



Proyecto Fin de Carrera

LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO ÓPTIMO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Autor

Pablo Latorre Martínez

Director

Ángel Antonio Bayod Rújula

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2014

LOCALIZACIÓN Y TAMAÑO ÓPTIMO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

RESUMEN

La generación en distribución supone mejoras en la reducción del impacto ambiental del sistema eléctrico y un importante cambio en el modelo energético, sin embargo, exige una valoración de su impacto sobre la red y su comportamiento. Este proyecto pretende estudiar la cantidad de generación fotovoltaica que puede incorporar una red de distribución desde el punto de vista de la reducción de pérdidas por efecto Joule en las líneas. Para ello se han tomado diferentes tipologías de redes de consumo y se han determinado las posiciones y los tamaños de generación fotovoltaica que hacen óptimo el ahorro en dichas pérdidas.

Siguiendo la metodología de algunos estudios anteriores, se han utilizado datos reales de generación fotovoltaica y datos de consumo horario de un hogar tipo, para ser después introducidos en los diferentes modelos desarrollados con *Matlab* para hallar la solución al problema.

Los casos estudiados son, en primer lugar, aquellos que plantean una combinación de carga uniformemente distribuida y una carga concentrada al final de la línea variando la proporción de una y otra. En segundo lugar, el caso de una red de consumo con carga uniformemente distribuida con la producción de fotovoltaica dividida en varias posiciones. Otra tipología estudiada es la de una línea con una distribución de carga en triángulo o en trapecio simulando el sector de una red urbana de consumo. Por último, se ha planteado la introducción de almacenamiento con baterías en los puntos de generación y la consideración de caída de tensión en la línea para hacer los modelos más próximos a la realidad.

Tras la obtención de datos mediante los modelos considerados, se ha realizado la pertinente evaluación de resultados y la presentación de los mismos de la forma que se puedan utilizar en la realidad, realizando un análisis de sensibilidad de los tamaños y posiciones óptimas y extrayendo las conclusiones consideradas relevantes.

Tabla de contenido

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Motivación del proyecto	1
1.2.	Energía solar fotovoltaica.....	3
1.3.	Desarrollo, regulación y limitaciones	3
2.	METODOLOGÍA, MODELOS Y PARÁMETROS DE INTERÉS	5
2.1.	<i>ANÁLISIS TEÓRICO</i>	6
2.2.	<i>DISTRIBUCIONES A ESTUDAR</i>	7
3.	CARGA DISTRIBUIDA Y CONCENTRADA.....	11
3.1.	<i>CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA (P=0)</i>	11
	Criterio de máximo ahorro.....	12
	Criterio de máxima penetración fotovoltaica	15
3.2.	<i>CARGA CONCENTRADA AL FINAL DE LA LÍNEA (P=1)</i>	15
	Criterio de máximo ahorro.....	16
	Criterio de máxima penetración fotovoltaica	18
3.3.	<i>CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA CON CARGA CONCENTRADA</i>	19
	Caso con una tercera parte de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida (P=1/4)	20
	Caso de igual carga concentrada al final de la línea que distribuida (P=1/2)	21
	Caso con triple de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida (P=3/4).....	22
3.4.	<i>COMPARACIÓN DE CASOS ANTERIORES</i>	23
4.	PRODUCCIÓN DIVIDIDA.....	26
4.1.	<i>PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN 2 PUNTOS</i>	26
	Criterio de máximo ahorro.....	27
	Criterio de máxima penetración	32
4.2.	<i>PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN 3 PUNTOS</i>	33
4.3.	<i>PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN MÁS PUNTOS</i>	34
4.4.	<i>ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS CASOS CON FV DIVIDIDA</i>	35
5.	DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR Y TRAPEZOIDAL	37
5.1.	<i>CONSUMO CON UNA DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR</i>	37
5.2.	<i>CONSUMO CON UNA DISTRIBUCIÓN TRAPEZOIDAL</i>	47

5.3.	<i>DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR CON UNA ZONA SIN CONSUMO</i>	52
5.4.	<i>COMPARACIÓN DE DISTRIBUCIONES</i>	53
6.	INCORPORACIÓN DE BATERÍAS	56
7.	ANÁLISIS CON CAÍDA DE TENSIÓN	60
7.1.	<i>CÁLCULO DE LA RESISTENCIA</i>	60
7.2.	<i>COMPARACIÓN DE MODELOS</i>	61
8.	<i>MEJORA DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN</i>	63
9.	CONCLUSIONES	70
10.	BILIOGRAFÍA	72
	ANEXO	73

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación del proyecto

La motivación de este proyecto surge dentro de una de las líneas de trabajo del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza, que estudia las redes eléctricas y las consecuencias de la incorporación de fuentes renovables de generación descentralizada en las mismas. Este tipo de generación de energía más cerca del consumidor se denomina Generación Distribuida.

Hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo es producida en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales, fuentes de energía diversas son transformadas en energía eléctrica para después ser transportada a grandes distancias hasta los consumidores finales. Normalmente las plantas de generación están situadas lejos de los centros de consumo. Por ello, a pesar de la compleja infraestructura que permite transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios, se producen importantes pérdidas en el transporte, pérdidas que la Generación Distribuida contribuye a disminuir. Además, la generación en distribución con mayor potencial de crecimiento es la de origen renovable, lo cual supone una característica de gran interés medioambiental y ecológico. Por otro lado, la Generación Distribuida también conlleva un fuerte componente de cambio social y económico ya que mientras la generación centralizada ha estado tradicionalmente en manos de grandes empresas eléctricas, la generación distribuida permite que pequeñas empresas y ciudadanos particulares sean al mismo tiempo productores y consumidores de su propia energía, reduciendo así la dependencia de agentes externos.

No existe una definición consensuada sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), pues son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. Sí existen autores y organismos internacionales que la tratan de definir, a continuación se dan algunas que nos pueden dar una idea de lo que es:

- El **Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE)** define la Generación Distribuida como todos los generadores con una capacidad máxima entre 50 MW a 100 MW, conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada. Esto último, implica que la Generación Distribuida no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. Por tanto, no considera Generación Distribuida a los generadores instalados por las compañías eléctricas y que son despachados por el operador de la red eléctrica de transporte.

- La **Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency)**, en 2002, la define como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución, en baja tensión. Asimismo se asocia a tecnologías como motores, mini- y micro-turbinas, pilas de combustible y energía solar FV.

- **Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) de México:** Se considera la Generación Distribuida a la generación o almacenamiento a pequeña escala, lo más cercano al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica, y en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

En este proyecto se asume la definición de Generación Distribuida como la producción de energía eléctrica dentro de la red de distribución en baja tensión o en el lado de la red del cliente.

La aportación que pretende hacer este proyecto a esta forma de generación es determinar cuánta producción distribuida tiene sentido incorporar en una red de distribución y dónde debe localizarse dicha producción si atendemos al ahorro o aumento de las pérdidas de potencia eléctrica por efecto Joule en las líneas. Es decir, si tenemos una red de consumo en baja tensión y queremos instalar generación en la línea, dónde y cuánto instalar para que el ahorro en pérdidas sea máximo respecto a no instalar nada en distribución; o bajo otro punto de vista, cuánto y dónde introducir generación para que el aumento de pérdidas en la red sea nulo o no resulte excesivo.

Siendo conscientes de la gravedad de la crisis energética que nos amenaza tras la superación del pico de extracción de petróleo, y de las impredecibles consecuencias que pueda estar ocasionando el cambio climático producto de la dependencia del consumo de combustibles fósiles como principal fuente de energía, todo incremento de la potencia eléctrica producida por fuentes de energía alternativa es de gran importancia. Del mismo modo que es de gran importancia la mejora en la eficiencia del sistema de distribución eléctrica. Es por ello que conseguir la máxima penetración de producción renovable en el sistema energético, sin por este motivo afectar a la eficiencia del transporte eléctrico (o consiguiendo al mismo tiempo la máxima eficiencia en el transporte), resulta un objetivo imprescindible para la sostenibilidad del planeta a medio largo plazo. Sin entrar en las pérdidas que se puedan ahorrar en el transporte de energía en alta y media tensión, y sin entrar en el aspecto económico que no se puede obviar, este estudio pretende dar soporte técnico al desarrollo de la Generación Distribuida como vía de cambio hacia un modelo energético sostenible.

1.2. Energía solar fotovoltaica

Como se ha dicho antes, un factor positivo de la generación distribuida es que dicha generación sea de origen renovable. Pues bien, la energía solar fotovoltaica resulta la tecnología renovable más adecuada para instalar fácilmente en líneas de distribución.

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Una de las principales virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular, pudiéndose construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta pequeños paneles para tejados y fachadas. Es esta característica la que hace que la energía fotovoltaica sea idónea la Generación Distribuida. Resulta sencillo adaptar la dimensión de la instalación a los requerimientos de demanda y a la situación del entorno donde se vaya a implantar.

Otra ventaja del uso de energía fotovoltaica es que se trata de una tecnología madura. Durante el 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico mundial con 2661MW instalados, y en cuanto a su uso en distribución el Código Técnico de la Edificación exige una producción mínima de energía solar fotovoltaica para todos los edificios comerciales a partir de septiembre de 2006.

1.3. Desarrollo, regulación y limitaciones

A pesar del desarrollo de la energía solar fotovoltaica en los últimos años y los beneficios que a priori traería la Generación Distribuida (eficiencia energética, reducción del consumo de combustibles fósiles, reducción de emisiones de CO₂, mayor democratización del sistema eléctrico, etc.), para incentivar su desarrollo se requiere un importante cambio regulatorio, y el más extendido es el modelo de la Medición Neta, que en España se conoce coloquialmente como Autoconsumo.

El Autoconsumo permite que los usuarios (agrupaciones de vecinos, comercios, pequeñas empresas, etc.) puedan producir su propia electricidad gestionando el sistema por medio de un intercambio de energía con una compañía eléctrica, en el cual se pueda compensar la energía consumida menos la energía vertida a la red y así se salde en un balance los periodos de producción y consumo en la facturación. De este modo, la regulación mediante la Medición Neta permitiría a diferentes tipologías de clientes producirse su propia electricidad estando interconectados con la red para verter los

excesos puntuales de energía generada y consumir del sistema cuando su demanda supera su capacidad de producción.

La actual regulación española no solo no contempla la Mediación Neta o Balance Neto, si no que plantea una tramitación administrativa compleja aunque la producción sea de una pequeña parte del consumo del hogar. Esto no quita que en otros países de la UE sí se esté avanzando hacia una regulación más favorable y que estudios en este campo de la investigación sean bienvenidos.

Otra limitación que puede tener la GD es que el beneficio social y medioambiental que supone no se puede incluir en los costes económicos, los cuales son mayores que los de la producción con combustibles fósiles. Por otra parte, la generación debe ser fiable, segura, gestionable, y con un apropiado tamaño y una apropiada localización. En esto último es en lo que pretende ayudar este proyecto.

2. METODOLOGÍA, MODELOS Y PARÁMETROS DE INTERÉS

Para la realización de este proyecto se han empleado datos de producción de energía fotovoltaica (Wh) para cada hora del año obtenidos de datos reales de generación en una determinada instalación real. Por otro lado tenemos datos del consumo de un hogar para un día tipo de verano y de invierno obtenidos del Proyecto INDEL de Red Eléctrica Española. Queremos determinar la cantidad de fotovoltaica (FV) que es posible instalar en la línea de distribución obteniendo el máximo ahorro de pérdidas por efecto Joule en la red, o la cantidad de generación que hace que el aumento de dichas pérdidas sea nulo. Para dimensionar la producción a instalar se ha tomado como referencia el total de energía anual consumida, que según los datos del Proyecto INDEL es de 4.000 kWh por punto de consumo. Para ello podemos determinar un parámetro K (coeficiente de dimensionamiento) que definiremos como el ratio entre la producción anual y la demanda anual de la carga y que tomará valor unidad cuando la producción anual sea igual a la demanda. Para conseguir esta igualdad hemos multiplicado la producción horaria por la demanda total anual y la hemos dividido por la producción total anual. Con el valor de K podremos saber, para una determinada demanda energética y conocida la capacidad de producción FV de un lugar, los kWp a instalar.

El ahorro de pérdidas en las líneas lo planteamos siempre respecto a las pérdidas en la red sin incorporar producción fotovoltaica. Queda definido de la siguiente forma:

$$Ahorro(\%) = \frac{(\sum Pérdidas_{SinFV} - \sum Pérdidas_{ConFV})}{\sum Pérdidas_{SinFV}} * 100$$

O expresado de otro modo:

$$\begin{aligned} Ahorro(\%) &= \frac{(R_i(\Omega) * \sum_{i=1}^n I_{SinFV_i}^2 - R_i(\Omega) * \sum_{i=1}^n I_{ConFV_i}^2)}{R_i(\Omega) * \sum_{i=1}^n I_{SinFV_i}^2} * 100 \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n I_{SinFV_i}^2 - \sum_{i=1}^n I_{ConFV_i}^2}{\sum_{i=1}^n I_{SinFV_i}^2} * 100 \end{aligned}$$

Siendo I_{SinFV_i} la intensidad que pasa por el tramo i entre puntos de consumo en una hora determinada sin poner generación fotovoltaica, I_{ConFV_i} la intensidad que pasa por el tramo i entre puntos de consumo en una hora determinada incorporando generación fotovoltaica, n es número de tramos en la línea y R_i es la resistencia de un tramo de la línea. Se considera despreciable la caída de tensión en la línea, y dado que en la fórmula la R se anula, no necesitamos establecer por el momento un valor de resistencia para la línea.

Haciendo suma de las pérdidas en todos los tramos y hallando la media aritmética de todas las horas del año tenemos el tanto por ciento de ahorro anual a optimizar según la posición de FV y el valor de K. Estas ecuaciones están introducidas en los modelos desarrollados con el software de cálculo matemático *Matlab*, alguno de los cuales se

adjunta en el Anexo. Lo que varía en cada modelo es el perfil de intensidades de la línea, quedando como variables para hacer los barridos las posiciones de producción FV y el coeficiente de dimensionamiento K.

2.1. ANALISIS TEÓRICO

Para simplificar el análisis, los parámetros distribuidos uniformemente en la línea (R y L) se consideran por tramo de longitud. La carga distribuida se identifica con una intensidad en cada tramo I_i que es diferente según la distribución de la red. En un punto de la línea la intensidad que entra es la siguiente:

$$I(x) = \sum_{i=x}^n I_i \quad (1)$$

Donde n es el final de la línea y x es la distancia (número de tramos) desde el inicio de la línea al punto considerado.

Asumiendo que la resistencia de cada tramo es R_x , y la línea tiene n tramos, las pérdidas totales en la línea con carga uniformemente distribuida son:

$$P_{pérdidas} = \sum_{x=1}^n [|\sum_{i=x}^n I_i|^2] * R_x \quad (2)$$

La caída de tensión entre un punto x y el final de la línea será:

$$\Delta V = \sum_x^n (\sum_{i=x}^n I_i) * R_x \quad (3)$$

Si consideramos GD dentro de la carga distribuida en la posición x_0 , se inyecta una corriente I_{FV} , y entonces la corriente que entra en un punto de la línea es la siguiente

$$\left\{ \begin{array}{ll} I(x) = \sum_{i=x}^n I_i & x_0 < x < n \\ I(x) = \sum_{i=x}^n I_i - I_{FV} & 1 < x < x_0 \end{array} \right. \quad (4)$$

Las pérdidas en la línea y la caída de tensión después de introducir la GD se obtienen de introduciendo las expresiones de (4) en (2) y (3).

$$P_{pérdidas} = \sum_{x_0}^n [|\sum_{i=x}^n I_i|^2] * R_x + \sum_1^{x_0} [|\sum_{i=x}^n I_i - I_{FV}|^2] * R_x \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} \Delta V = \sum_x^n (\sum_{i=x}^n I_i) * R_x & x_0 < x < n \\ \Delta V = \sum_{x_0}^n (\sum_{i=x}^n I_i) * R_x + \sum_1^{x_0} (\sum_{i=x}^n I_i - I_{FV}) * R_x & 1 < x < x_0 \end{array} \right. \quad (6)$$

2.2. DISTRIBUCIONES A ESTUDAR

Las primeras tipologías de redes de consumo a estudiar serán las compuestas por una combinación de carga distribuida y una carga concentrada al final de la misma. Para el estudio se ha considerado una línea de 100 segmentos iguales, definidos por los 100 posibles puntos de consumo o de instalación de producción FV. Con el fin de mejorar el estudio también se han considerado posiciones de la producción aguas abajo del último punto de consumo hasta una distancia igual a la longitud de la línea. Fijando un determinado valor de K , la generación se plantea toda concentrada en un punto, y variando su posición en la línea obtenemos el valor de ahorro en pérdidas para cada posición.

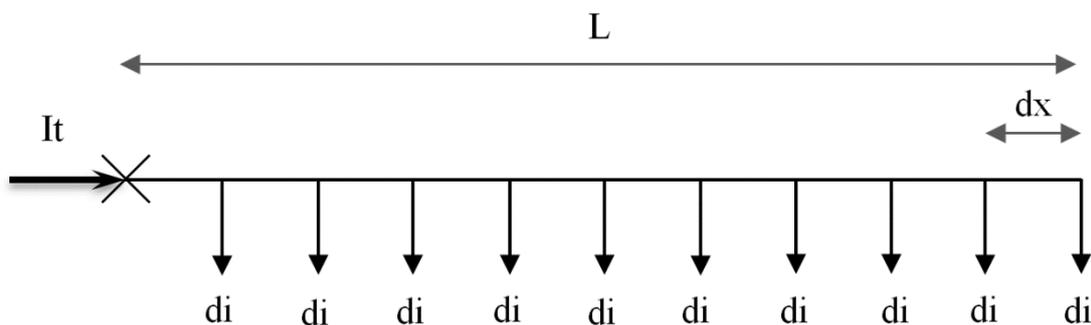


Figura 1. Carga uniformemente distribuida

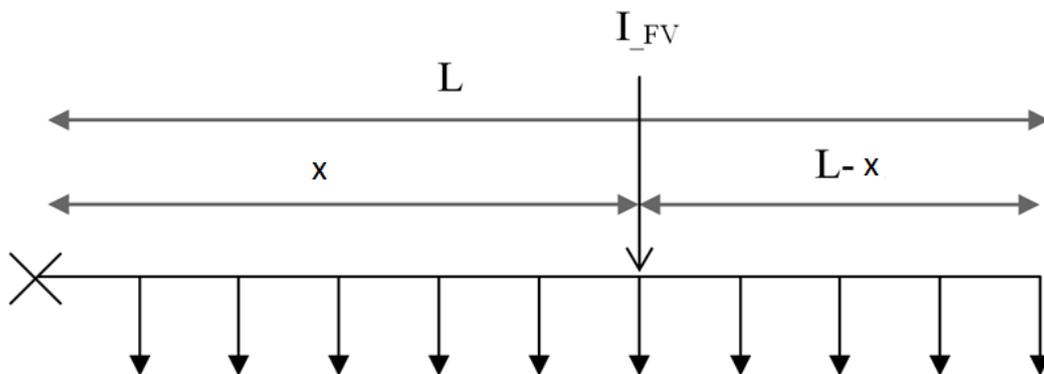


Figura 1. Carga uniformemente distribuida con un punto intermedio de generación FV

Podemos definir una variable que tomando valores entre 0 y 1 nos determine la proporción entre carga concentrada y distribuida:

$$P = I_2/I_1$$

Siendo:

I_1 = corriente reactiva al comienzo de la línea antes de añadir la producción de FV

I_2 = corriente reactiva en la línea en el punto donde se encuentra el último consumo.

En este estudio se han tomado los valores $P=0$ (toda la carga es distribuida y constante), $P=1/4$ (una tercera parte de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida), $P=1/2$ (caso de igual carga concentrada al final de la línea que distribuida), $P=3/4$ (caso con triple de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida) y $P=1$ (solo carga concentrada al final de la línea).

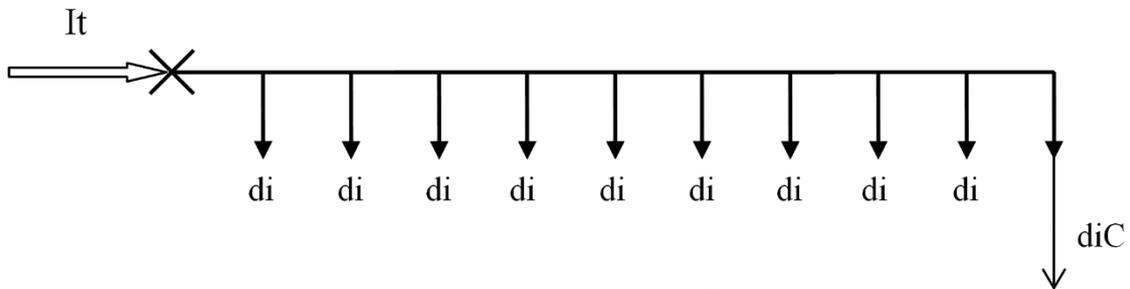


Figura 2. Carga uniformemente distribuida con una carga concentrada al final de la línea

Otro caso que aborda el estudio es el de una red de consumo con carga uniformemente distribuida con la producción de fotovoltaica dividida en varias posiciones. Esto quiere decir que la misma cantidad de generación que antes íbamos cambiando de posición ahora la repartimos en varios puntos de generación iguales entre sí. De este modo la definición del coeficiente de dimensionamiento sigue siendo la misma. El objetivo es, de nuevo, conocer cuál es el máximo ahorro conseguido al aumentar el número de puntos de generación, hallar el nivel de penetración de FV en la línea y para qué posiciones.

Otra tipología estudiada es la de una línea con una distribución de carga en triángulo o en trapecio simulando el sector de una red urbana de consumo. En este caso la carga distribuida que antes era constante ya no lo es, si no que va creciendo o disminuyendo a medida que aumenta el radio de la población que se pretende modelar. En todos los casos también se plantea la incorporación de una carga concentrada en el último punto de consumo.

