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18006 18010 1.1072*1 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18007 18008 0.5459*1 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18008 18011 0.7506*1 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19008 0.4756*1 17.316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19009 1.5913*1 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 1.7999*1 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.0438*1 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 1.1871*1 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 1.2218*1 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 3.0269*1 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 2.5982*1 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.8137*1 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 18.7885*1 68.405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001*1 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001*1 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

```

```

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf

```

```

mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.8. Anexo H. Código de simulación para factor de potencia capacitivo 0.8.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus=[
1001 1 0.0152*k -0.0114 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k -0.0114 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k -0.0039 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k -0.0039 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k -0.0051975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k -0.0051975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k -0.0181875 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k -0.0207825 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k -0.002595 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k -0.02598 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k -0.02598 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k -0.022845 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k -0.03324 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k -0.0207825 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k -0.0207825 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k -0.0190425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k -0.039825 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k -0.0476175 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015*k -0.01125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039*k -0.0077925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559*k -0.0116925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9001 1 0.0415*k -0.031125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9002 1 0.0461*k -0.034575 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9003 1 0.0461*k -0.034575 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9004 1 0.0593*k -0.044475 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9005 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10001 1 0.0173*k -0.012975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10002 1 0.0173*k -0.012975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10003 1 0.0239*k -0.017925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10004 1 0.1869*k -0.140175 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10005 1 0.163*k -0.12225 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10006 1 0.163*k -0.12225 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10007 1 0.08*k -0.06 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10008 1 0.05*k -0.0375 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10009 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11002 1 0.0416*k -0.0312 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11003 1 0.0504*k -0.0378 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12001 1 0.0495*k -0.037125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12002 1 0.07342*k -0.055065 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12003 1 0.08002*k -0.060015 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12004 1 0.08662*k -0.064965 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12005 1 0.06682*k -0.050115 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13001 1 0.00346*k -0.002595 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;

```

```

13002 1 0.03846*k -0.028845 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13003 1 0.03846*k -0.028845 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13004 1 0.05496*k -0.04122 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13005 1 0.06156*k -0.04617 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13006 1 0.09041*k -0.0678075 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13007 1 0.07195*k -0.0539625 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13008 1 0.07195*k -0.0539625 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13009 1 0.04176*k -0.03132 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13011 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14001 1 0.03117*k -0.0233775 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14002 1 0.00693*k -0.0051975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14003 1 0.03275*k -0.0245625 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14004 1 0.06392*k -0.04794 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14005 1 0.02424*k -0.01818 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14006 1 0.00575*k -0.0043125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14007 1 0.027*k -0.02025 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14008 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15002 1 0.00346*k -0.002595 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15003 1 0.03316*k -0.02487 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695*k -0.0502125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225*k -0.0691875 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k -0.0881625 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k -0.0300675 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k -0.0688425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k -0.09891 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k -0.0275925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k -0.0127425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k -0.0226425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k -0.0127425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k -0.007425 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k -0.0077925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k -0.0077925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k -0.0399675 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k -0.01485 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k -0.0198 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k -0.032175 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k -0.032175 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k -0.027225 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k -0.0077925 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k -0.0099 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k -0.00495 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k -0.1125 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.5720 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.6059 22.059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