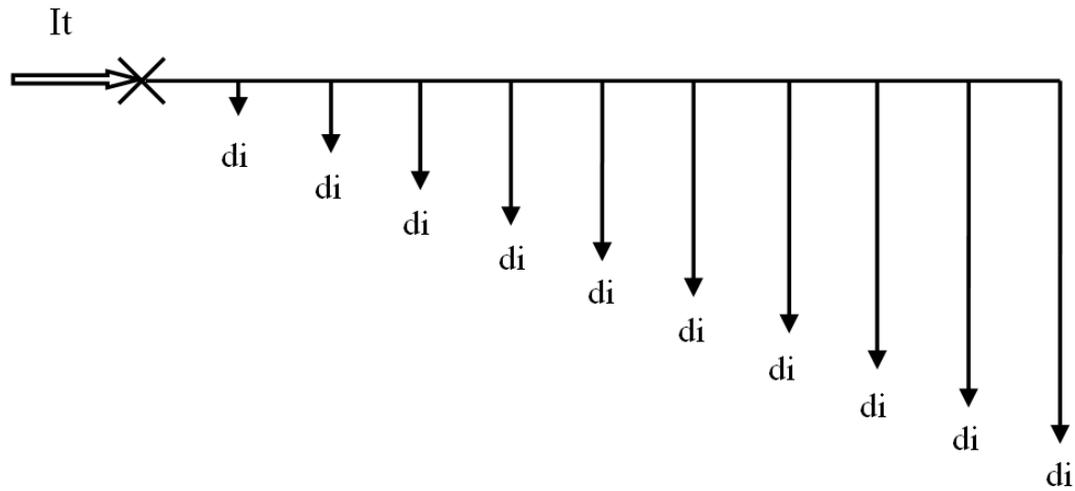


Figura 3. Distribución de carga en triángulo

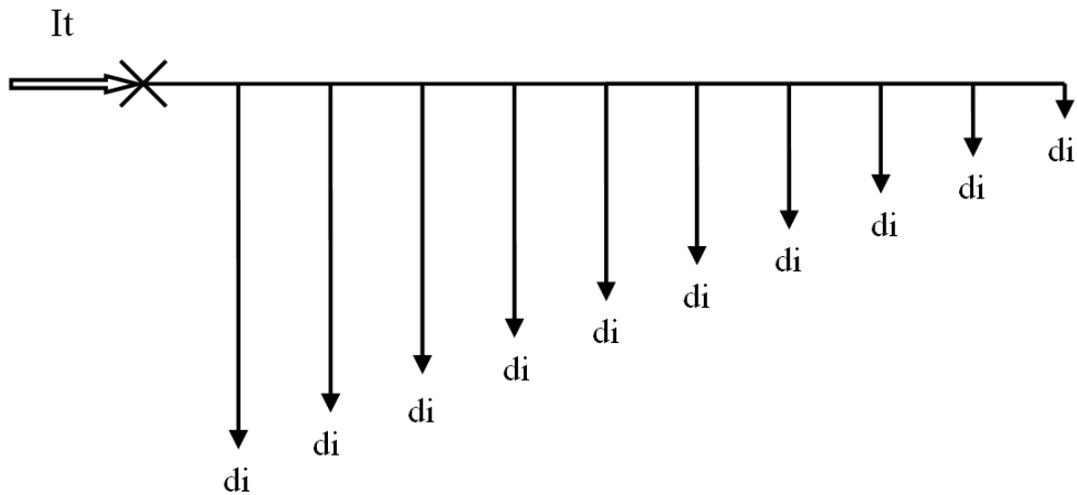


Figura 4. Distribución de carga en triángulo inverso

Lo siguiente que se ha estudiado es la introducción de almacenamiento con baterías junto a los puntos de generación. Parámetros importantes son los relativos al dimensionamiento de las baterías. Definimos la carga máxima de la batería en Wh como:

$$E_{\text{batería,máx.}} = \frac{110 * C_t * D}{DOD(\%)}$$

Donde C_t es el consumo diario, D es el número de días de autonomía de la batería y DOD es la profundidad de descarga.

Al variar D se tendrá una batería de un determinado tamaño, que se cargará en las horas en las que la producción sea mayor que la demanda de la carga y tenga capacidad para

esa diferencia de energía, y se descargará cuando la producción sea menor que la demanda y el nivel de carga no sea menor que el *DOD*.

Más adelante se plantea una hipotética línea real, para la cual se halla una *R* por tramo entre puntos de consumo, en la que poder determinar de caída de tensión. De este modo, en cada tramo de la línea hay una corriente diferente debido a que la tensión cambia en cada punto, y el modelo es más próximo a la realidad. Sin embargo, estudios anteriores sobre el tema (citados en la bibliografía), estudian por separado la caída de tensión y las pérdidas en la red, esto se hace así ya que su estudio conjunto resulta en cálculos más complejos para resolver el problema. Planteando un problema real se comprueba que la aproximación de hacer la tensión constante es admisible.

Por último se ha estudiado la variación en la caída de tensión en la línea, con el objetivo de ver cuánto afecta la introducción de GD. Para ello se ha definido un ratio (Ratio de Mejora) entre la máxima caída de tensión en la línea sin introducir producción distribuida, y la máxima variación de la tensión en la línea con producción distribuida respecto a la nominal.

$$RM = \frac{\max_{1 \leq i \leq n} \Delta U_{conFV}}{\Delta U_{sinFV}} = \frac{\max(\sum_{i=1}^{x_0} R * I_{conFVi}, \sum_{i=1}^n R * I_{conFVi})}{\sum_{i=1}^n R * I_i}$$

Si este ratio toma valores inferiores a 1 querrá decir que la máxima variación de tensión que se da en la línea con GD es menor que la caída de tensión en la red sin generación, por lo tanto es recomendable y perfectamente aceptable.

3. CARGA DISTRIBUIDA Y CONCENTRADA

3.1. CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA ($P=0$)

En esta distribución de la línea hemos considerado 100 puntos de consumo iguales entre sí con una demanda igual a la obtenida de los datos del Proyecto INDEL. Cada punto de consumo estará localizado a la misma distancia del anterior que del siguiente. Variando la localización de la producción FV entre estos 100 puntos encontramos una posición para la cual el ahorro de pérdidas por efecto Joule en la línea es máximo y un valor de K para el cual es ahorro de pérdidas pasa a ser negativo.

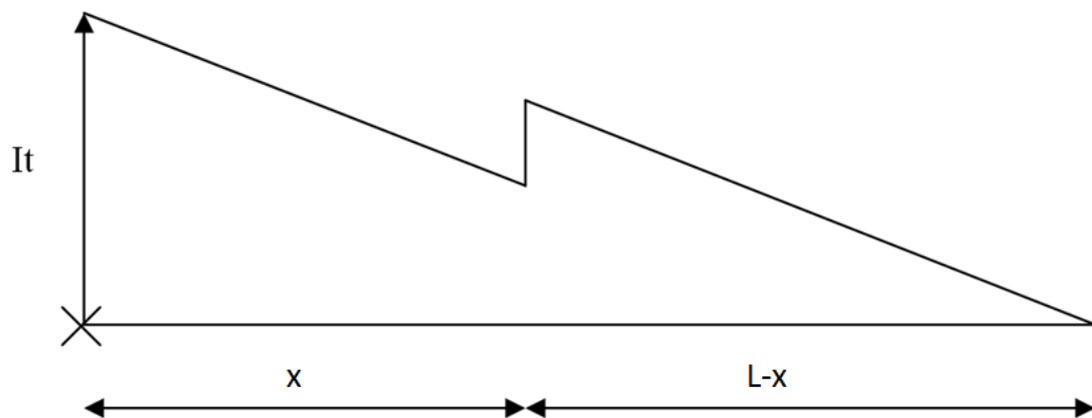


Figura 5. Perfil de intensidad con carga uniformemente distribuida y producción a una distancia x del inicio de la línea, para un K pequeño

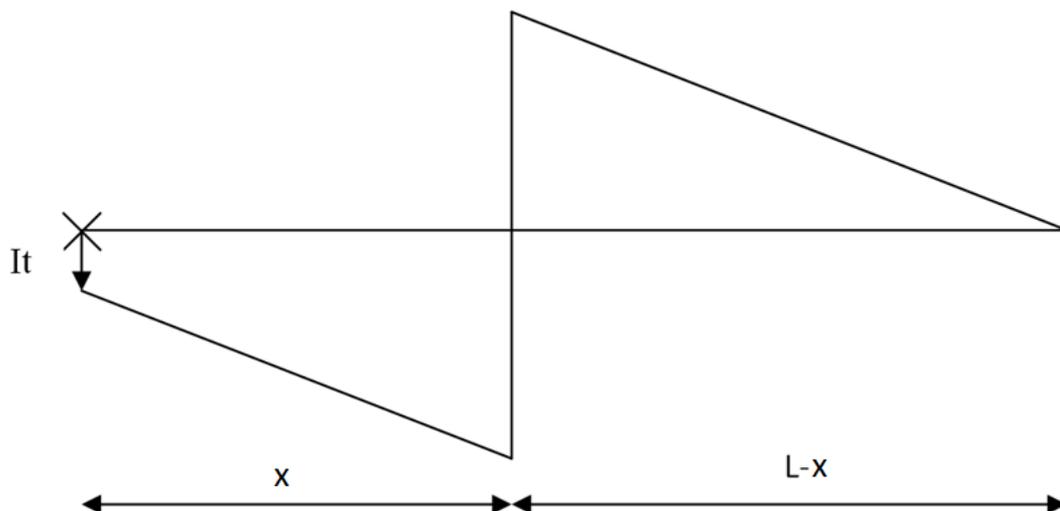


Figura 6. Perfil de intensidad con carga uniformemente distribuida y producción a una distancia x del inicio de la línea, para K grande

Criterio de máximo ahorro

Representando el ahorro conseguido para cada una de las posiciones de la producción FV para varios valores de K tenemos la siguiente gráfica:

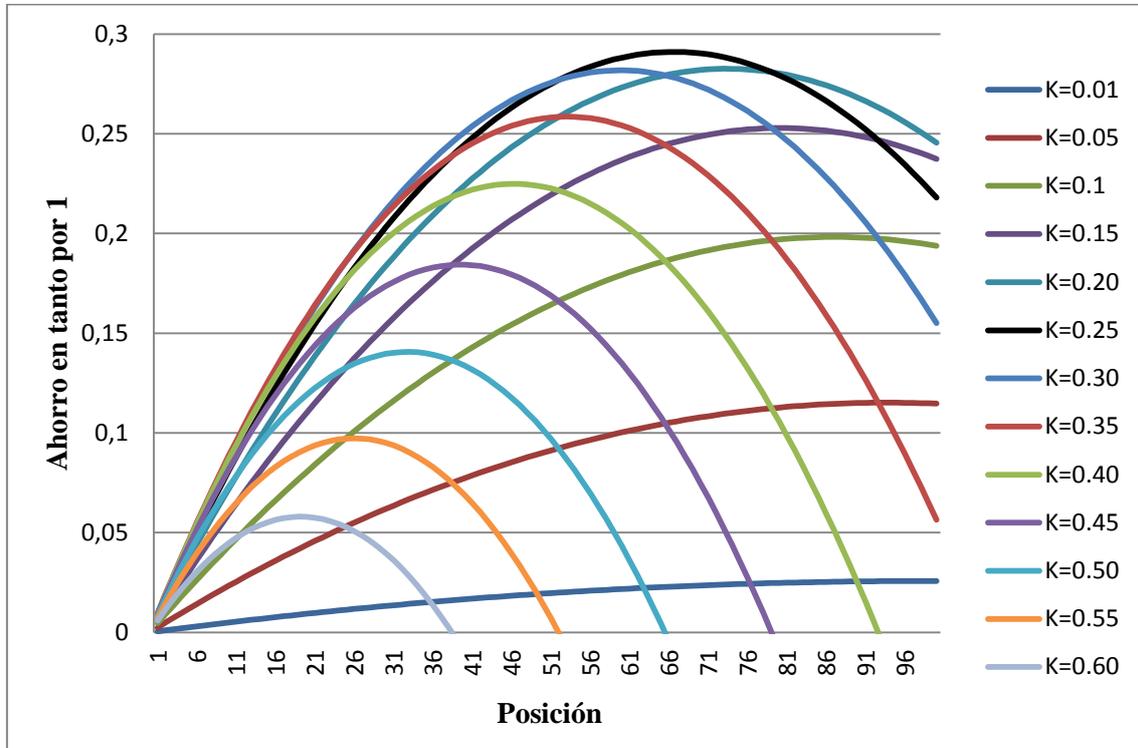


Gráfico 1. Ahorro de pérdidas para cada posición según el valor de K

El máximo ahorro encontrado es para $K=0,25$ con un valor del 29,10% (0,29101363) en la posición de 67/100 de la línea. Si hubiésemos considerado más puntos en vez de solo 100 veríamos que este punto corresponde con la posición 2/3 de la línea.

Si consideramos instalar la producción en puntos aguas abajo del último punto de consumo seguimos obteniendo valores relevantes de ahorro para ciertos valores de K:

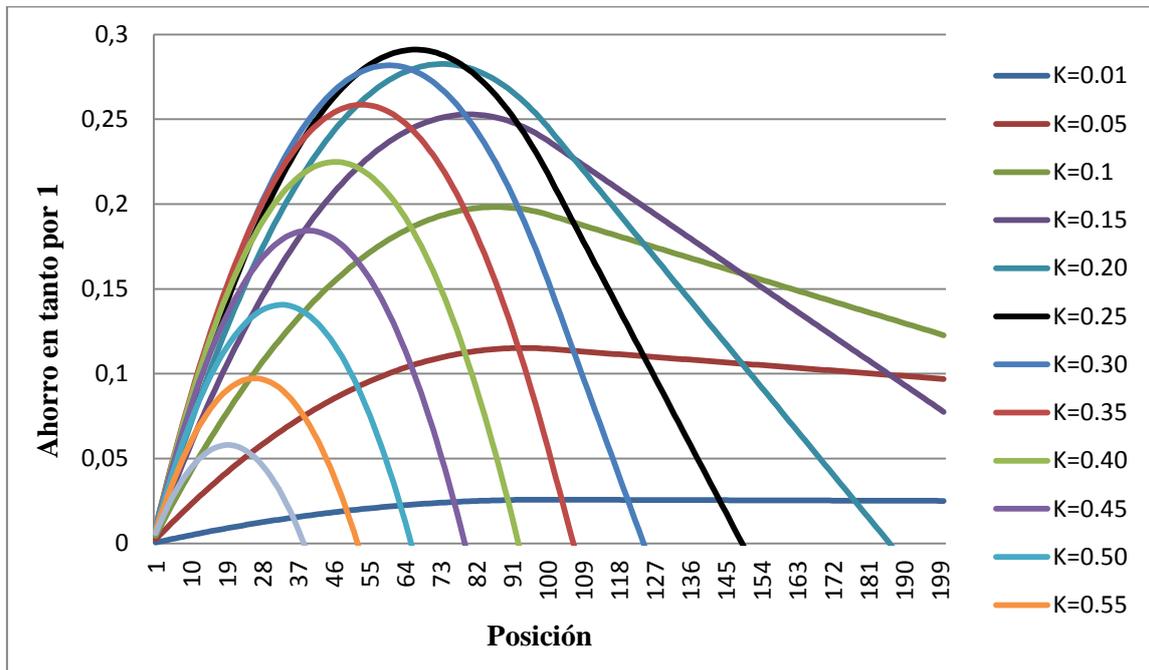


Gráfico 2. Ahorro de pérdidas para cada posición considerando posiciones aguas abajo

Dado que el caso $P=0$ es un caso básico, merece la pena estudiar el aumento de pérdidas en la línea que supondría instalar una producción igual al consumo, es decir $K=1$. Como se puede ver en la siguiente gráfica, en la cual se representa también los valores de $K=2$ y $K=3$, el aumento de las pérdidas con coeficientes de dimensionamiento tan altos resulta inadmisiblemente en cuanto se avanzan pocas posiciones en la línea.

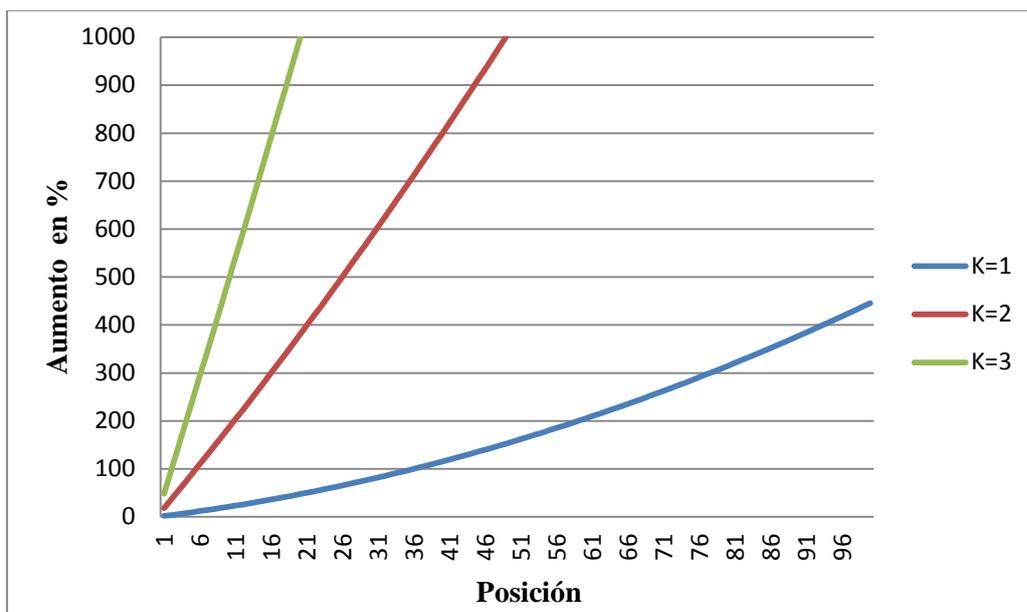


Gráfico 3. Aumento de pérdidas para cada posición para valores altos de K

Vemos que con $K=1$ tenemos como resultado un aumento del 100% en las pérdidas en la posición 36/100, lo que implica tener, ya en esta posición, el doble de pérdidas que sin introducir producción FV en distribución. Es inadmisibles, por tanto, pensar en cubrir toda la demanda anual con generación distribuida en puntos alejados del punto de acometida de la línea.

También resulta de interés localizar el valor de K que en cada posición hace que el ahorro en pérdidas sea máximo. En el siguiente gráfico se muestran estos valores de K para cada posición, junto con el ahorro que supondría en cada caso en tanto por 1.

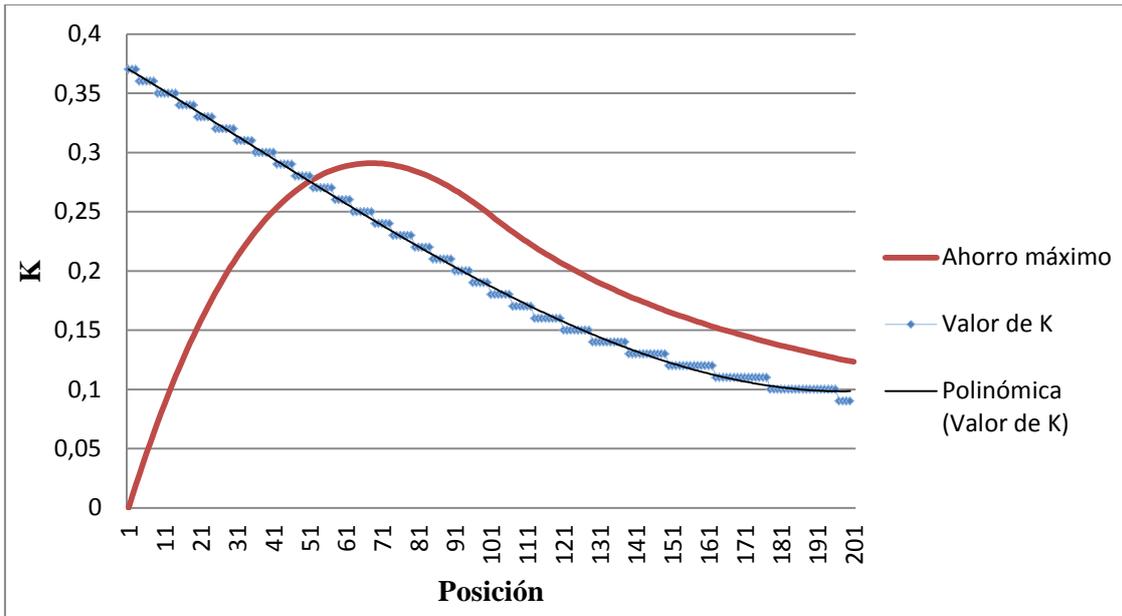


Gráfico 4. Valor de K que hace máximo el ahorro de pérdidas para cada posición junto al ahorro que conlleva ($P=0$)

Vemos cómo, si queremos introducir más producción en la red, tenemos que irnos a posiciones más cercanas al inicio de la línea; mientras que en estas posiciones, a pesar de introducir más producción FV los ahorros conseguidos son más bajos.

Criterio de máxima penetración fotovoltaica

Al representar los valores de K que hacen que en cada posición no haya aumento de pérdidas respecto a la generación cero, vemos también que si queremos introducir de más generación distribuida, tenemos que desplazarnos hacia las posiciones iniciales de la línea. Esto resulta lógico ya que si instalásemos producción del tamaño que fuera en el punto de acometida, no incurriríamos en variación alguna de pérdidas en la línea.

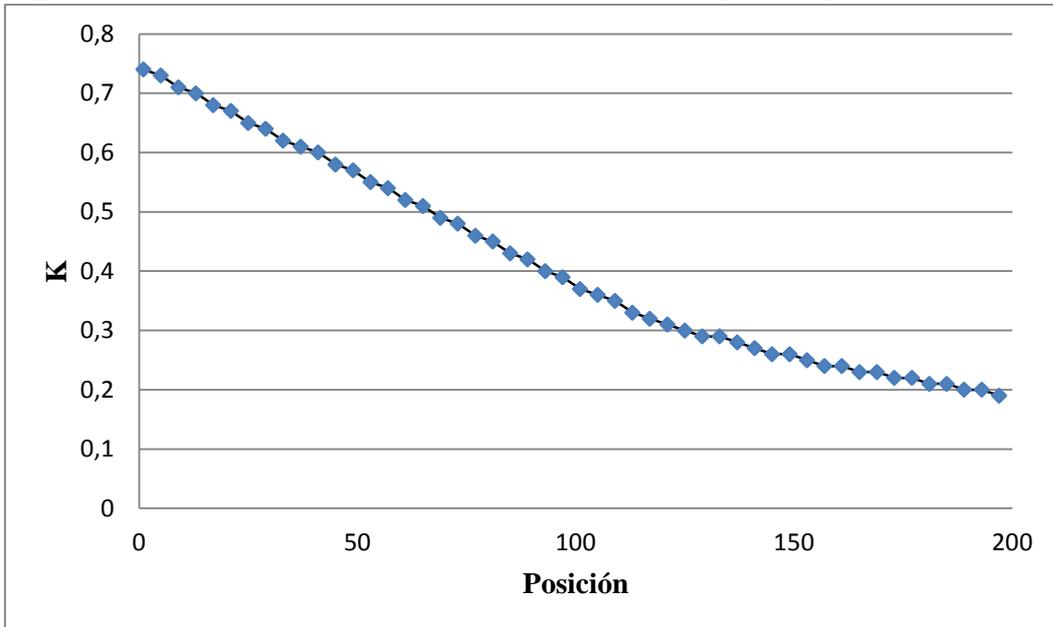


Gráfico 5. Valores de K que hace que el ahorro en pérdidas pase a ser negativo para cada posición

En el inicio de la línea podríamos instalar una producción de hasta un 74% de la demanda anual sin incurrir en un aumento de pérdidas en la red respecto a no poner nada de generación. A medida que avanzamos posiciones vemos como, bajo este criterio de diseño, podemos instalar menos producción fotovoltaica, pero aun así, en la posición correspondiente al último punto de consumo (posición 100) podríamos producir el 38% de la demanda anual de la línea.

3.2. CARGA CONCENTRADA AL FINAL DE LA LÍNEA (P=1)

Este es el otro caso básico que podemos encontrarnos. Podría modelarnos un foto de consumo (bien sea una empresa, un polígono industrial o un barrio periférico) alejado del punto de suministro eléctrico.

Criterio de máximo ahorro

Al no tener en cuenta la caída de tensión en este caso, el óptimo de la posición de FV se encuentra en el final de la línea y el ahorro va creciendo de forma lineal al avanzar la posición de la FV hasta la posición 100, que es donde hemos localizado la carga concentrada. A partir de ese punto, si ponemos FV aguas abajo del punto de consumo, el ahorro desciende linealmente con una pendiente distinta. Si aumentamos el factor de dimensionamiento (K), vemos que el ahorro en pérdidas máximo también aumenta hasta un valor cercano al 32,74% (0,3274207) con $K=0.37$ y después comienza a caer.

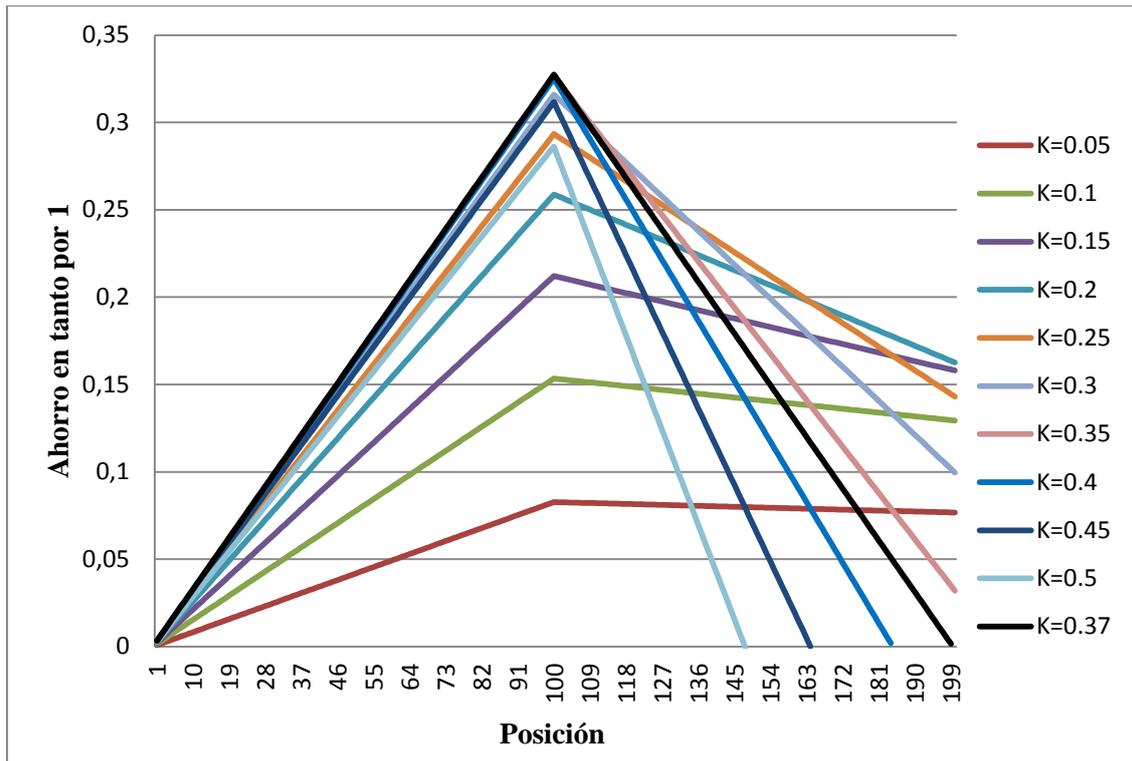


Gráfico 6. Ahorro de pérdidas para cada posición según valores de K

Si planteamos poner la misma producción que consumo ($K=1$) vemos que las pérdidas aumentan desde la primera posición. Si pudiéramos además esta generación en el mismo punto donde está situada la carga concentrada el aumento de pérdidas sería del 62,99%. Por lo tanto resulta inasumible aspirar a cubrir toda la demanda anual de energía con generación distribuida.

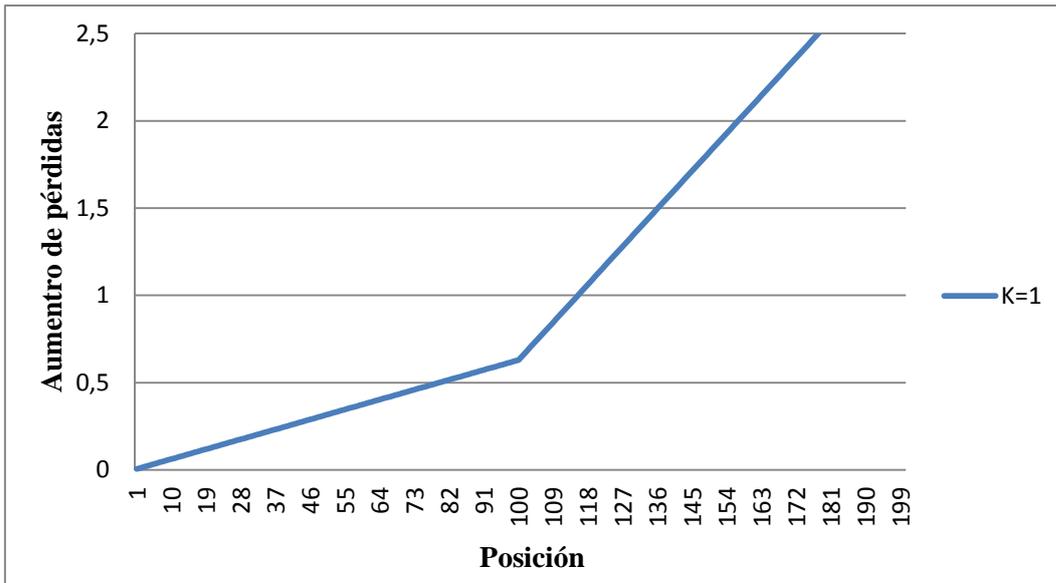


Gráfico 7. Aumento de pérdidas para cada posición con K=1

Si representamos, al igual que hemos hecho para el caso básico ($P=0$), el valor de K que hace máximo el ahorro para cada posición, tenemos que antes de la carga concentrada este valor es constante mientras que después de la carga este valor comienza a caer.

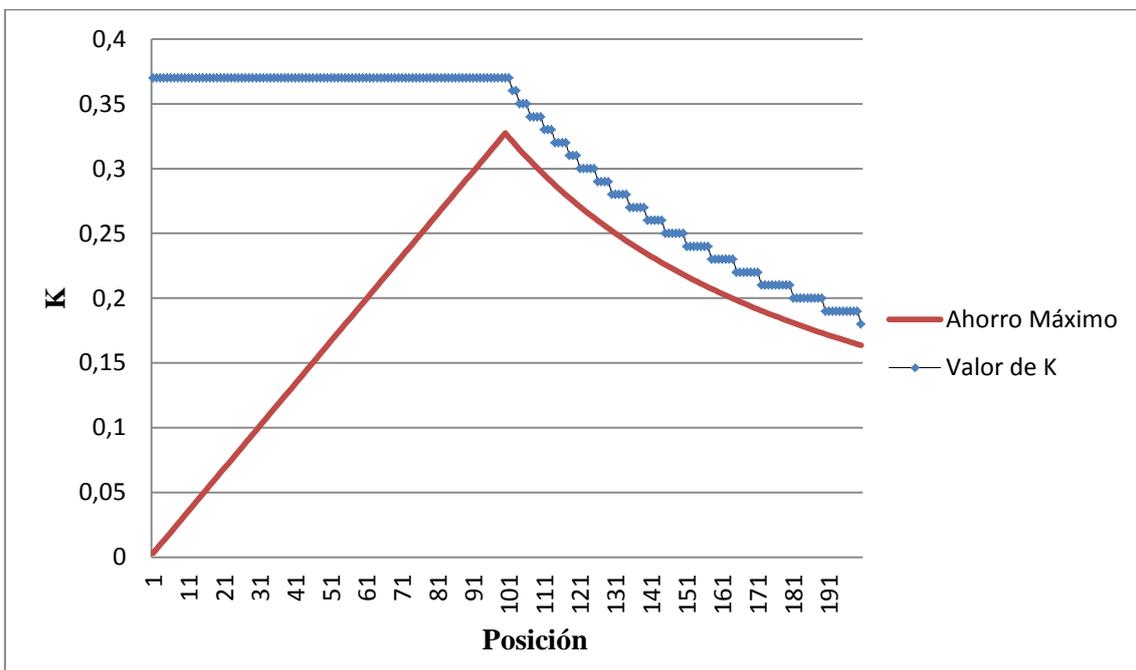


Gráfico 8. Valor de K que hace máximo el ahorro para cada posición junto con el ahorro que conlleva ($P=1$)

El valor de K inicial (producir el 37% de la demanda) es el mismo que el que podríamos instalar en el inicio de la línea con carga uniformemente distribuida, ya que sería el caso equivalente a tener toda la carga distribuida concentrada en el primer punto de la línea.

Criterio de máxima penetración fotovoltaica

Bajo el criterio de máxima penetración de producción FV podemos representar los valores de K que hacen que el ahorro de pérdidas pase a ser negativo para cada posición:

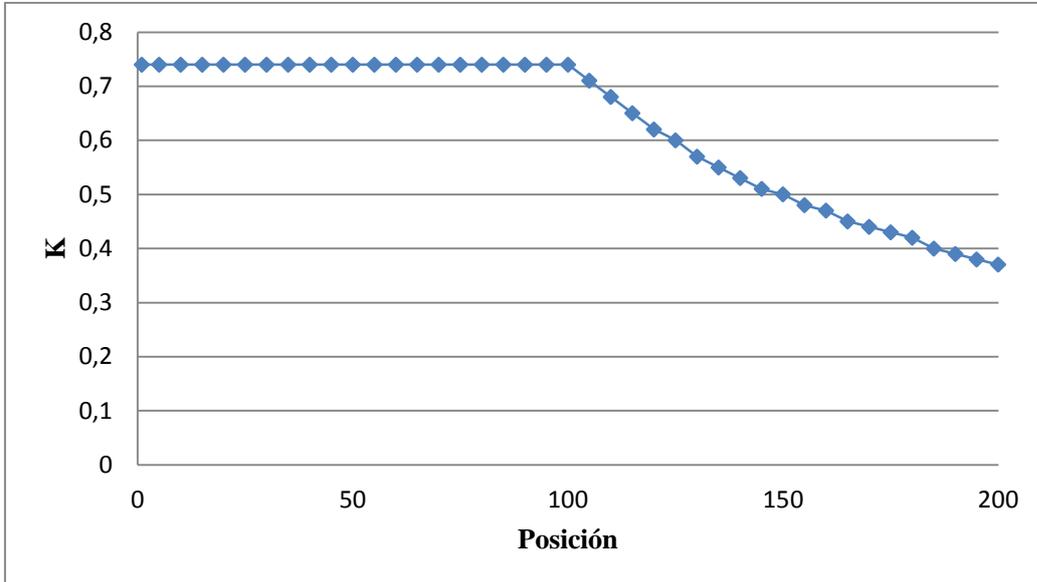


Gráfico 9. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición (P=1)

Como para una carga concentrada el ahorro respecto a la posición es una recta, para el valor de $K=0.74$ esta recta es horizontal con valor próximo a cero, luego aguas arriba de la carga K es constante. Si situamos la FV aguas abajo de la carga K comienza a disminuir, aunque seguimos teniendo un ahorro del 50% alejándonos un 50% de la longitud de la línea de consumo más allá de la carga. Al igual que antes, este valor de K (que corresponde a producir en distribución un 74% de la demanda) es el mismo que podríamos instalar en el caso $P=0$ en la primera posición.

3.3. CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA CON CARGA CONCENTRADA

Los casos que se estudian a continuación resultan de la combinación de los dos anteriores. Al igual que en el primer caso, seguimos teniendo las mismas 100 cargas iguales uniformemente distribuidas, pero ahora hemos incorporado una carga al final de la línea cuyo valor varía para obtener valores de P intermedios. Con esta configuración de la red se puede modelar, por poner un ejemplo, una calle con unifamiliares situados a una cierta distancia uno de otro y un comercio mediano u otra mediana empresa al final de la calle.

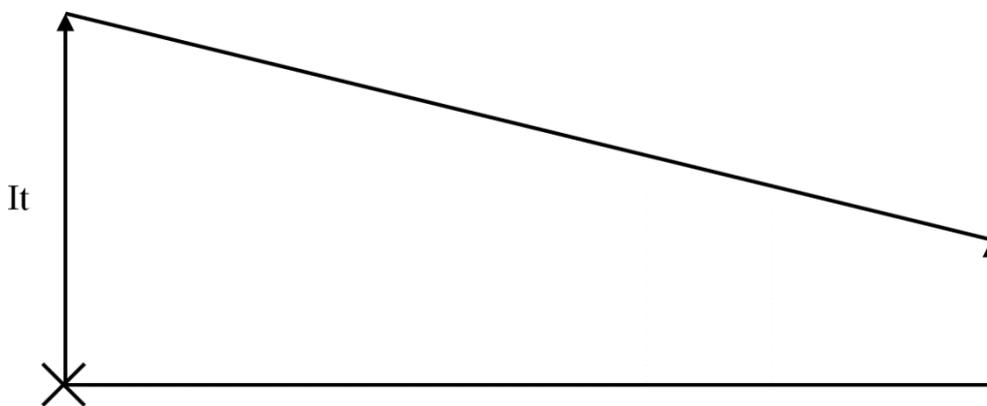


Figura 7. Perfil de intensidad carga concentrada más distribuida sin producción FV

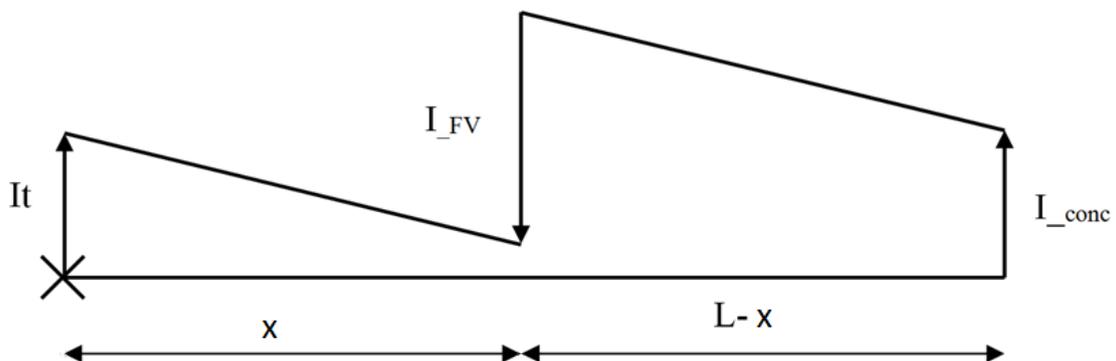


Figura 8. Perfil de intensidad con carga concentrada y distribuida añadiendo producción FV

Caso con una tercera parte de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida (P=1/4)

El máximo ahorro lo encontramos con $K=0.25$ con un valor del 29,58% (0,29577569) en la posición 89/100. Podemos ver el ahorro conseguido también para otros valores de K en la siguiente gráfica:

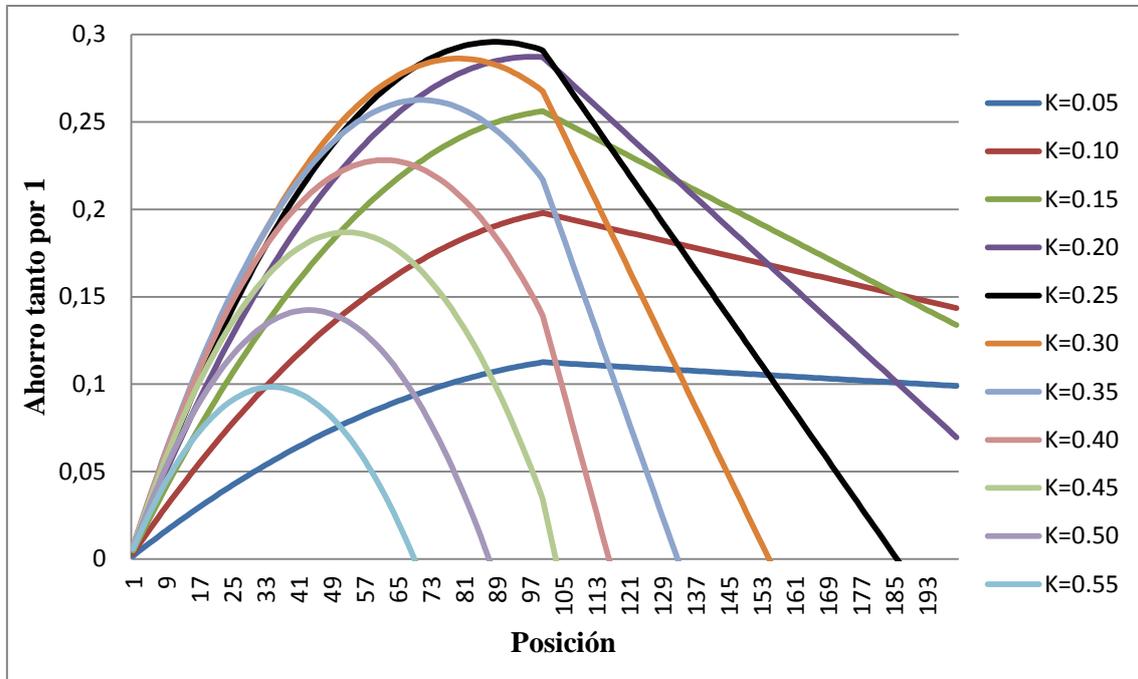


Gráfico 10. Ahorro de pérdidas para cada posición para distintos valores de K ($P=1/4$)

Se puede apreciar que para todos los valores de K el punto óptimo se desplaza hacia el final de la línea, que es donde tenemos más concentración de carga. La mayor capacidad de instalar FV no se observa todavía con carga concentrada tan baja, del mismo modo que tampoco es significativo el aumento de ahorro que se consigue respecto al caso de $P=0$.

Caso de igual carga concentrada al final de la línea que distribuida ($P=1/2$)

Para esta configuración el máximo ahorro lo encontramos con el valor de $K=0.28$ con un valor del 31,57% (0,31578332) situando la FV junto con la carga concertada, posición 100.

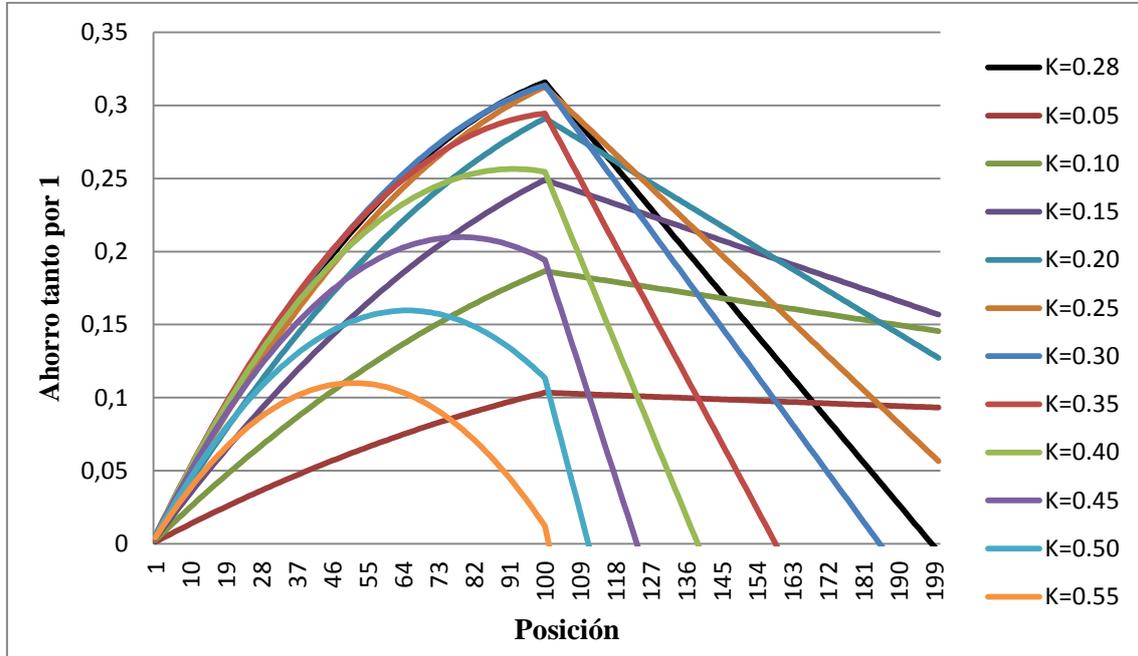


Gráfico 11. Ahorro de pérdidas para cada posición según el valor de K ($P=1/2$)

Para este caso sí que se puede apreciar un aumento de la capacidad de incorporar generación y un aumento del ahorro máximo conseguido respecto al caso $P=0$. Al tener la carga concentrada ya un peso importante, solo es a partir de $K=0.4$ cuando el máximo se encuentra antes de la posición 100.

Caso con triple de carga concentrada al final de la línea respecto a la distribuida (P=3/4)

Para este último caso intermedio el máximo lo encontramos con $K=0.32$ con un valor del 32,51% (0,3251823) en la posición 100. En la siguiente gráfica se han representado varios valores de K :

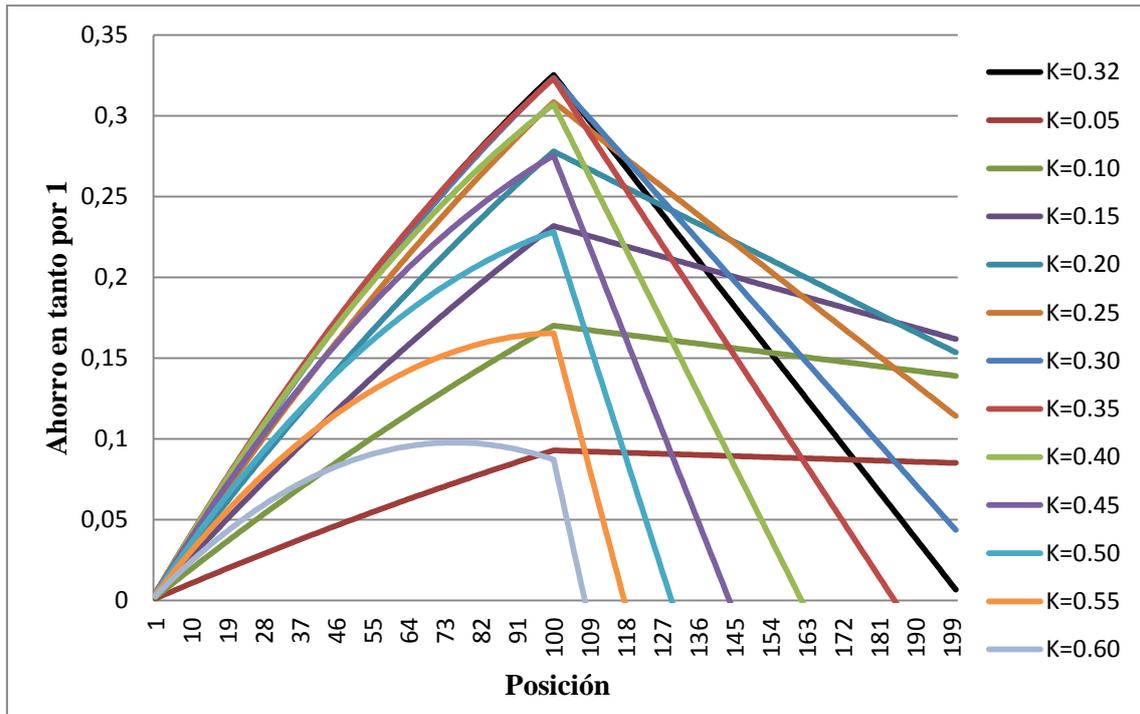


Gráfico 12. Ahorro de pérdidas para cada posición según K ($P=3/4$)

Se puede ver que al aumentar el valor de la carga concentrada, este caso es muy similar al de $P=1$, solo es a partir del valor de $K=0.55$ cuando el óptimo lo encontramos antes de la posición 100.