6004	6005	0.1787	0.65062	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6003	6004	0.1442	0.0525	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
6005	6007	10.7712	39.216	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7001	7002	0.3644	0.13266	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7002	7003	0.5305	0.19312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
7003	7004	3.6565	13.312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9001	9002	0.7506	0.27328	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9002	9003	0.8137	0.29625	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9003	9004	1.4677	0.53437	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
9004	9005	9.9987	36.403	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10001	10002	1.2875	0.46875	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10002	10003	1.1072	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10003	10004	0.1684	0.61312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10004	10005	2.8505	10.378	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10005	10006	4.7792	1.74	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10006	10008	1.1871	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10006	10007	3.0024	10.931	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10007	10009	1.7175	0.62531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
10004	10010	10.6991	38.953	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11001	11002	2.6793	0.97547	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11002	11003	1.8566	0.67594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
11003	11004	15.3599	55.922	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12001	12005	1.3931	0.50719	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12002	12003	0.1572	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12003	12004	1.6931	0.61641	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12004	12006	18.2439	66.422	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
12005	12002	0.6438	0.23437	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13001	13002	1.1871	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13002	13003	1.7214	0.62672	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13009	0.8343	0.30375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13003	13010	0.5523	0.20109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13004	13005	2.1887	0.79687	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13005	13007	1.6737	0.60937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13006	13011	3.2728	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13007	13008	0.3380	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13008	13006	0.3380	0.33797	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
13009	13004	0.5305	0.19312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14004	2.7372	0.99656	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14001	14005	0.4249	0.15469	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14002	14001	2.0175	0.73453	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14006	1.7471	0.63609	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14003	4.6208	16.823	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14003	14007	0.2356	0.085781	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
14004	14008	3.2728	11.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15001	15002	4.9208	17.916	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15002	15003	1.5411	0.56109	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
15003	15004	10.0476	36.581	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16001	16002	0.1151	0.41906	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16002	16003	2.3638	0.86062	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
16003	16004	16.0191	58.322	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18002	4.1226	15.009	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18002	18005	0.5047	18.375	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18003	18004	3.0694	11.175	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18004	18002	0.1635	0.059531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18009	0.1572	0.57234	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18001	18007	1.1072	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18005	18006	1.1871	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18006	18010	1.1072	0.40312	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18007	18008	0.5459	0.19875	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
18008	18011	0.7506	0.27328	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19008	0.4756	17.316	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19009	1.5913	0.57937	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19003	19002	1.7999	0.65531	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19002	19010	0.0438	0.015938	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19004	19007	1.1871	0.43219	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19005	19004	1.2218	0.44484	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19001	19005	3.0269	1.102	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19006	19001	2.5982	0.94594	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
19007	19003	0.8137	0.29625	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
20001	20002	18.7885	68.405	0	0.18013	0	0	0	0	1	-360	360;
2	1002	0	0.0001	0	0	0	0	0	1	-360	360;	
2	2003	0	0.0001	0	0	0	0	0	1	-360	360;	
2	3006	0	0.0001	0	0	0	0	0	1	-360	360;	
2	4004	0	0.0001	0	0	0	0	0	1	-360	360;	
2	5003	0	0.0001	0	0	0	0	0	1	-360	360;	

```

2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

## 10.9. Anexo H. Código de simulación para factor de potencia capacitivo 0.9.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k -0.007361696 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k -0.007361696 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k -0.002518475 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k -0.002518475 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k -0.003356352 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k -0.003356352 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k -0.011744811 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k -0.013420566 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k -0.001675754 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4002 1 0.03464*k -0.016776918 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4003 1 0.03464*k -0.016776918 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5001 1 0.03046*k -0.014752451 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5002 1 0.04432*k -0.021465156 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
5003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6001 1 0.02771*k -0.013420566 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6002 1 0.02771*k -0.013420566 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6003 1 0.02539*k -0.012296938 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6004 1 0.0531*k -0.025717504 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6005 1 0.06349*k -0.03074961 0 0 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6006 1 0.015*k -0.007264832 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
6007 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7002 1 0.01039*k -0.005032107 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7003 1 0.01559*k -0.007550582 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
7004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9001 1 0.0415*k -0.020099367 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9002 1 0.0461*k -0.022327249 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9003 1 0.0461*k -0.022327249 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
9004 1 0.0593*k -0.028720301 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

9005 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10001 1 0.0173*k -0.008378772 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10002 1 0.0173*k -0.008378772 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10003 1 0.0239*k -0.011575298 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10004 1 0.1869*k -0.090519801 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10005 1 0.163*k -0.078944503 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10006 1 0.163*k -0.078944503 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10007 1 0.08*k -0.038745768 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10008 1 0.05*k -0.024216105 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10009 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
10010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11002 1 0.0416*k -0.0201478 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11003 1 0.0504*k -0.024409834 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
11004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12001 1 0.0495*k -0.023973944 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12002 1 0.07342*k -0.035558929 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12003 1 0.08002*k -0.038755455 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12004 1 0.08662*k -0.041951981 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12005 1 0.06682*k -0.032362403 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
12006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13001 1 0.00346*k -0.001675754 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13002 1 0.03846*k -0.018627028 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13003 1 0.03846*k -0.018627028 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13004 1 0.05496*k -0.026618343 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13005 1 0.06156*k -0.029814869 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13006 1 0.09041*k -0.043787561 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13007 1 0.07195*k -0.034846975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13008 1 0.07195*k -0.034846975 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13009 1 0.04176*k -0.020225291 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13010 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
13011 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14001 1 0.03117*k -0.01509632 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14002 1 0.00693*k -0.003356352 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14003 1 0.03275*k -0.015861549 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14004 1 0.06392*k -0.030957869 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14005 1 0.02424*k -0.011739968 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14006 1 0.00575*k -0.002784852 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14007 1 0.027*k -0.013076697 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
14008 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15002 1 0.00346*k -0.001675754 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15003 1 0.03316*k -0.016060121 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
15004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16001 1 0.06695*k -0.032425365 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16002 1 0.09225*k -0.044678714 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16003 1 0.11755*k -0.056932063 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
16004 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18001 1 0.04009*k -0.019416473 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18002 1 0.09179*k -0.044455926 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18004 1 0.13188*k -0.063872399 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18005 1 0.03679*k -0.01781821 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18006 1 0.01699*k -0.008228633 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18007 1 0.03019*k -0.014621684 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k -0.008228633 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k -0.004794789 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k -0.005032107 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k -0.005032107 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k -0.025809525 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k -0.009589578 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k -0.012786104 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k -0.020777418 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k -0.020777418 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k -0.017580892 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k -0.005032107 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k -0.006393052 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k -0.003196526 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k -0.072648316 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```