3.4. COMPARACIÓN DE CASOS ANTERIORES

En la realidad nos encontraremos con casos que puedan asemejarse a una línea con carga uniformemente distribuida, una carga constante en un determinado punto o con situaciones combinadas de lo anterior. Hay dos formas de comprar los resultados de ahorro de pérdidas obtenidos para cada uno de ellos: fijando el K que nos da un ahorro máximo (K óptimo) y representando el ahorro para todas las posiciones, o fijando la posición que nos da el óptimo y variando K para las 5 distribuciones.

La primera forma la presentamos a continuación, donde hemos fijado para cada valor de P el valor de K que nos daba el óptimo (P=0: K=0.25; P=1/4: K=0.25; P=1/2: K=0.28; P=3/4: K=0.32; P=1: K=0.37) y hemos representado el ahorro de pérdidas en tanto por 1 respecto a las posiciones de generación FV donde hemos establecido puntos de consumo.

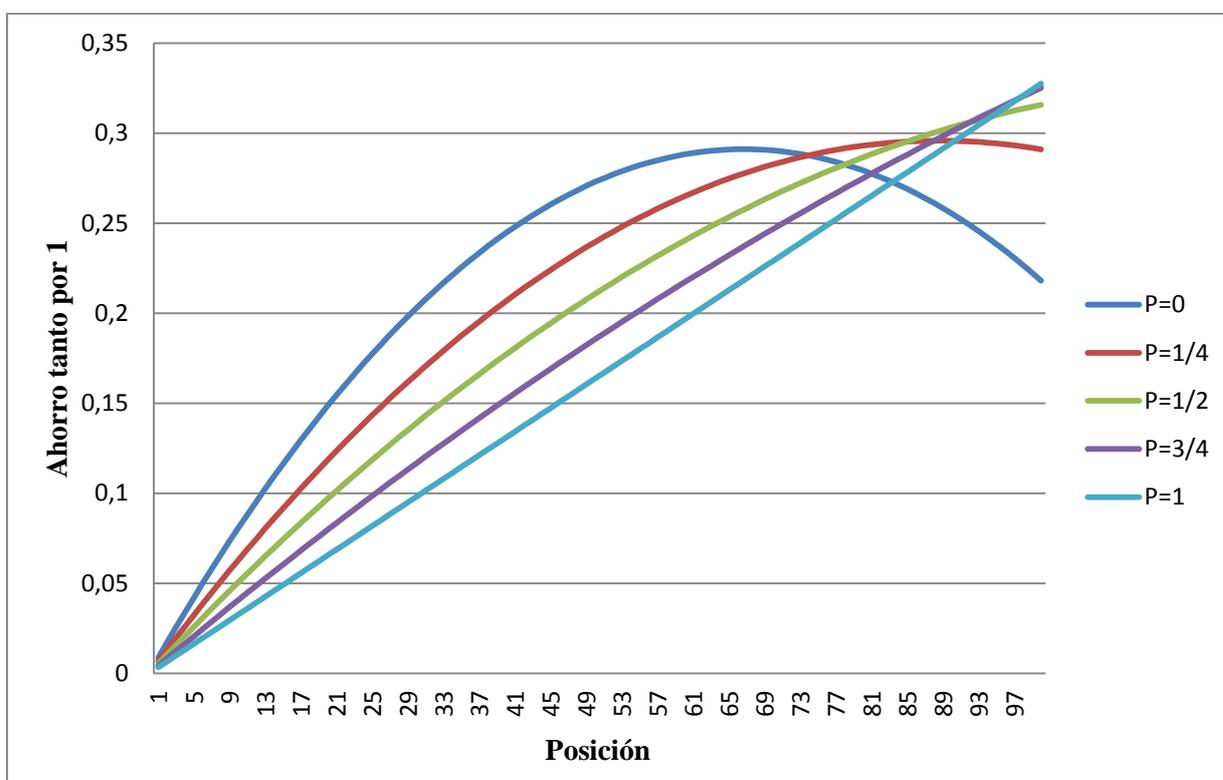


Gráfico 13. Comparación del ahorro conseguido en todas las posiciones con las diferentes configuraciones y el K óptimo en cada caso

Como vemos, a medida que aumentamos el valor de P (ganando peso la carga concentrada frente a la distribuida) podemos conseguir mayor reducción de pérdidas y mayor capacidad de incorporar producción distribuida. Al aumentar P también se desplaza la posición óptima de producción FV hacia el final de la línea, donde tenemos posicionada la carga concentrada. Con P=1, para todos los valores de K la posición junto a la carga concentrada resulta la óptima.

La segunda forma consiste en fijar la posición que daba el máximo ahorro de pérdidas para cada configuración (67/100 para $P=0$, 89/100 para $P=1/4$ y 100/100 para las restantes) y representar el ahorro en tanto por 1 frente a la variación de K . Los valores de K van desde ausencia de producción FV ($K=0$) hasta una producción igual al consumo anual de la línea ($K=1$).

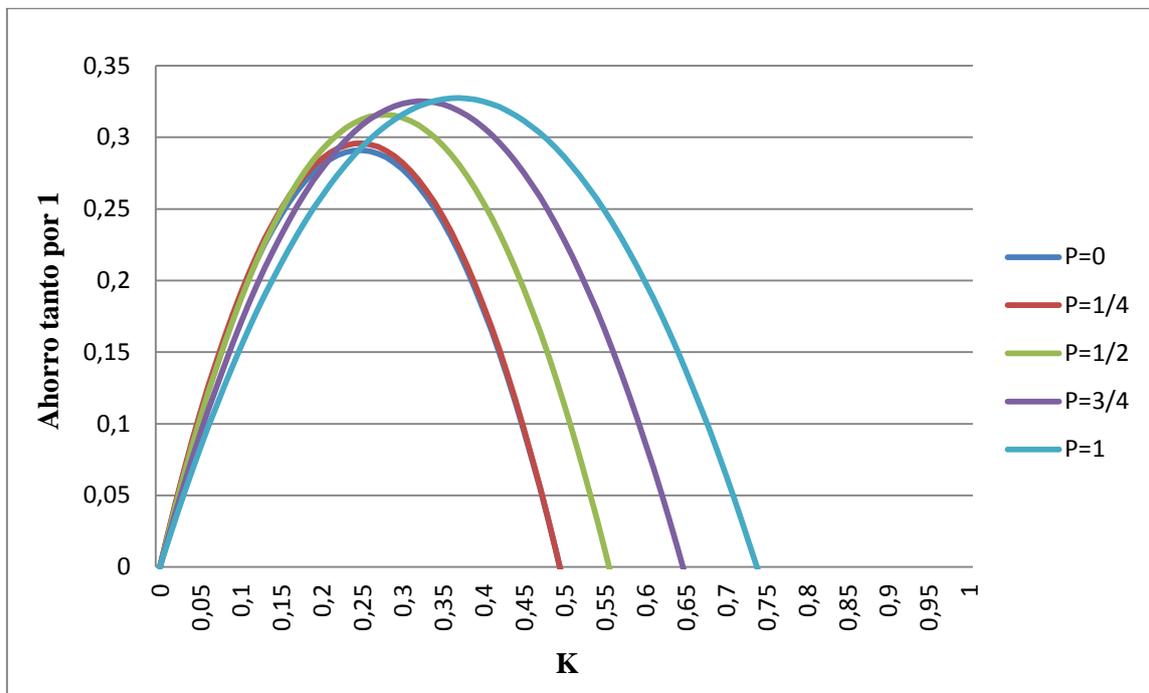


Gráfico 14. Comparación de los ahorros conseguidos en cada configuración al variar K en la posición óptima de cada caso

Al superar K un valor determinado en cada configuración, incurrimos en un aumento de pérdidas respecto a no poner generación distribuida. Representando también los valores de ahorro negativo, es decir de aumento de pérdidas, tenemos el siguiente gráfico:

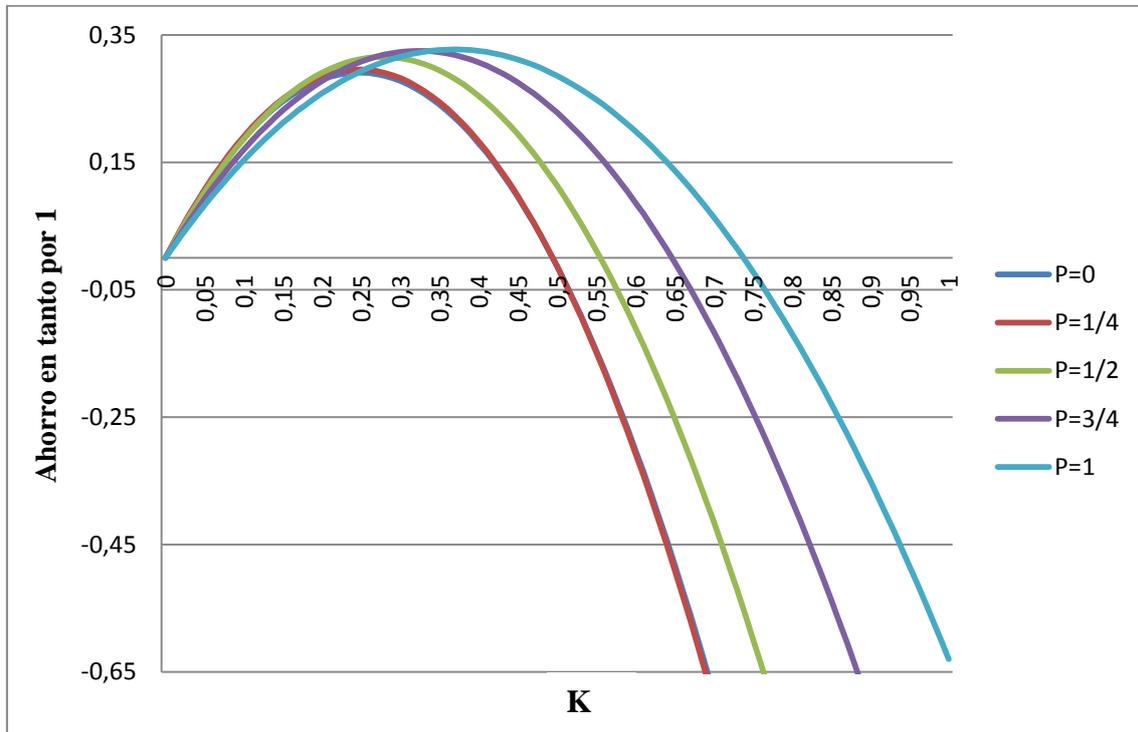


Gráfico 15. Comparación de los ahorros conseguidos en cada configuración al variar K en la posición óptima de cada caso

Se puede apreciar de la gráfica anterior que a medida que aumenta P podemos introducir más generación en la línea (K más alta) tanto si queremos obtener el máximo ahorro de pérdidas, como si queremos hacer el ahorro igual a cero.

4. PRODUCCIÓN DIVIDIDA

Lo que se pretende en esta parte es estudiar cómo afecta a las pérdidas en la red y a la dimensión de la generación el hecho de que la producción de fotovoltaica esté dividida en varios puntos. Esto quiere decir que la misma cantidad de generación que antes íbamos cambiando de posición, ahora la repartimos en dos o más puntos de generación iguales entre sí. De este modo la definición del coeficiente de dimensionamiento sigue siendo la misma. El objetivo es de nuevo conocer cuál es el máximo ahorro conseguido al aumentar el número de puntos de generación, hallar el nivel de penetración de FV en la línea y para qué posiciones.

4.1. PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN 2 PUNTOS

En este caso los dos puntos de FV son iguales y de la mitad de potencia que en el caso de un solo punto. Para cada posición de la primera instalación FV tengo una gráfica diferente. Es interesante representar los máximos de ahorro de conseguidos moviendo una FV para cada posición de la segunda FV, y esto para diferentes K. Así localizaremos el ahorro máximo que se consigue en dos puntos que coinciden con las posiciones donde hay que instalar la producción.

Criterio de máximo ahorro

Solo carga distribuida

En el caso de dos puntos de FV, al representar el máximo ahorro conseguido al ir moviendo de posición uno de los dos puntos de FV, fijando $K=0.30$, obtenemos dos puntos óptimos: en las posiciones 40 y 80. Esto quiere decir que al poner una FV1 en 40 y la FV2 en 80 obtenemos un ahorro del 31,43% (0,3143045).

Cabe interés en representar cómo varía el ahorro máximo posible al fijar un punto de FV en la posición que nos da el máximo, y al variar la posición del otro punto para distintos valores del coeficiente de dimensionamiento.

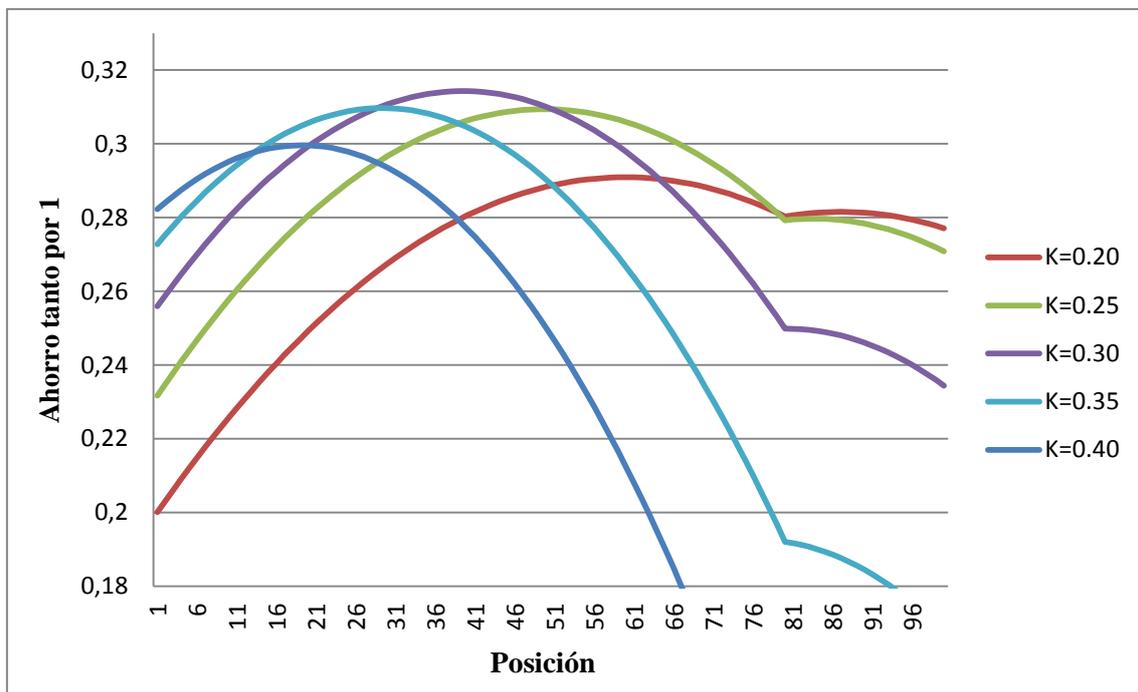


Gráfico 16. Ahorro en cada posición de la generación FV1 habiendo fijado la generación FV2 en la posición 80

También puede ser interesante, fijado un coeficiente K concreto, ver como varía el máximo ahorro que podemos conseguir con diferentes posiciones de una FV al ir variando la otra.

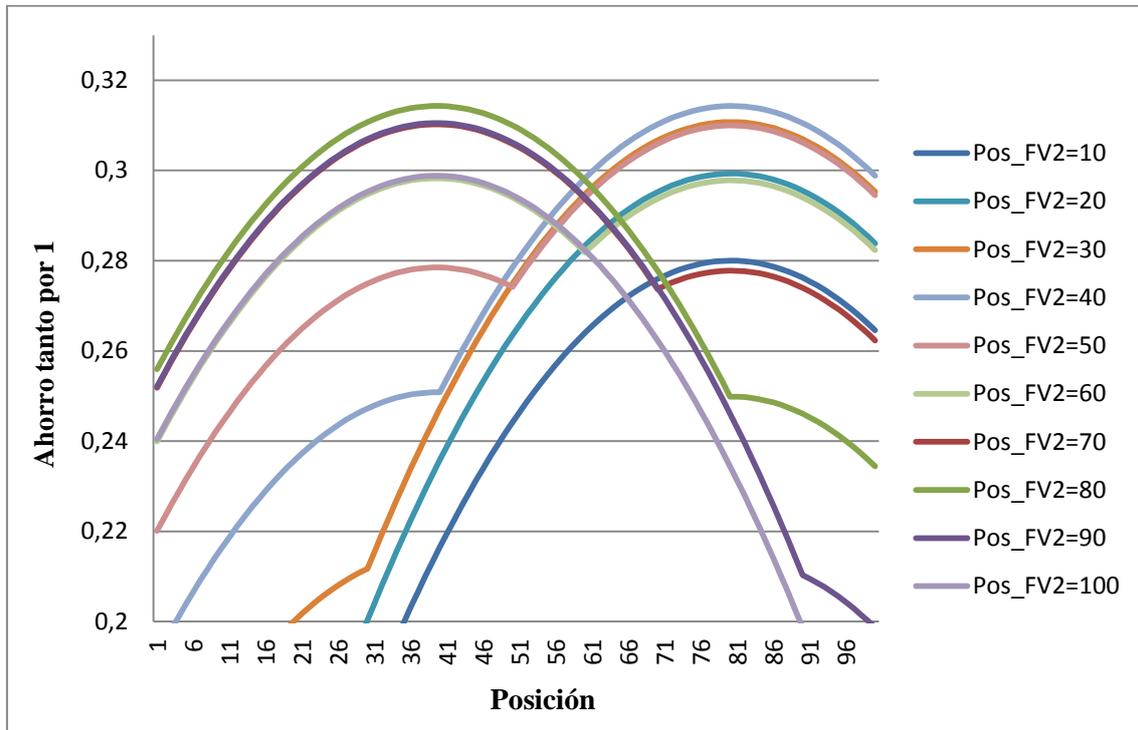


Gráfico 17. Ahorro de pérdidas para cada posición de la generación FV1 con el valor de K=0.3 según fijemos la generación FV2 en una posición

Por último podemos ponerlo todo en 3D. En la gráfica se puede entrar con las posiciones de FV que es posible por el entorno real de instalación para saber el ahorro conseguido. Este gráfico representa el ahorro para $K=0.30$, con el cual conseguimos el valor óptimo.

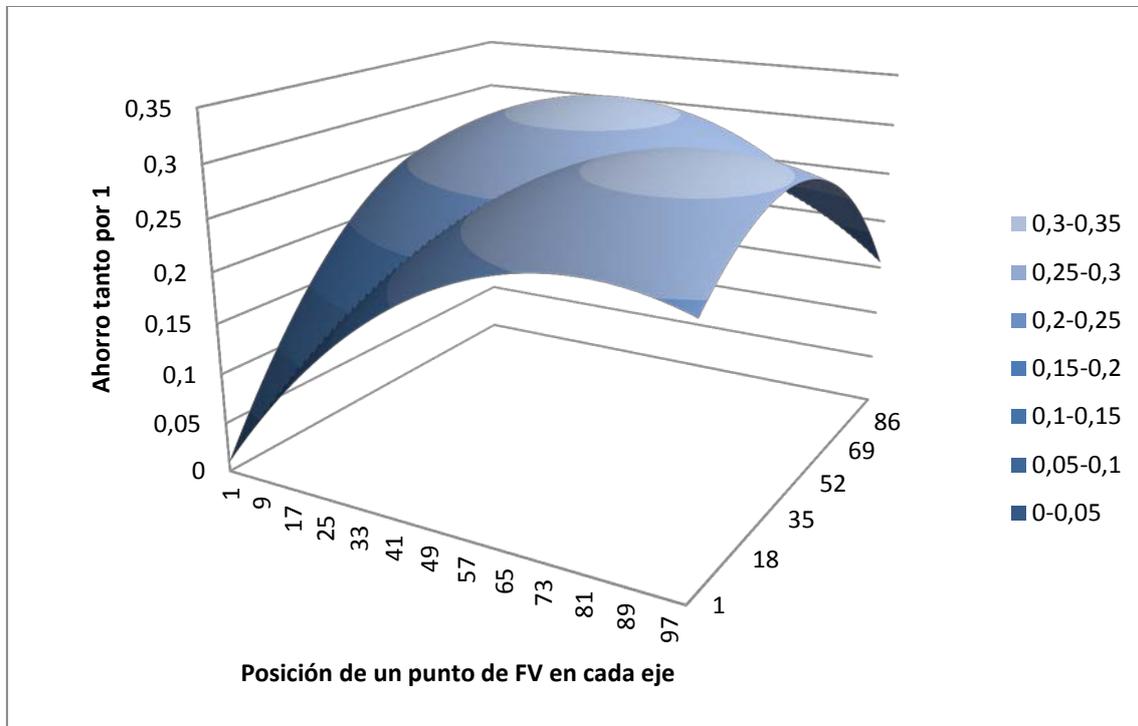


Gráfico 18. Ahorro de pérdidas al variar las posiciones de los dos puntos de generación

Vemos que hay simetría ya que no importa cuál de los dos puntos de FV variemos. Si entramos al gráfico en un eje en la posición 40 y en el otro en la 80 o viceversa obtenemos el punto más alto de la superficie.

Carga distribuida y concentrada

Si a la configuración anterior le añadimos una carga concentrada al final de la línea del mismo tamaño que toda la carga distribuida (caso $P=1/2$), con $K=0.31$ nos da el máximo ahorro en pérdidas al poner la producción en las posiciones 74 y 100. Si fijamos uno de los dos puntos de FV y damos valores de K , los ahorros conseguidos al desplazar el otro punto para diferentes valores de K son los siguientes:

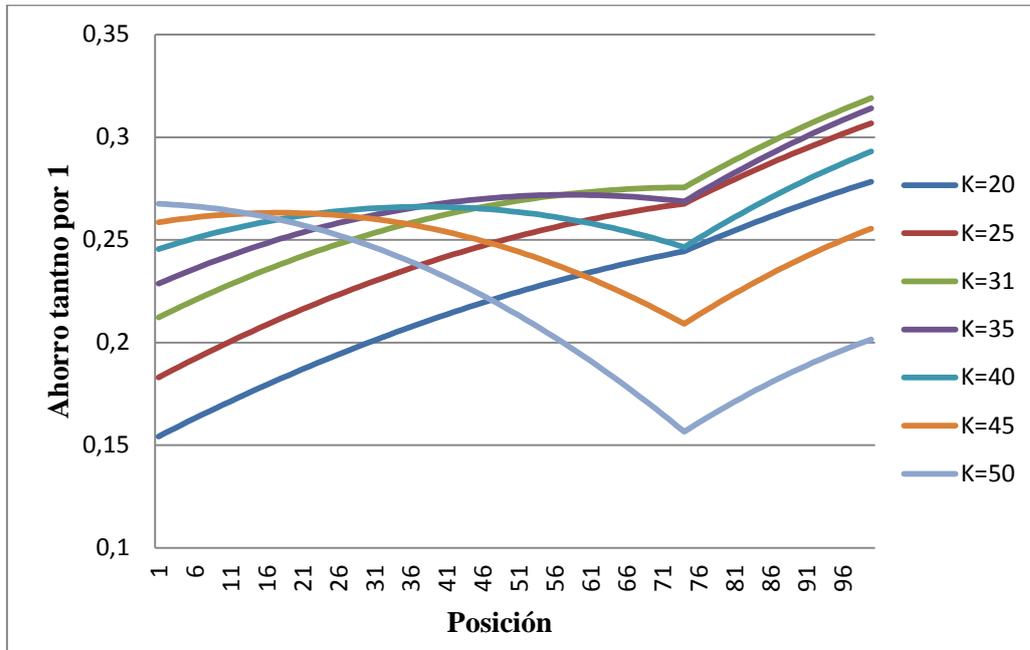


Gráfico 19. Ahorro en cada posición de la generación FV1 habiendo fijado la generación FV2 en la posición 74

El máximo ahorro conseguido es de un 31,91% en este caso.

Si por otro lado tomamos el valor de K que nos da el ahorro máximo y podemos representar el valor del ahorro al mover de posición uno de los puntos finando el otro en una determinada posición:

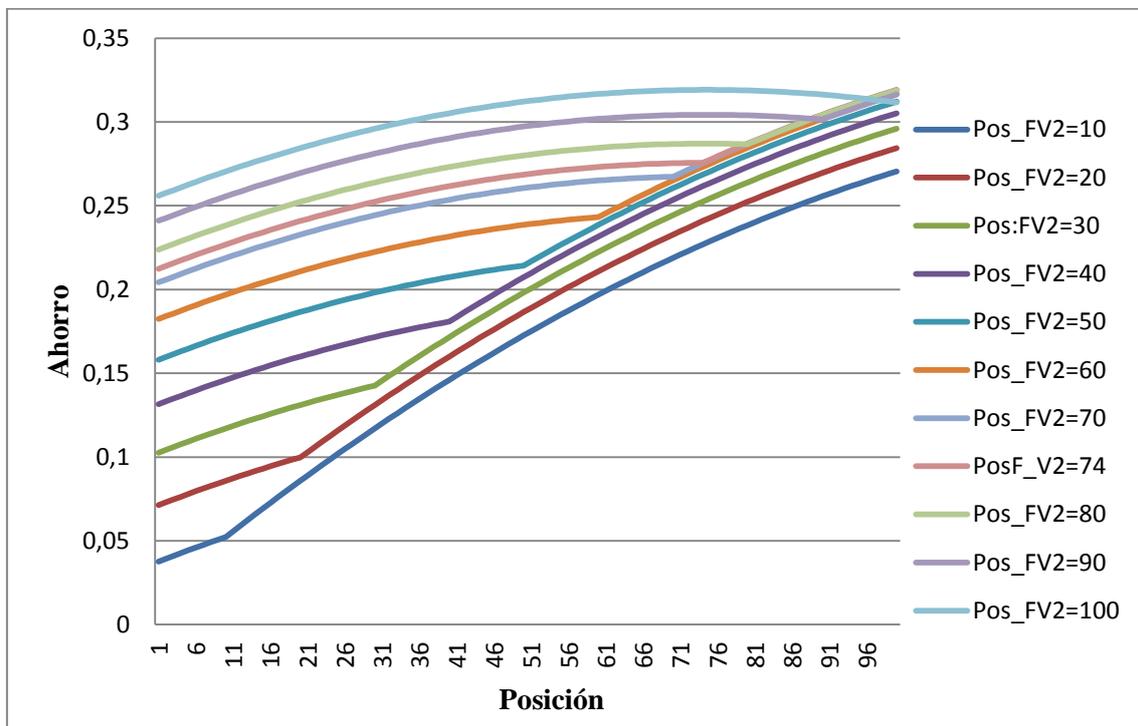


Gráfico 20. Ahorro de pérdidas para cada posición de la generación FV1 con el valor de K=0.31 según fijemos la generación FV2 en una posición

Criterio de máxima penetración

Solo carga distribuida

Si hacemos el análisis desde el punto de vista de la producción FV que podemos introducir sin incurrir en aumento de las pérdidas, vemos que con la división de la generación podemos llegar a tener posiciones para las cuales con un $K=1$ tenemos ahorros positivos.

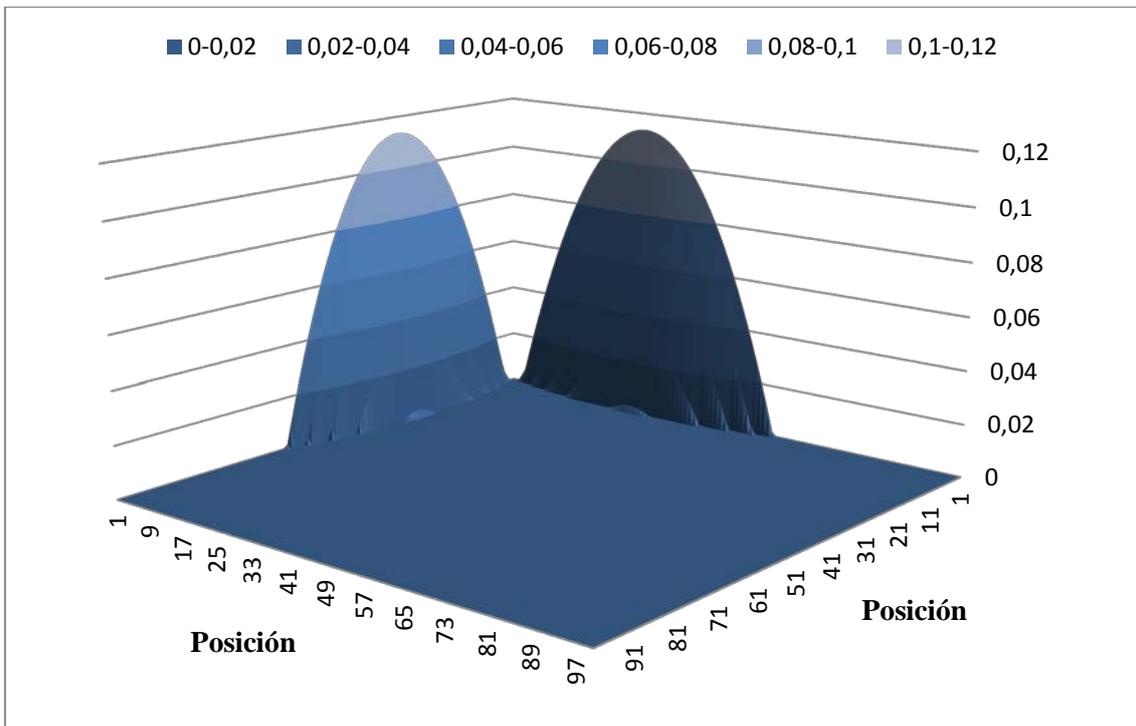


Gráfico 21. Ahorro frente a las posiciones de FV1 y FV2 para $K=1$

Si tuviéramos los dos puntos de producción en la posición 1/100 lo que equivaldría al caso básico con $P=0$ ya estudiado, estaríamos entrando en aumento de pérdidas respecto a no poner generación FV, sin embargo si dejamos la mitad de la producción en la primera posición y movemos la otra mitad a posiciones más alejadas del inicio de la línea (desde la 4/100 hasta la 62/100) tenemos ahorros hasta del 11,35%. Vemos dos zonas ya que hay simetría debido a que no importa cuál de los dos puntos de FV movamos.

El máximo valor de K que podemos conseguir con esta configuración sin entrar en aumentar las pérdidas la es de 1.22 con los puntos de producción en las posiciones 1 y 18.

Carga distribuida y concentrada

Añadiendo a la configuración anterior una carga concentrada al final de la línea igual a la carga distribuida se llega a un valor de $K=1.29$ sin que aumenten las pérdidas en la red respecto a no poner generación en distribución. Este coeficiente de dimensionamiento se consigue posicionando la producción la mitad en el principio de la línea y la otra mitad en la posición 25/100 (sin la carga concentrada esta segunda había que ponerla en la posición 18/100).

4.2. PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN 3 PUNTOS

En este caso los puntos de FV son iguales entre sí y de valor un tercio del caso básico de carga uniformemente distribuida.

Al variar la posición de uno de los puntos obtenemos tres posiciones que hacen el ahorro de pérdidas sea máximo, de la combinación de posiciones de los otros dos puntos de FV. Si ponemos cada uno de los puntos de FV en cada uno de los puntos que hacen el ahorro máximo tenemos un ahorro del 32,07% (0,320741) para $K=0.32$. Estas posiciones son 28, 57 y 86. Como vemos, dos de estas posiciones son números primos, por lo que es imposible encontrar un patrón para sucesivos casos de más puntos de FV.

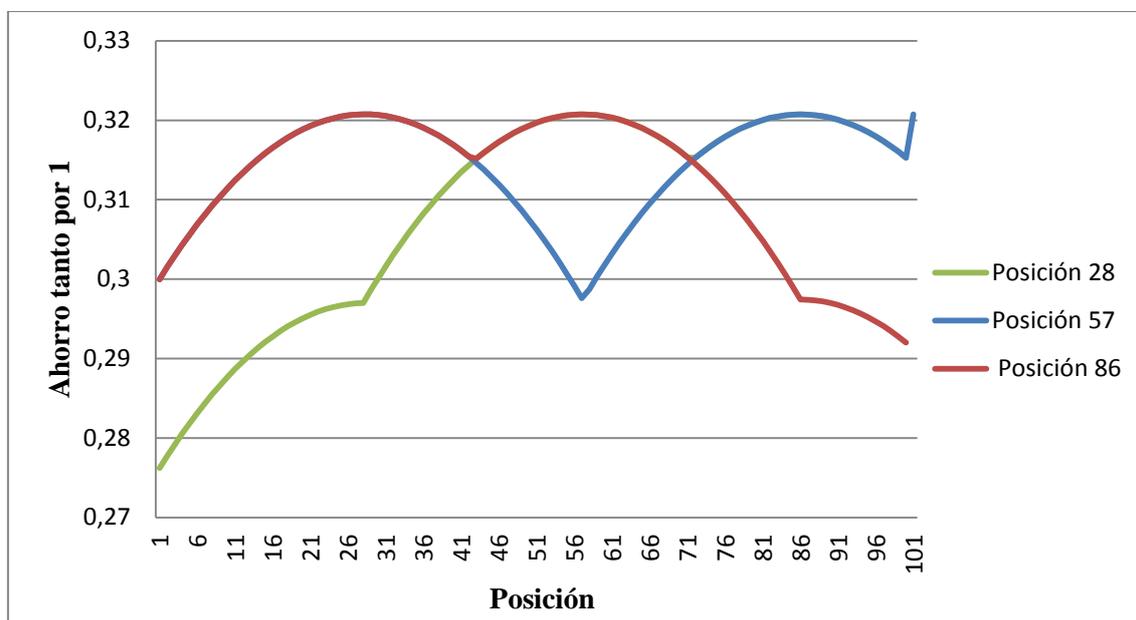


Gráfico 22. Máximo ahorro de pérdidas conseguido al fijar uno de los tres puntos de FV en a la posición 28, 57 y 86 con $K=0.32$

Si fijamos dos de los puntos en dos de los que nos da el ahorro máximo, podemos ver como evoluciona el ahorro al variar el último punto. Esto puede ser interesante si en la realidad se tiene la capacidad de instalar la cantidad de generación que nos optimice

pérdidas pero por el entorno, la geografía o la disposición de los edificios en la implantación no nos permite localizar donde queremos.

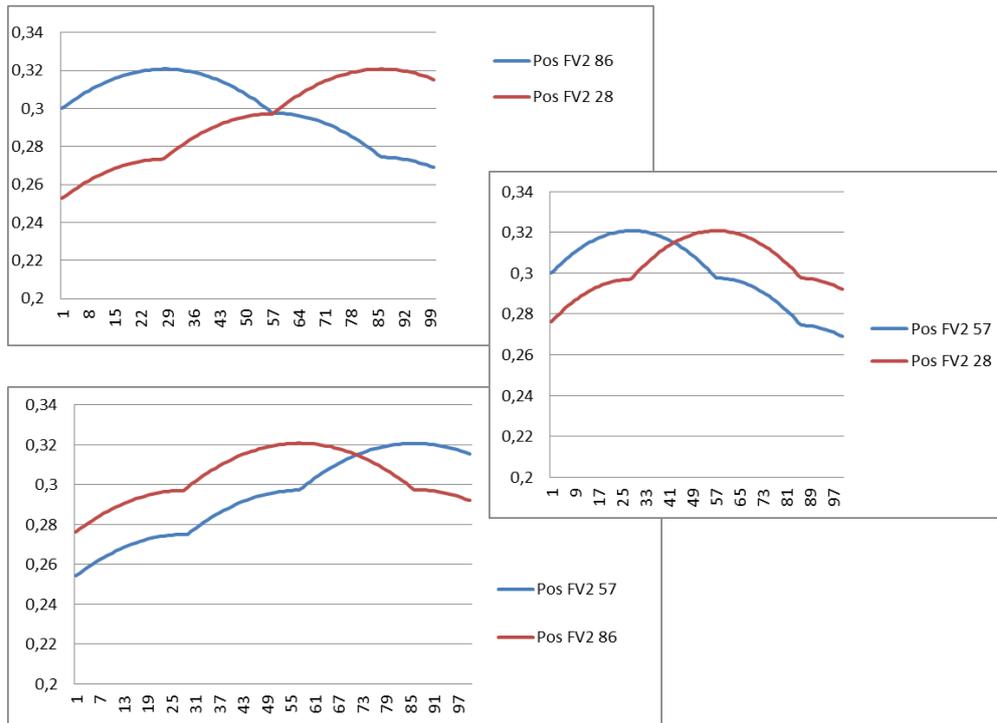


Gráfico 23. Ahorro conseguido para cada posición de FV1 al fijar los otros dos puntos de FV

4.3. PROBLEMA DE LA FV DIVIDIDA EN MÁS PUNTOS

Cuando planteamos 4 puntos de FV iguales entre sí y de valor un cuarto del caso básico con $P=0$, el máximo ahorro hallado es con $K=0.328$ en las posiciones 23, 45, 67 y 89. Resulta un ahorro del 32,34% (0,32331254).

Si planteamos 5 puntos de FV, las posiciones de los puntos que dan ahorro máximo son 18, 36, 54, 73, 91 para un $K=0.339$ y un ahorro de 32,47% (0,324713911).

Si ponemos 6 puntos de generación en la red y de valor un sexto del caso básico, las posiciones de los puntos que dan ahorro máximo son 16, 31, 46, 62, 77 y 93 para un $K=0.34$ y un ahorro del 32,54% (0,3254832).

Debido al aumento del número de operaciones necesarias para resolver los modelos con más puntos de producción FV y al escaso valor que aportan al estudio los resultados pasando de 6 puntos, no se ha continuado desarrollando modelos en esta línea de trabajo.

4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS CASOS CON FV DIVIDIDA

Al llegar a plantear 6 puntos de producción FV en la línea podemos observar una tendencia en los resultados de K y de ahorro obtenido, cada vez que dividimos la producción en más partes aumenta la capacidad de la línea de incorporar generación distribuida y el ahorro sigue aumentando. Sin embargo este aumento es cada vez menor y tiende a un valor. En la siguiente tabla tenemos un resumen de los valores de ahorro de pérdidas máximo conseguidos así como los correspondientes valores de K para ese ahorro:

Tabla 1. TABLA RESUMEN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DIVIDIDA

	Ahorro máximo	K	Posiciones
Un punto FV	29.10%	0.25	67
Dos puntos FV	31.43%	0.30	40, 80
Tres puntos FV	32.07%	0.32	28, 57, 86
Cuatro Puntos FV	32.33%	0.328	23, 45, 67, 89
Cinco Puntos FV	32.47%	0.339	18, 36, 54, 73, 91
Seis Puntos FV	32.55%	0.342	16, 31, 46, 62, 77, 93

Al representar el coeficiente de dimensionamiento, que nos determina la cantidad de producción FV respecto al total de consumo anual, vemos que pasa del 0.25 con un solo punto de generación hasta un valor cercano a 0.34 con 5 y 6 puntos cuando ya el crecimiento se hace muy pequeño.

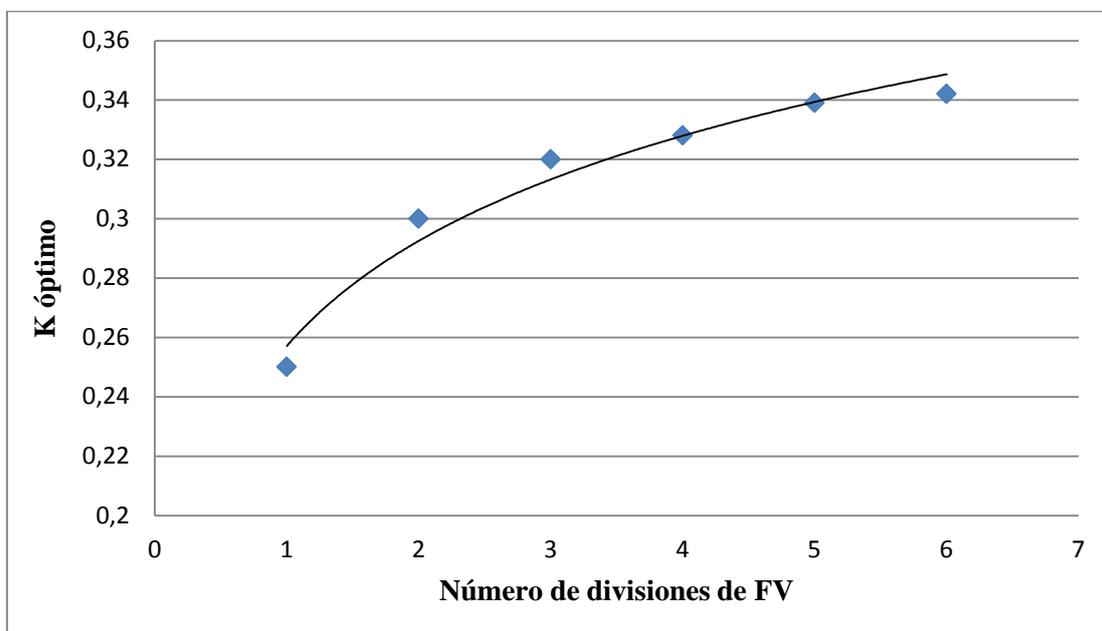


Gráfico 24. Valor de K óptimo en función del número de puntos de fotovoltaica instalados

Respecto al ahorro máximo conseguido cada vez que planteamos un punto más de generación vemos como también tiende a un valor determinado. El ahorro tiende a el valor de 32,74% que es el conseguido con una carga concentrada al final de la línea (caso P=1) y que equivale a que hubiese 100 puntos de producción FV que compensasen a cada uno de los 100 puntos de consumo.

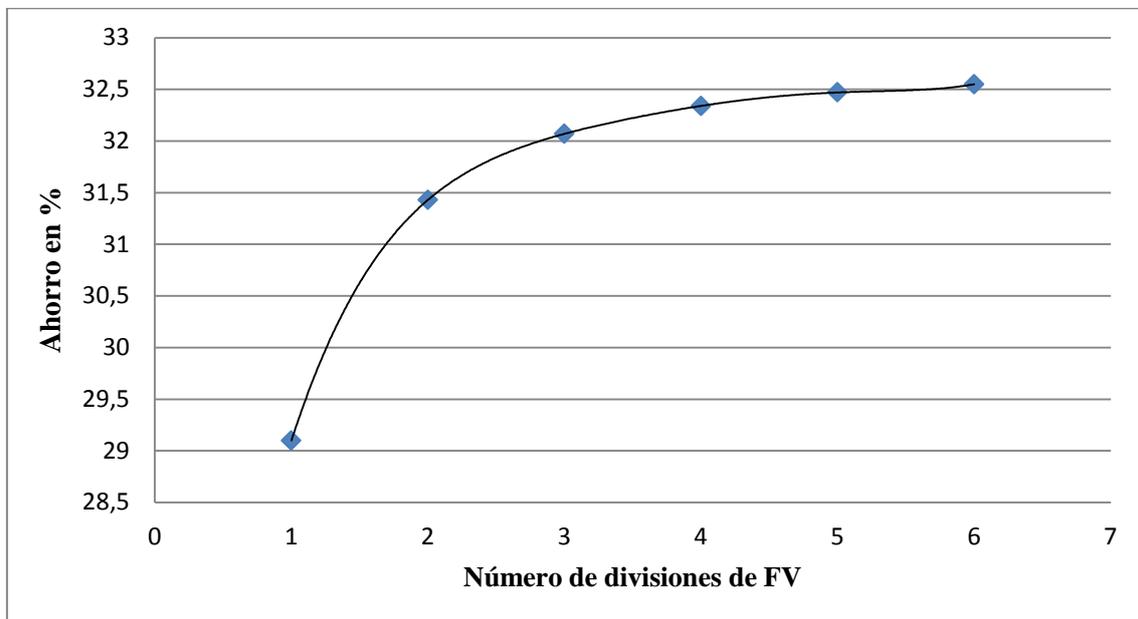


Gráfico 25. Máximo ahorro conseguido en función del número de puntos de fotovoltaica instalados

Haciendo un análisis de la información que nos da esta gráfica podemos decir que dado que el la diferencia conseguida entre poner 100 puntos de FV y poner solo 6 es muy pequeña (0,5% en ahorro), en la implantación en la realidad no sería necesario que cada consumidor tuviera su propia instalación FV si no que sería suficiente con que los usuarios se agruparan en algunos puntos de la línea para instalar producción.

5. DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR Y TRAPEZOIDAL

5.1. CONSUMO CON UNA DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR

Si consideramos una población típica, la potencia eléctrica llega desde el exterior hasta un punto central de la misma desde el cual se distribuye radialmente hacia las afueras de la misma. Tomando una sección de esta distribución circular podemos hacer el mismo estudio realizado hasta ahora solo que el consumo ya no será distribuido de forma constante desde el principio al final de la línea.