```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.5720 0.57234 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 26.105 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142 37.552 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414 20.175 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493 0.60047 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747 35.587 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341 17.236 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565 13.312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206 73.983 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608 13.692 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285 60.905 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827 14.864 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.6059 22.059 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926 0.57984 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364 0.37734 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884 0.105 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.1787 0.65062 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.1442 0.0525 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 10.7712 39.216 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.3644 0.13266 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.5305 0.19312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 3.6565 13.312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.7506 0.27328 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.8137 0.29625 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 1.4677 0.53437 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 9.9987 36.403 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 1.2875 0.46875 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 1.1072 0.40312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.1684 0.61312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 2.8505 10.378 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 4.7792 1.74 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 1.1871 0.43219 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 3.0024 10.931 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 1.7175 0.62531 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 10.6991 38.953 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11001 11002 2.6793 0.97547 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11002 11003 1.8566 0.67594 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11003 11004 15.3599 55.922 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12001 12005 1.3931 0.50719 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12002 12003 0.1572 0.57234 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12003 12004 1.6931 0.61641 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12004 12006 18.2439 66.422 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12005 12002 0.6438 0.23437 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13001 13002 1.1871 0.43219 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13002 13003 1.7214 0.62672 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13009 0.8343 0.30375 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13010 0.5523 0.20109 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13004 13005 2.1887 0.79687 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13005 13007 1.6737 0.60937 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13006 13011 3.2728 11.916 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13007 13008 0.3380 0.33797 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13008 13006 0.3380 0.33797 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13009 13004 0.5305 0.19312 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14004 2.7372 0.99656 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14005 0.4249 0.15469 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14002 14001 2.0175 0.73453 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14006 1.7471 0.63609 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14003 4.6208 16.823 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14007 0.2356 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14008 3.2728 11.916 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15001 15002 4.9208 17.916 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15002 15003 1.5411 0.56109 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15003 15004 10.0476 36.581 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16001 16002 0.1151 0.41906 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16002 16003 2.3638 0.86062 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16003 16004 16.0191 58.322 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18002 4.1226 15.009 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18002 18005 0.5047 18.375 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18003 18004 3.0694 11.175 0 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18004 18002 0.1635 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

```

18001 18009 0.1572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18007 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18005 18006 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18006 18010 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18007 18008 0.5459 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18008 18011 0.7506 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19008 0.4756 17.316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19009 1.5913 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 1.7999 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.0438 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 1.2218 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 3.0269 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 2.5982 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 18.7885 68.405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

### 10.10. Anexo J. Código de simulación para el caso DG.

```

function mpc = modelRED (k)

%%MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA=100;
k=0.6615;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1001 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1003 1 0.0152*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2001 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2002 1 0.0052*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
2003 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3001 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3002 1 0.00693*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3003 1 0.02425*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3004 1 0.02771*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3005 1 0.00346*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
3006 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
4001 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

4002	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4003	1	0.03464*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
4004	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
5001	1	0.03046*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5002	1	0.04432*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
5003	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
6001	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6002	1	0.02771*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6003	1	0.02539*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6004	1	0.0531*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6005	1	0.06349*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6006	1	0.015*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
6007	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
7001	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
7002	1	0.01039*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7003	1	0.01559*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
7004	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
9001	1	0.0415*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9002	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9003	1	0.0461*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9004	1	0.0593*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
9005	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10001	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10002	1	0.0173*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10003	1	0.0239*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10004	1	0.1869*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10005	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10006	1	0.163*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10007	1	0.08*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10008	1	0.05*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
10009	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
10010	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11001	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
11002	1	0.0416*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11003	1	0.0504*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
11004	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
12001	1	0.0495*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12002	1	0.07342*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12003	1	0.08002*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12004	1	0.08662*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12005	1	0.06682*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
12006	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13001	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13002	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13003	1	0.03846*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13004	1	0.05496*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13005	1	0.06156*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13006	1	0.09041*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13007	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13008	1	0.07195*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13009	1	0.04176*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
13010	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
13011	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
14001	1	0.03117*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14002	1	0.00693*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14003	1	0.03275*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14004	1	0.06392*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14005	1	0.02424*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14006	1	0.00575*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14007	1	0.027*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
14008	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15001	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
15002	1	0.00346*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15003	1	0.03316*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
15004	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
16001	1	0.06695*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16002	1	0.09225*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16003	1	0.11755*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
16004	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18001	1	0.04009*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18002	1	0.09179*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18003	1	0*k 0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;	
18004	1	0.13188*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18005	1	0.03679*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;
18006	1	0.01699*k	0	0	0	1	1	0	0.4	1	1.05	0.95;

```

18007 1 0.03019*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18008 1 0.01699*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18009 1 0.0099*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18010 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
18011 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19001 1 0.05329*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19002 1 0.0198*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19003 1 0.0264*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19004 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19005 1 0.0429*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19006 1 0*k 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19007 1 0.0363*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19008 1 0.01039*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19009 1 0.0132*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
19010 1 0.0066*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20001 1 0.15*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
20002 1 0*k 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
1 3 0 0 0 0 1 1 0 15 1 1.05 0.95;
2 1 0 0 0 0 1 1 0 0.4 1 1.05 0.95;
];