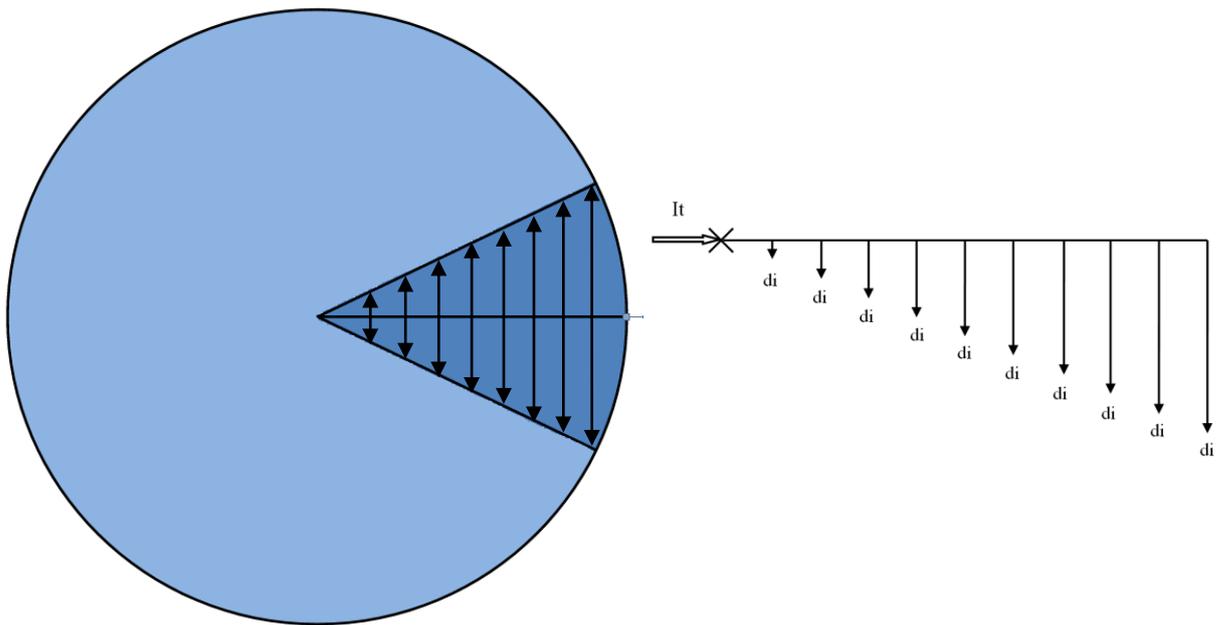


Figura 9. Esquema de distribución de carga en triángulo

Este caso se puede simplificar como una sección triangular en la que la potencia aumenta linealmente desde el principio de la línea. Si queremos mantener la misma corriente de entrada que en caso de carga distribuida constante, la altura del triángulo será $h=2i$, siendo i la corriente de cada punto de consumo. Esta distribución con infinitos puntos en la línea resulta en un perfil de intensidad de la siguiente forma:

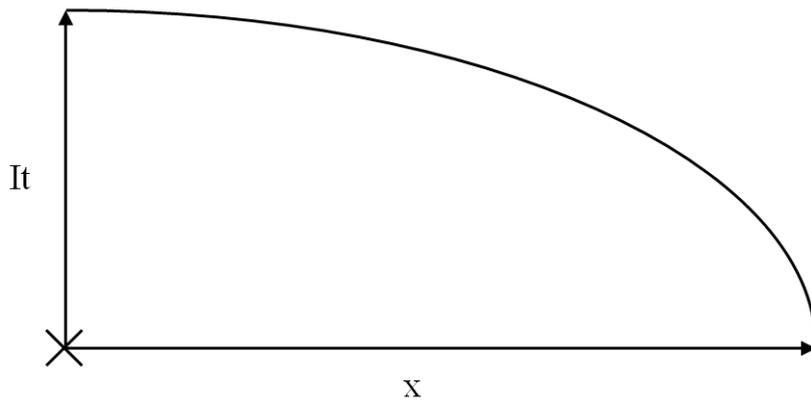


Figura 10. Perfil de intensidad en la línea de una distribución triangular

Con esta distribución de carga las curvas de ahorro según la posición para distintos valores de K son las siguientes:

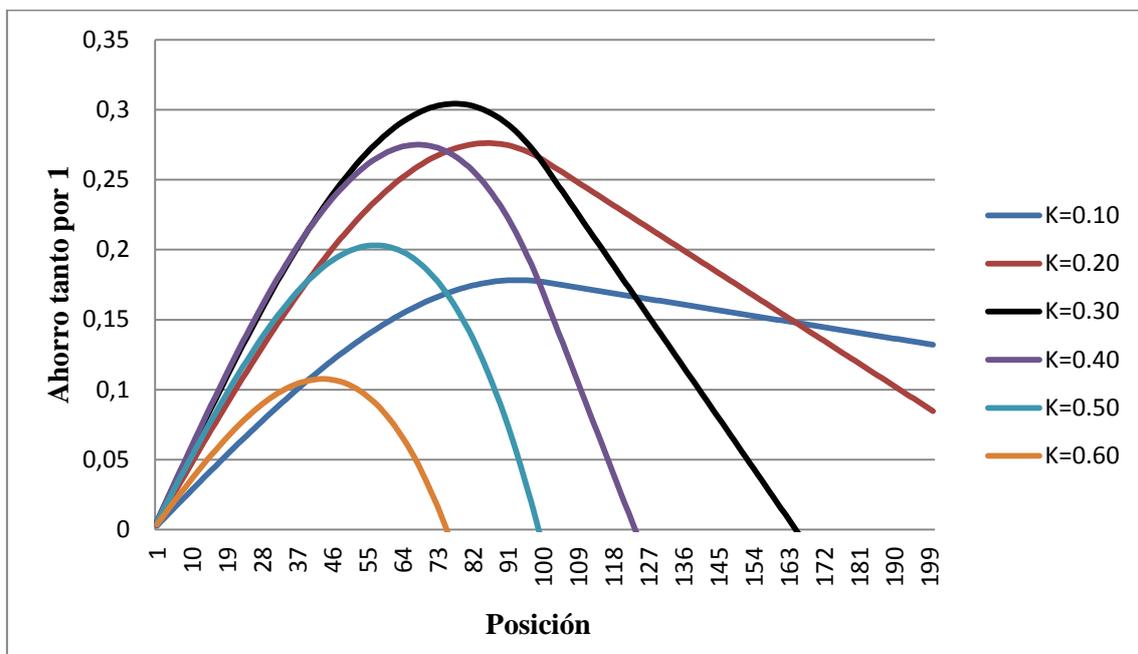


Gráfico 24. Ahorro para todas las posiciones según los valores de K con distribución de consumo triangular

El ahorro máximo es de 30,43% (0,30427122) en la posición 77/100 con un $K=0.30$. Por lo tanto vemos que se puede conseguir un ahorro superior al conseguido en una distribución uniforme (que era del 29,10%) y una mayor capacidad de incorporar producción FV. Como es lógico la posición óptima de generación se desplaza hacia el final de la línea ya que es donde hay mayor densidad de carga.

Si atendemos al valor de K que nos hace óptimo el ahorro en cada posición y representamos el correspondiente ahorro tenemos la siguiente gráfica:

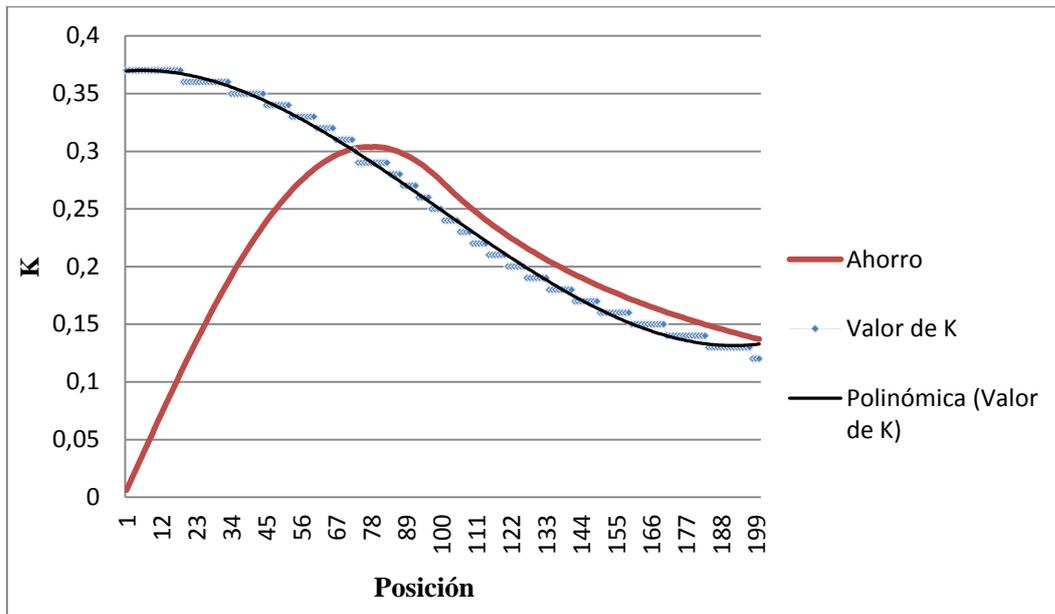


Gráfico 25. Valor de K que hace el ahorro máximo en cada posición junto al ahorro que conlleva

Bajo el criterio de máxima penetración posible en cada posición, sin incurrir en aumento de las pérdidas respecto a la situación sin generación distribuida, tenemos la siguiente representación:

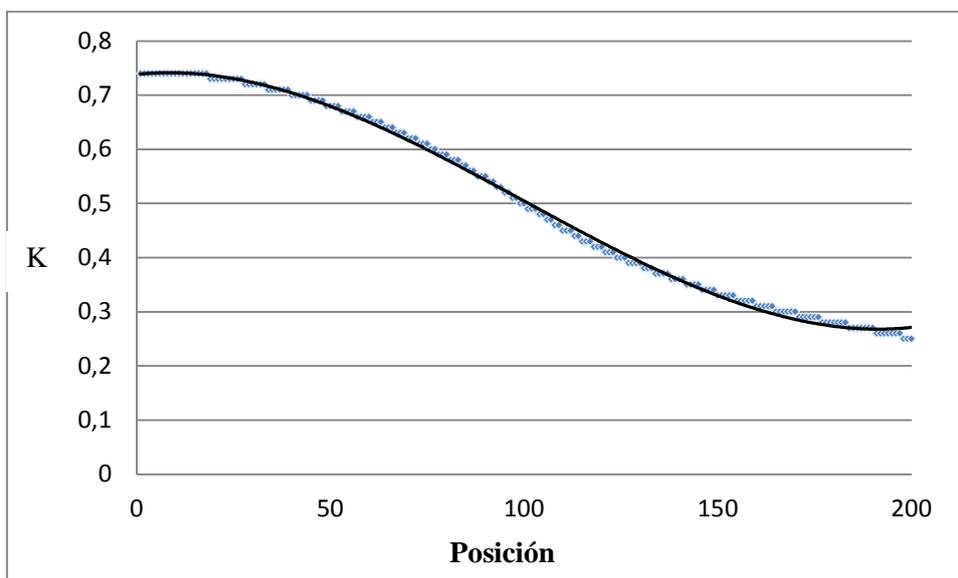


Gráfico 26. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo en cada posición

Del mismo modo que hacíamos al principio variando P , podemos ahora incorporar una carga concentrada al final de la distribución de carga triangular como se muestra en la siguiente figura.

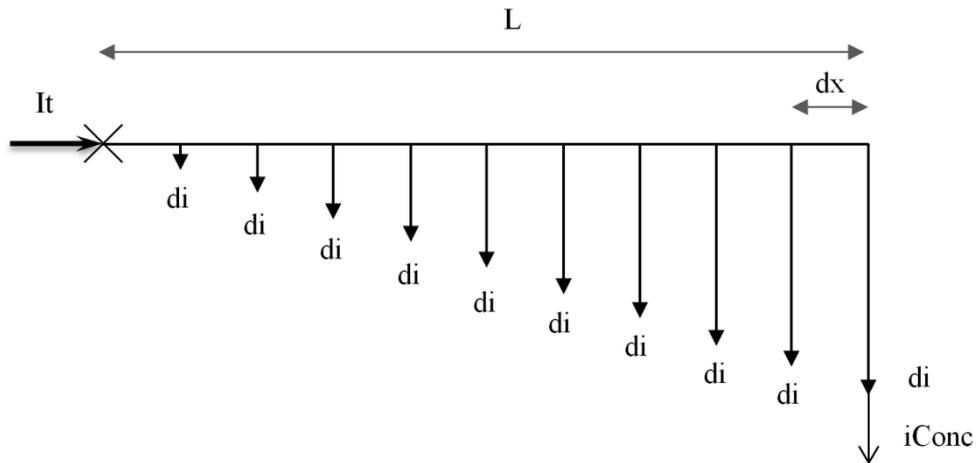


Figura 12. Carga triangular con una carga concentrada al final de la línea

Si esta carga concentrada es igual a la carga distribuida ($P=1/2$) tenemos los siguientes ahorros en función de la posición de generación:

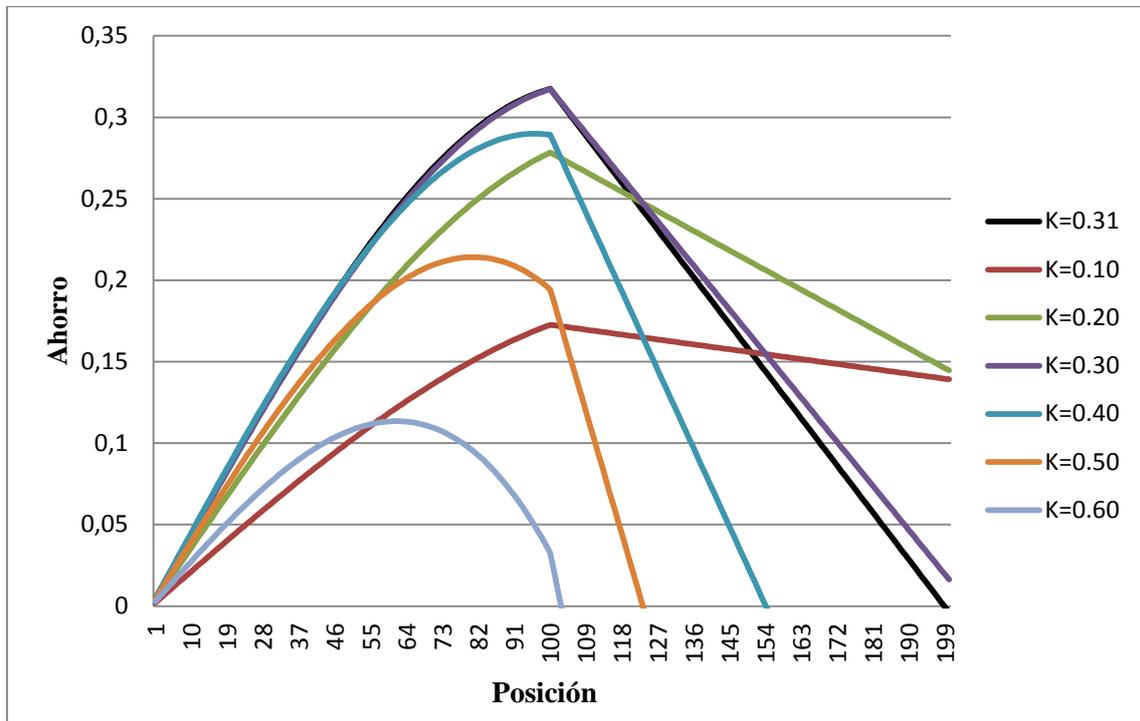


Gráfico 27. Ahorro para todas las posiciones según los valores de K con distribución de consumo triangular con carga concentrada en la posición 100

Esta carga concentrada al final de la línea puede tener el sentido de modelar una el sector circular de una población en la cual a las afueras de la misma encontramos un consumo mayor que puede ser una empresa o un polígono industrial. Esta distribución permite incorporar un poco más de generación hasta $K=0.31$ y mejorar un poco el máximo ahorro conseguido (31,74%) situando la fotovoltaica junto a la carga concentrada (posición 100).

Mirando el valor de K que hace óptimo el ahorro en cada posición tenemos la siguiente representación junto al ahorro que genera.

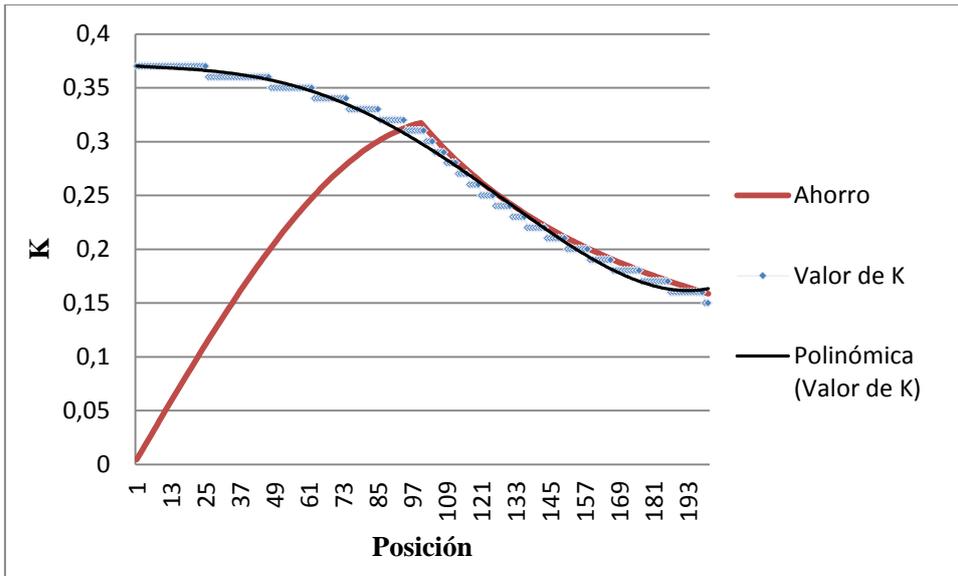


Gráfico 28. Valor de K que hace el ahorro máximo en cada posición junto al ahorro que conlleva. Distribución triangular con carga concentrada en la posición 100

Los valores de K que hacen que en cada posición no haya aumento de pérdidas respecto a la generación cero son los siguientes:

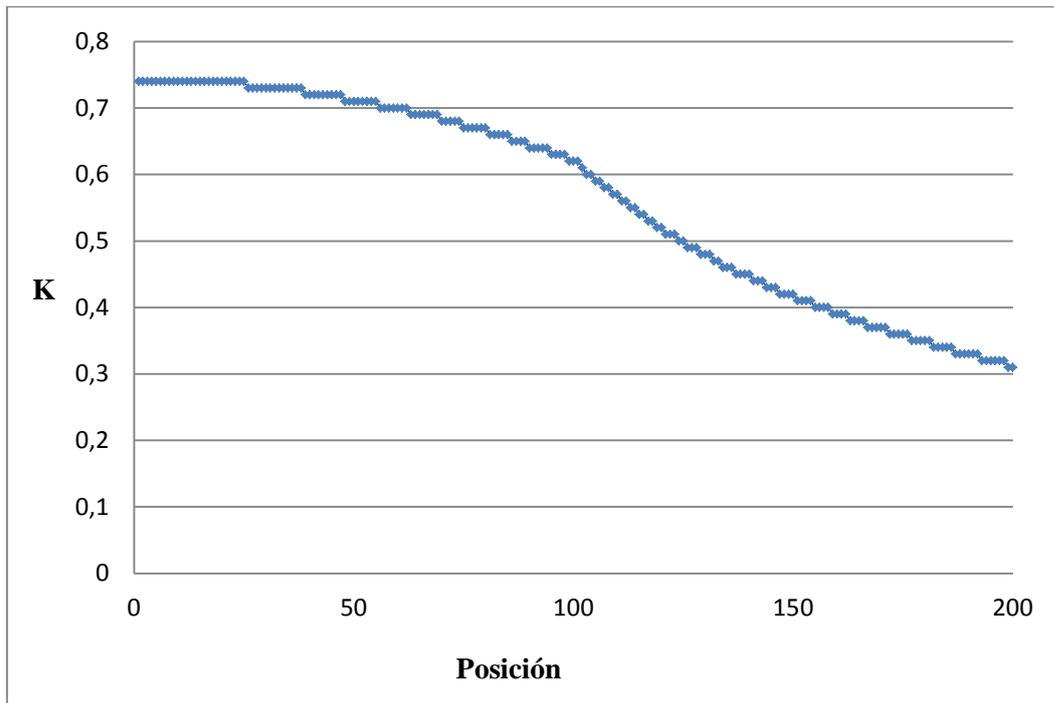


Gráfico 29. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición. Distribución en triángulo más carga concentrada

Otra forma de entender la distribución de carga urbana sería pensar que a medida que nos alejamos del núcleo urbano la población es más dispersa y por lo tanto el consumo es menor al aumentar el radio. Esto se podría aproximar con una distribución con una disminución lineal de la carga desde el punto inicial hasta que la carga se hace cero.

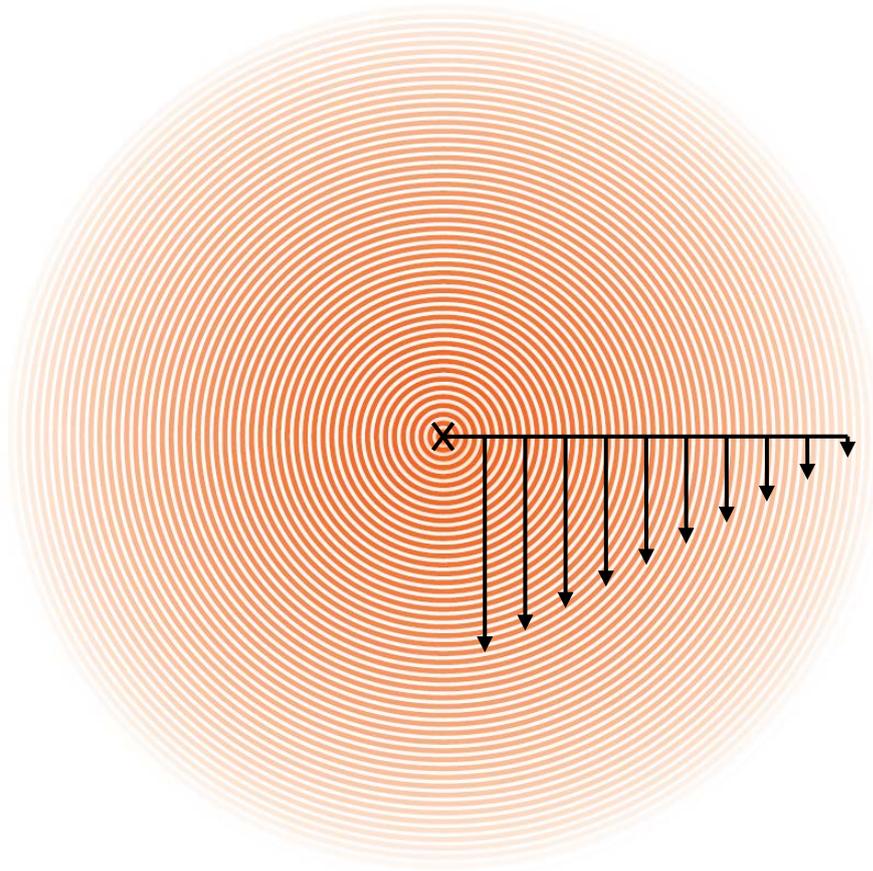


Figura 13. Esquema de distribución de carga en triángulo inverso

Esta distribución de carga en una línea con infinitos tramos resulta un perfil de intensidad de la siguiente forma:

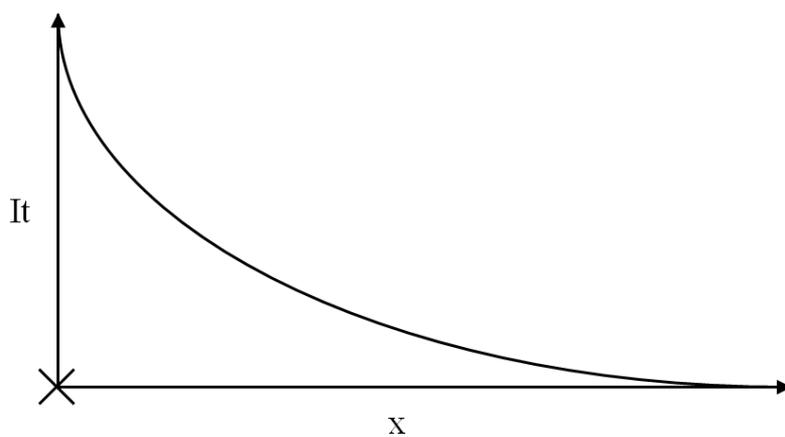


Figura 14. Perfil de intensidad en una línea con una distribución de carga triangular inversa

A continuación se representan los ahorros conseguidos para cada posición con diferentes valores de K.

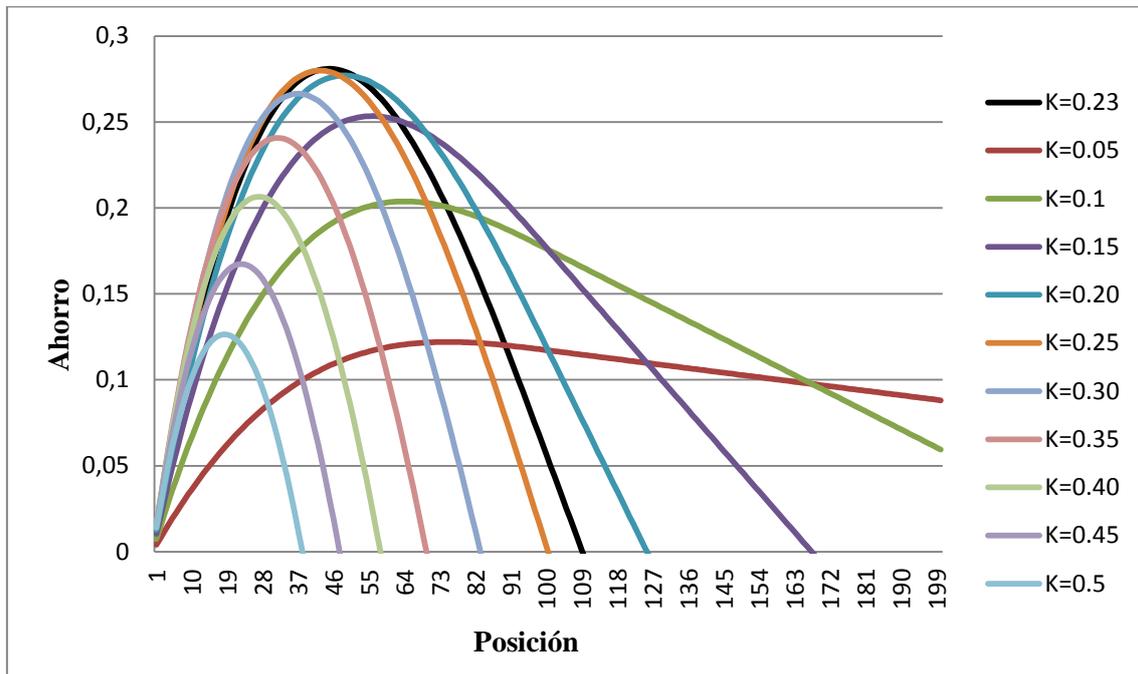


Gráfico 30. Ahorro para cada posición según el valor de K para una distribución de carga triangular invertida

El ahorro máximo lo encontramos en la posición 45/100, una posición mucho más cercana al inicio de la línea que en otras distribuciones ya que es donde se concentra la mayor parte de la carga. Este ahorro es del 28,09% (0,28095777) con una $K=0.23$. Esto supone tanto un ahorro menor en pérdidas como una menor capacidad de instalar FV con respecto a la distribución uniforme y la triangular creciente.

Como en casos anteriores podemos representar los valores de K que hacen máximo el ahorro en cada posición junto a dicho ahorro:

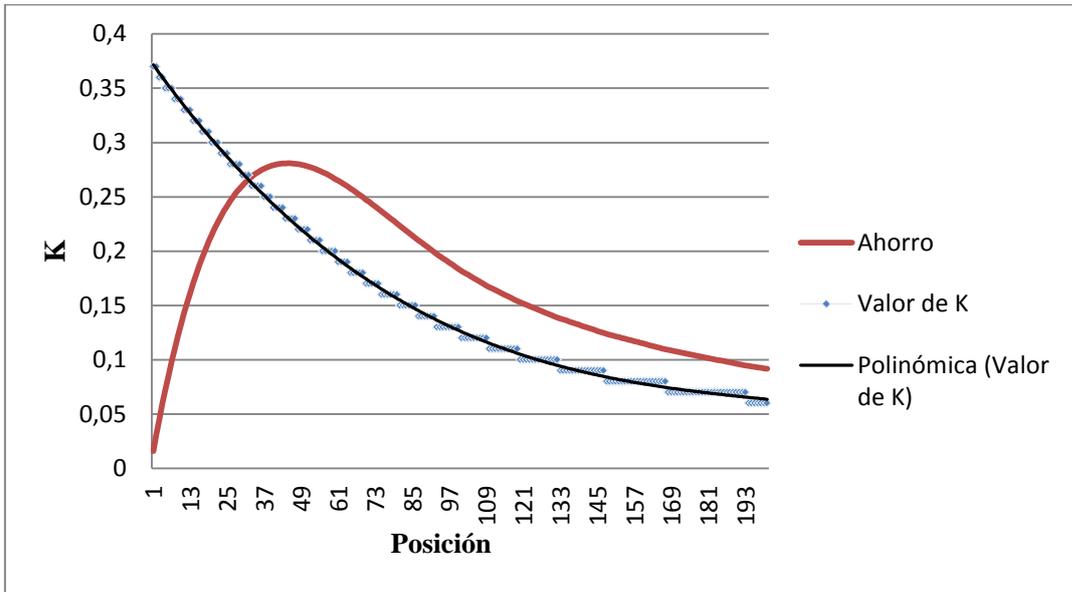


Gráfico 31. Valor de K que hace el ahorro máximo en cada posición junto al ahorro que conlleva. Distribución triangular invertida

Bajo el criterio de máxima penetración de FV sin incurrir en aumento de pérdidas, los valores de K para cada posición son los siguientes:

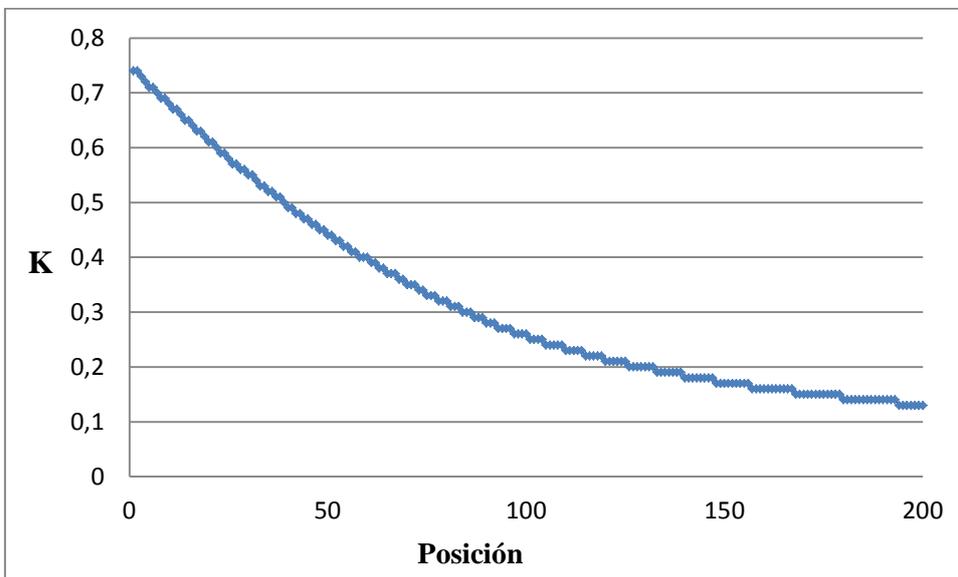


Gráfico 32. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición. Distribución en triángulo invertida

Combinando este último caso con el anterior, tenemos el modelo de una población con consumo cada vez más disperso a medida que aumenta el radio más una zona

empresarial que podemos aproximar con una carga concentrada en la posición 100 de la línea ($P=1/2$). De este modo obtenemos el siguiente resultado para todas las posiciones de generación, incluidas las situadas aguas debajo de la carga concentrada. El ahorro máximo del 31,16% se da en la posición 100 con un $K=0.25$.

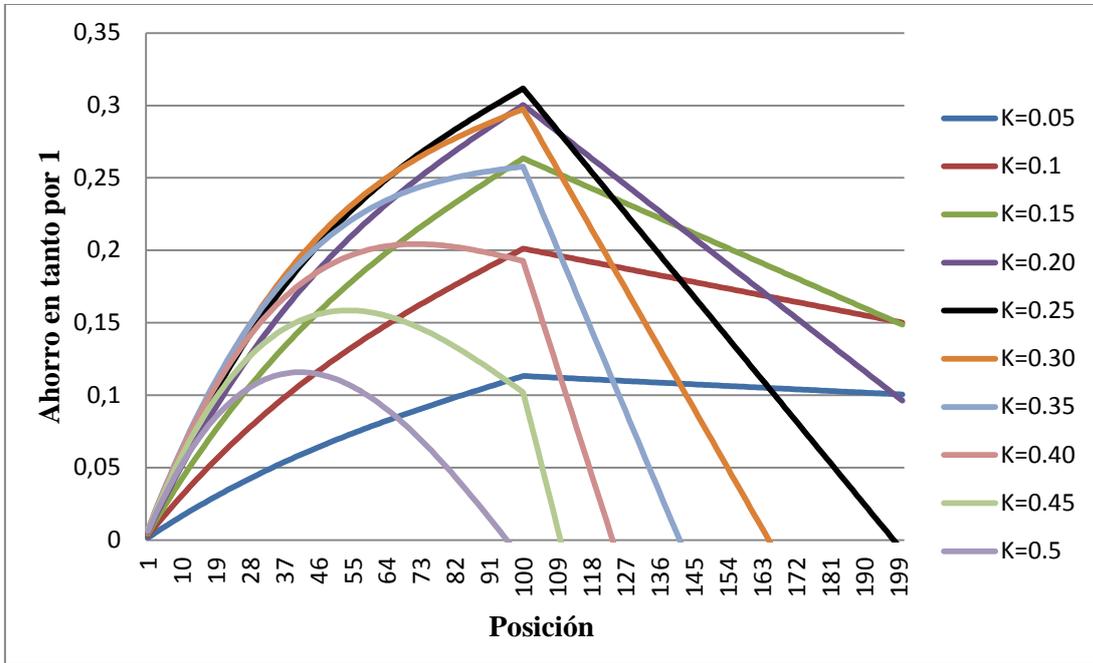


Gráfico 33. Ahorro para cada posición según el valor de K para una distribución de carga triangular invertida con carga concentrada.

Mirando el valor de K que hace óptimo el ahorro en cada posición tenemos la siguiente representación junto al ahorro que genera:

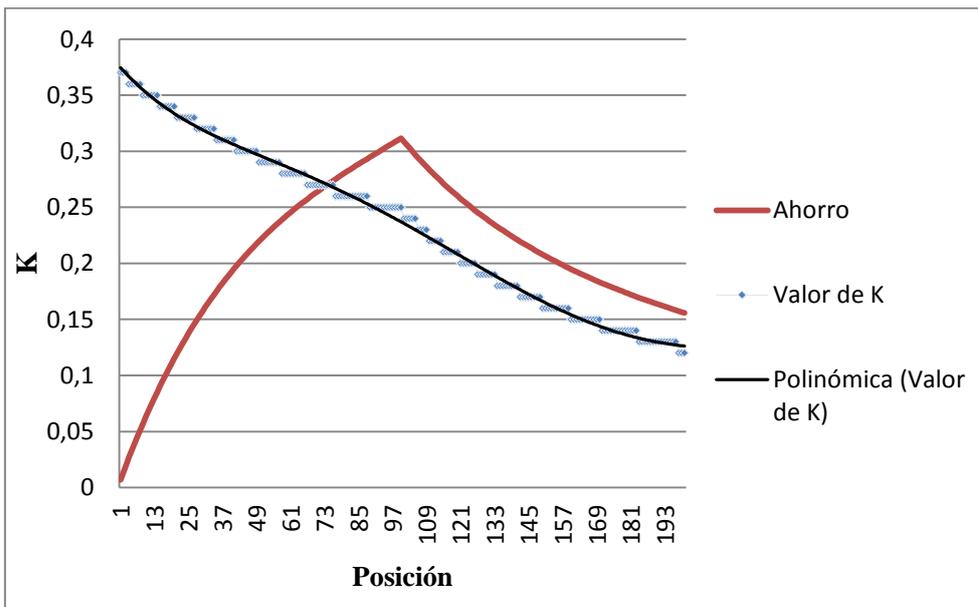


Gráfico 34. Valor de K que hace el ahorro máximo en cada posición junto al ahorro que conlleva. Distribución triangular invertida con carga concentrada

Los valores de K que hacen que en cada posición no haya aumento de pérdidas respecto a la generación cero son los siguientes:

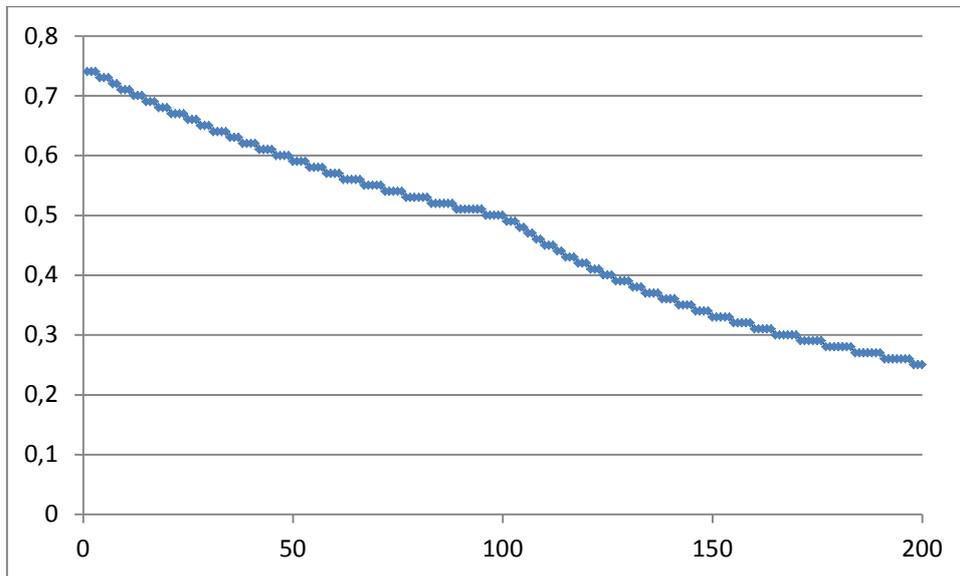


Gráfico 35. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición. Distribución en triángulo invertida con carga concentrada

5.2. CONSUMO CON UNA DISTRIBUCIÓN TRAPEZOIDAL

Otro caso derivado del anterior sería plantearse una sección de una distribución triangular en la que en el inicio no haya consumo hasta un determinado punto. Esta tipología de red podría dar solución al suministro eléctrico de un barrio del extrarradio urbano.

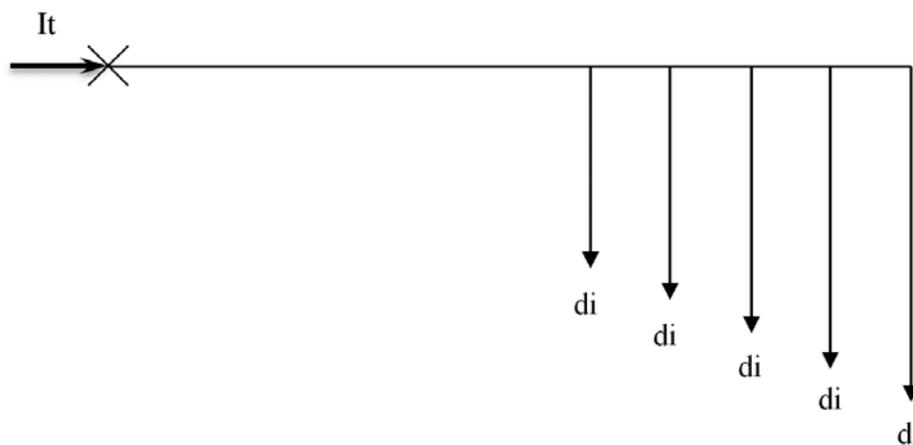


Figura 15. Esquema de la distribución de carga en trapezoides desde la mitad de la línea

Si consideramos que no hay consumo hasta la posición 50 obtenemos los siguientes resultados:

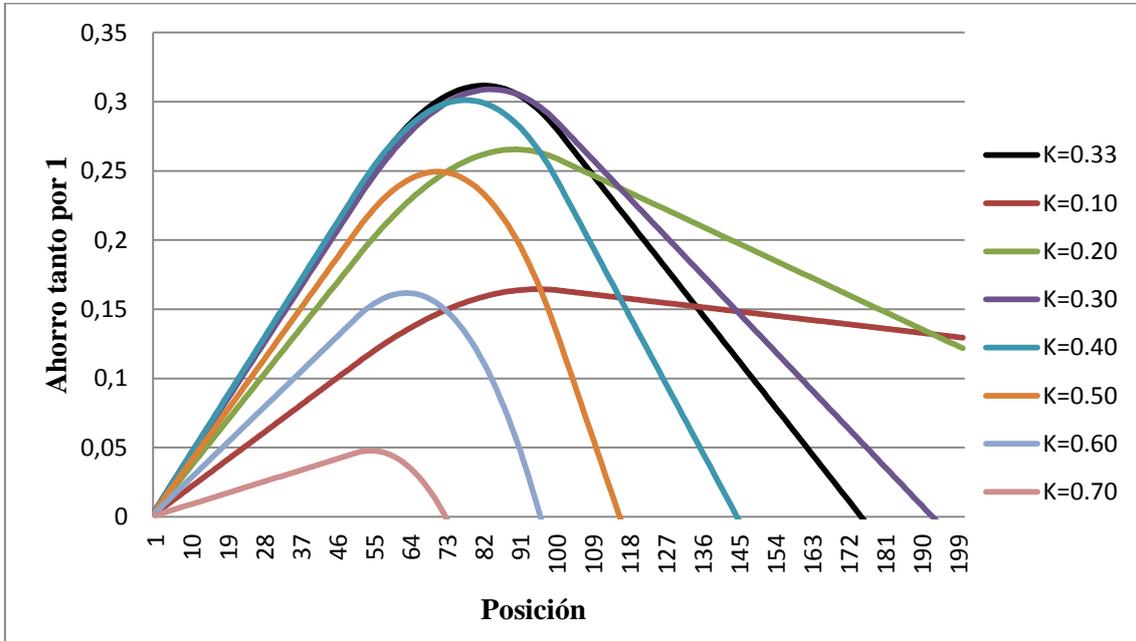


Gráfico 36. Ahorro para cada posición según el valor de K para una distribución de carga trapezoidal en los últimos 50 puntos de consumo

Al estar la carga más concentrada que en el caso anterior, ya que se sigue manteniendo que la corriente que entra a la línea sea la misma que en el caso básico de carga constante, el ahorro es algo mayor (31,17% frente a 30,34%) y K también (0,33 frente a 0,30). También la posición de producción FV de máximo ahorro se desplaza hacia el final de la línea hasta la posición 82/100.

Mirando el valor de K que hace óptimo el ahorro en cada posición junto al ahorro que genera tenemos la siguiente representación:

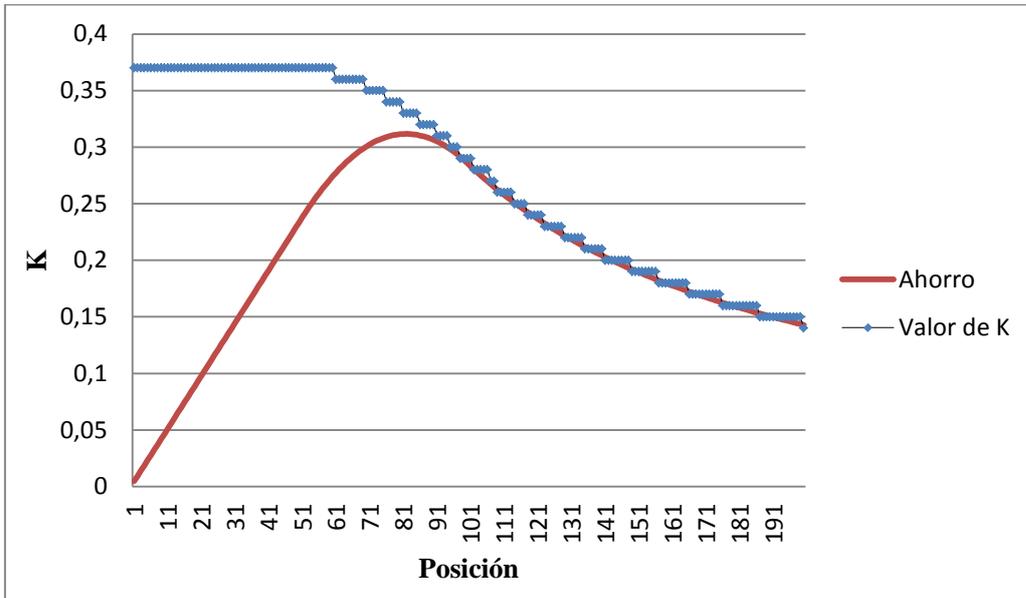


Gráfico 37. Valor de K que hace máximo el ahorro en cada posición junto con el ahorro conseguido

Los valores de K que hacen que en cada posición no haya aumento de pérdidas respecto a la generación cero son los siguientes:

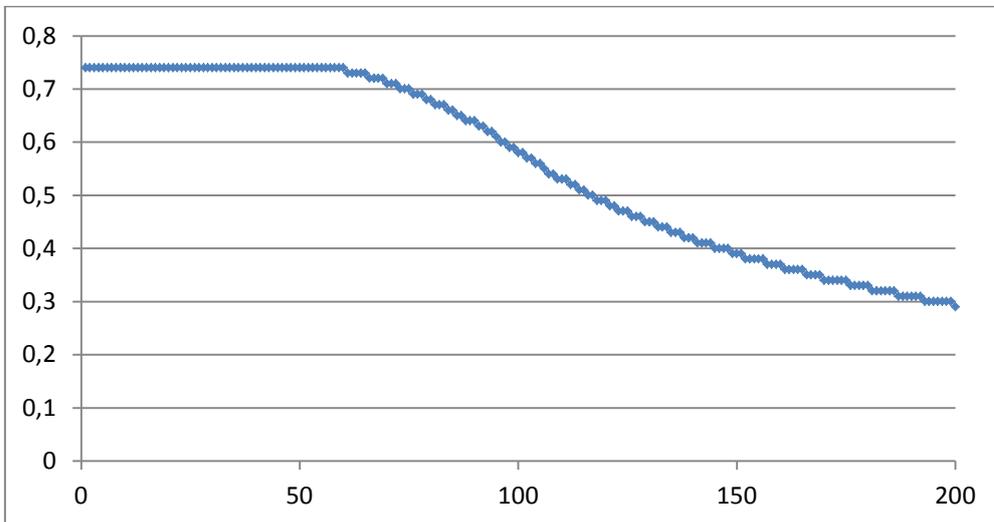


Gráfico 38. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición

Otro caso dentro de la distribución trapezoidal sería el caso del trapecio inverso. Estaríamos modelando una población en la cual a medida que nos alejamos del centro urbano la población es más dispersa y por lo tanto el consumo es menor al aumentar el radio. Sin embargo esta disminución lineal no comienza hasta un punto concreto aguas arriba del cual la carga es cero. Esto podría deberse igual que en caso anterior a que se

trata del consumo de un barrio periférico de la ciudad o a que en una zona no se ha permitido construir. En la siguiente gráfica se muestra el caso en que la carga comienza a partir de la posición 50. El ahorro máximo es de 31,23% en la posición 67 para un $K=0.35$.