```

```

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch=[
1001 1003 1.5720 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
1002 1003 7.1701 26.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2001 2002 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2002 2003 10.3142 37.552 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3001 3002 5.5414 20.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3002 3003 1.6493 0.60047 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3003 3004 9.7747 35.587 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3004 3005 4.7341 17.236 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
3005 3006 3.6565 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4001 4004 20.3206 73.983 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4002 4003 3.7608 13.692 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
4003 4004 16.7285 60.905 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5001 5002 4.0827 14.864 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
5002 5003 0.6059 22.059 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6001 6002 1.5926 0.57984 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6002 6004 1.0364 0.37734 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6006 0.2884 0.105 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6004 6005 0.1787 0.65062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6003 6004 0.1442 0.0525 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
6005 6007 10.7712 39.216 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7001 7002 0.3644 0.13266 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7002 7003 0.5305 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
7003 7004 3.6565 13.312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9001 9002 0.7506 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9002 9003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9003 9004 1.4677 0.53437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
9004 9005 9.9987 36.403 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10001 10002 1.2875 0.46875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10002 10003 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10003 10004 0.1684 0.61312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10005 2.8505 10.378 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10005 10006 4.7792 1.74 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10008 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10006 10007 3.0024 10.931 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10007 10009 1.7175 0.62531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
10004 10010 10.6991 38.953 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11001 11002 2.6793 0.97547 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11002 11003 1.8566 0.67594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
11003 11004 15.3599 55.922 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12001 12005 1.3931 0.50719 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12002 12003 0.1572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12003 12004 1.6931 0.61641 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12004 12006 18.2439 66.422 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
12005 12002 0.6438 0.23437 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13001 13002 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13002 13003 1.7214 0.62672 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13009 0.8343 0.30375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13003 13010 0.5523 0.20109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;

```

```

13004 13005 2.1887 0.79687 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13005 13007 1.6737 0.60937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13006 13011 3.2728 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13007 13008 0.3380 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13008 13006 0.3380 0.33797 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
13009 13004 0.5305 0.19312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14004 2.7372 0.99656 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14001 14005 0.4249 0.15469 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14002 14001 2.0175 0.73453 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14006 1.7471 0.63609 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14003 4.6208 16.823 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14003 14007 0.2356 0.085781 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
14004 14008 3.2728 11.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15001 15002 4.9208 17.916 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15002 15003 1.5411 0.56109 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
15003 15004 10.0476 36.581 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16001 16002 0.1151 0.41906 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16002 16003 2.3638 0.86062 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
16003 16004 16.0191 58.322 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18002 4.1226 15.009 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18002 18005 0.5047 18.375 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18003 18004 3.0694 11.175 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18004 18002 0.1635 0.059531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18009 0.1572 0.57234 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18001 18007 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18005 18006 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18006 18010 1.1072 0.40312 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18007 18008 0.5459 0.19875 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
18008 18011 0.7506 0.27328 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19008 0.4756 17.316 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19009 1.5913 0.57937 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19003 19002 1.7999 0.65531 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19002 19010 0.0438 0.015938 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19004 19007 1.1871 0.43219 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19005 19004 1.2218 0.44484 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19001 19005 3.0269 1.102 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19006 19001 2.5982 0.94594 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
19007 19003 0.8137 0.29625 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
20001 20002 18.7885 68.405 0 0.18013 0 0 0 0 1 -360 360;
2 1002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 2003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 3006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 4004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 5003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 6007 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 7004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 9005 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 10010 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 11004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 12006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 13011 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 14008 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 15004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 16004 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 18003 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 19006 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
2 20002 0 0.0001 0 0 0 0 0 0 1 -360 360;
1 2 0 0.0001 0 0.6 0 0 1 0 1 -360 360;
];

```

```

%% generator data
%bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min
Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen=[
1 0 0 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
10009 0.361 9999 -9999 1 100 1 9999 -9999 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```