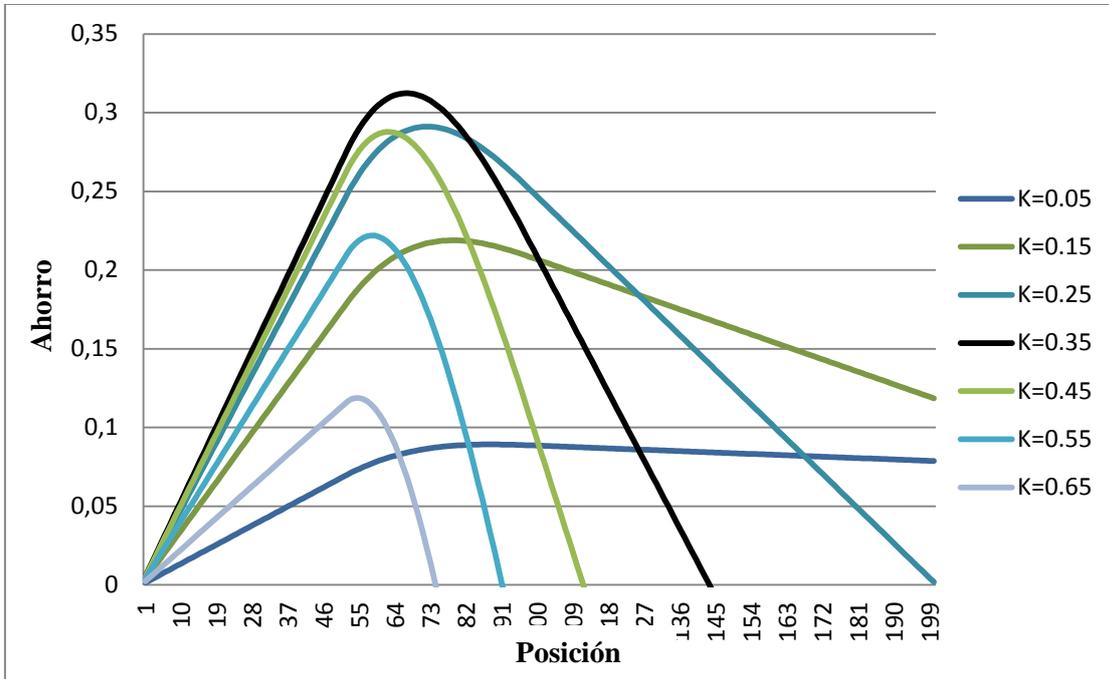


Gráfico 39. Ahorro para cada posición según el valor de K para una distribución de carga trapezoidal invertida en los primeros 50 puntos de consumo

Mirando el valor de K que hace óptimo el ahorro en cada posición tenemos la siguiente representación junto al ahorro que genera:

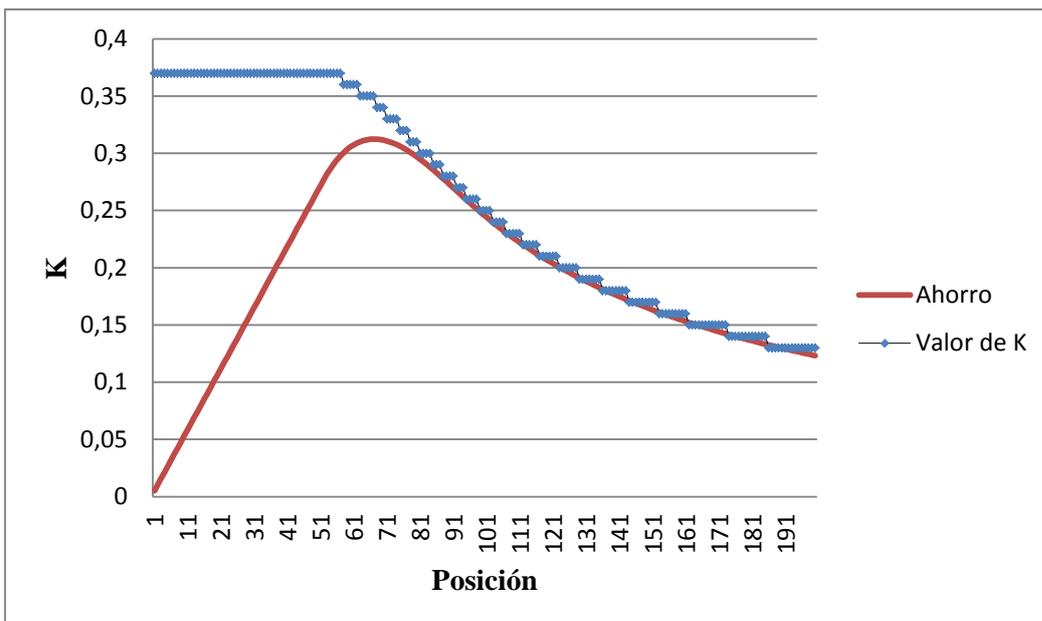


Gráfico 40. Valor de K que hace máximo el ahorro en cada posición junto con el ahorro conseguido. Distribución trapezoidal invertida últimos 50 puntos de la red de consumo

Los valores de K que hacen que en cada posición no haya aumento de pérdidas respecto a la generación cero son los siguientes:

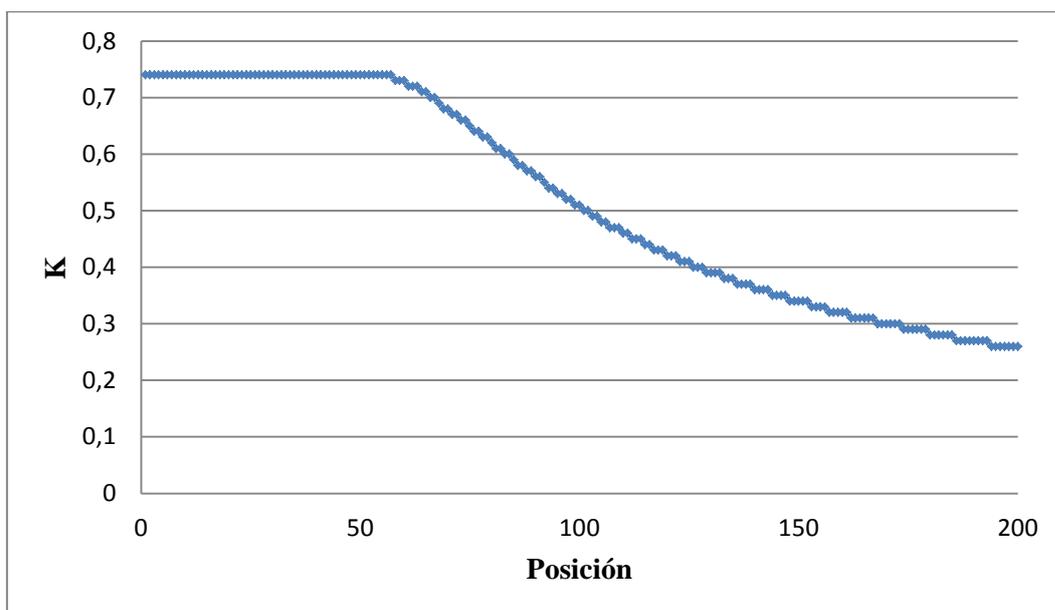


Gráfico 41. Valor de K que hace que el ahorro pase a ser negativo para cada posición. Distribución trapezoidal invertida en los últimos 50 puntos de la red de consumo

5.3. DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR CON UNA ZONA SIN CONSUMO

Este caso resulta de la combinación de los dos casos anteriores. Podríamos considerar un sector de una distribución circular correspondiente a una población urbana en la cual a una determinada distancia radial del centro hay una zona en la que no se puede edificar y no hay consumo de electricidad.

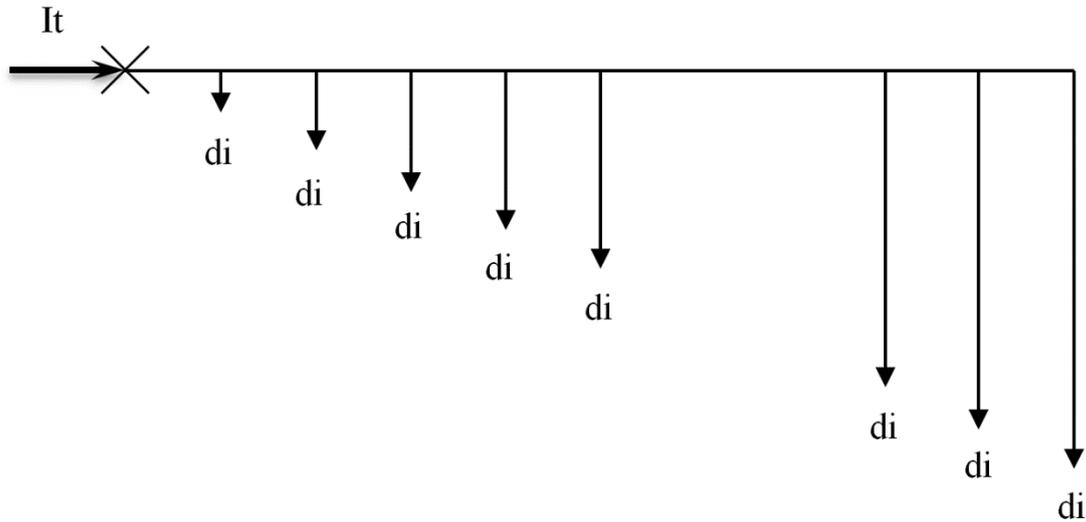


Figura 16. Distribución combinación de triangular y trapezoidal

Si esta zona sin consumo la localizamos entre la posición 50 y 75 resultan los siguientes ahorros:

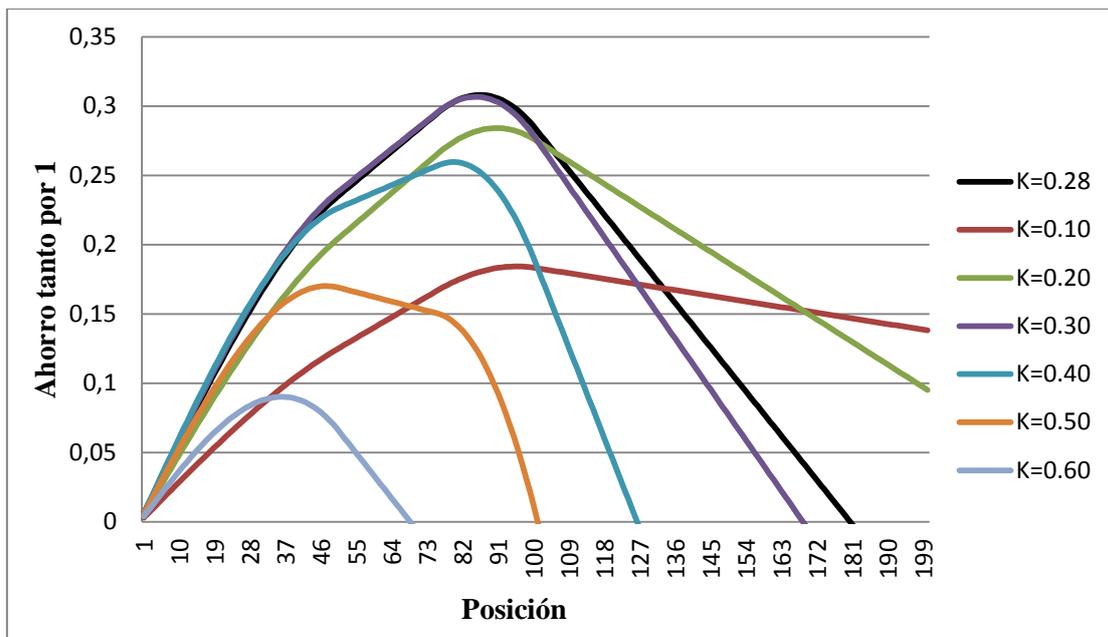


Gráfico 42. Ahorro para cada posición según el valor de K para una distribución de carga triangular con una zona sin consumo entre la posición 50 y 75

El mayor ahorro de pérdidas se consigue para una $K=0.29$ y es del 30,79% (0,30797233). La posición de la producción fotovoltaica corresponde con la posición 86 de las 100 primeras de la línea.

5.4. COMPARACIÓN DE DISTRIBUCIONES

En este último apartado lo que se pretende es hacer un resumen de los datos presentados hasta ahora comparando las principales distribuciones estudiadas. Si atendemos a los valores de K que hacen máximo el ahorro en cada posición vemos que podemos conseguir más penetración renovable con la distribución concentrada, después van las distribuciones que concentran mayor parte de la carga hacia el final de la línea (con carga concentra al final) y por último los casos de carga uniforme y triangular inversa.

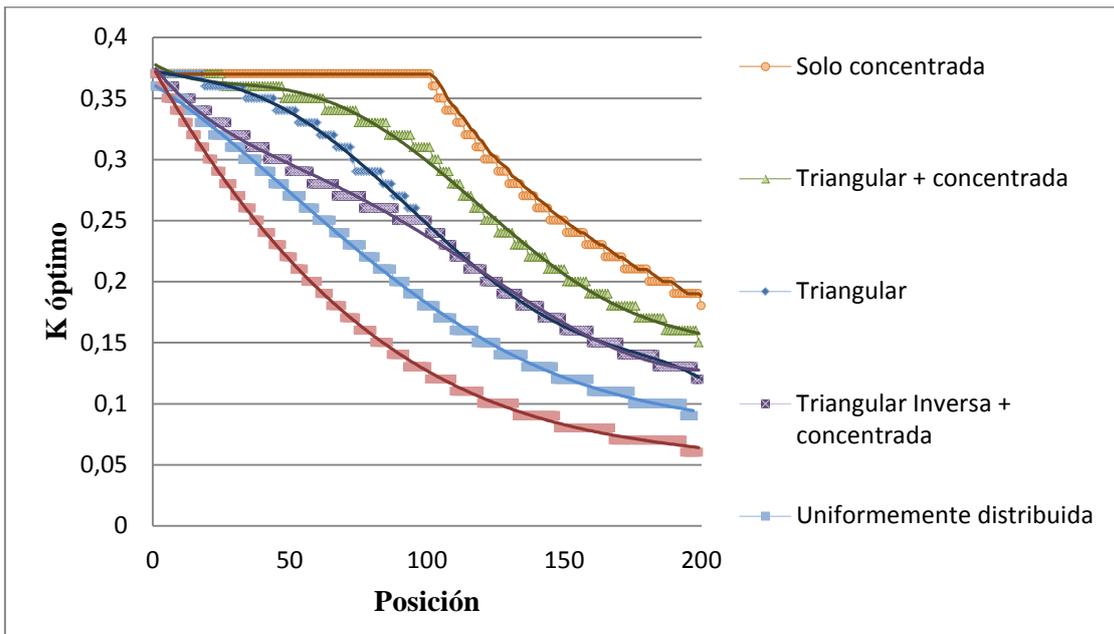


Gráfico 43. Comparación de los valores de K que hacen máximo el ahorro en cada posición para diferentes distribuciones

Prácticamente lo mismo sucede con el ahorro conseguido en las diferentes distribuciones, más capacidad de ahorro cuanto más concentrada está la carga en el final de la línea.

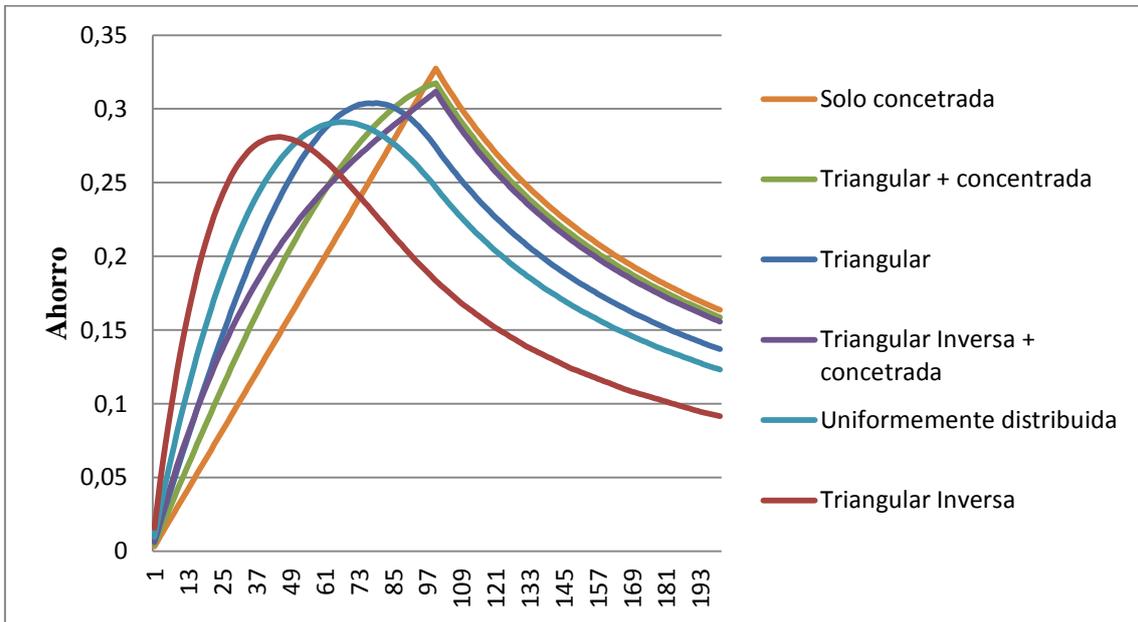


Gráfico 44. Comparación de los ahorros conseguidos con K óptimo para cada posición en diferentes distribuciones

Por último podemos ver que bajo el criterio de máxima penetración de GD la gráficas son muy similares a las del criterio de máximo ahorro solo que con valores de K más altos.

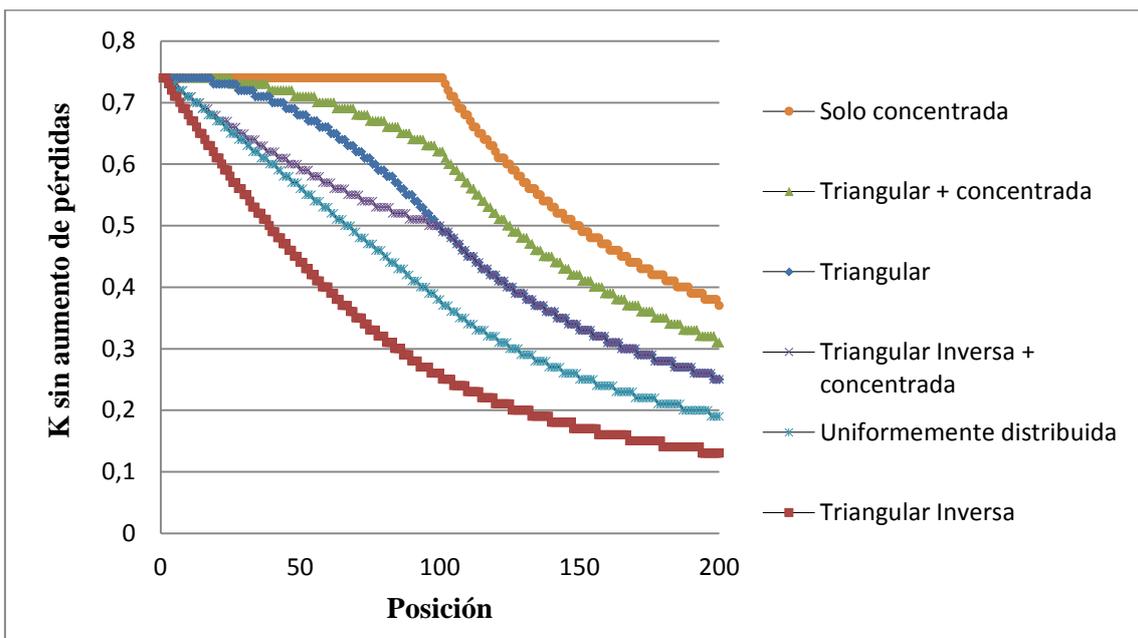


Gráfico 45. Comparación de los valores de K que hacen que el ahorro pase a ser negativo en cada posición para diferentes distribuciones

Tabla 2. TABLA RESUMEN DE TODAS LAS DISTRIBUCIONES

DISTRIBUCIÓN	AHORRO MÁXIMO	K ÓPTIMO	POSICIÓN
P=0	29,10%	0.25	67
P=1/4	29,58%	0.25	89
P=1/2	31,57%	0.28	100
P=3/4	32,51%	0.32	100
P=1	32,74%	0.37	100
FV dividida en dos posiciones	31,43%	0.30	40, 80
FV dividida en dos con Concentrada	31,91%	0.31	74, 100
Triangular	30,43%	0.30	77
Triangular con Concentrada	31,74%	0.31	100
Triangular Inversa	28,09%	0.23	45
Triangular Inversa con Concentrada	31,16%	0.25	100
Trapezoidal desde 50/100	31,17%	0.33	82
Trapezoidal inversa desde 50/100	31,12%	0.35	67
Triangular sin carga entre 50 y 75	30,79%	0.29	86

6. INCORPORACIÓN DE BATERÍAS

En este apartado se ha introducido una mejora en el sistema con la incorporación de almacenamiento con baterías junto a los puntos de generación. De este modo se reduce la dependencia con la red ya que los excesos de producción en horas en las que la generación es mayor que la demanda no se vierten al resto de la red, y cuando la generación no llega para cubrir la demanda primero se utiliza la energía almacenada en las baterías.

Un parámetro importante es el utilizado para determinar el tamaño de las baterías. Definimos la carga máxima de la batería en Wh como:

$$E_{bateria,máx.} = \frac{110 * C_t * D}{DOD(\%)}$$

Donde C_t es el consumo diario, D es el número de días de autonomía de la batería y DOD es la profundidad de descarga. En el caso de este estudio por C_t se ha tomado el consumo diario máximo que corresponde al consumo de un día de invierno. El DOD se ha tomado del 60%, lo que quiere decir que la batería nunca se descargará de ese porcentaje para mejorar su tiempo de vida útil.

Al variar D se tendrá una batería de un determinado tamaño, que se cargará en las horas en las que la producción sea mayor que la demanda de la carga y tenga capacidad para esa diferencia de energía, y se descargará cuando la producción sea menor que la demanda y el nivel de carga no sea menor que el DOD . El rendimiento se ha considerado del 100%.

Para controlar el estado de carga de la batería se ha definido un parámetro SOC (porcentaje de carga respecto a $E_{bat,máx.}$) de modo que en cada hora toma un valor:

$$SOC(h + 1) = SOC(h) + \frac{(E_{FV} - E_{carga})}{E_{bat,máx.}}$$

Definido este parámetro:

- Si $0,4 < SOC(h + 1) < 1$ y $(E_{FV} - E_{carga}) > 0 \rightarrow$ la batería se carga
- Si $0,4 < SOC(h + 1) < 1$ y $(E_{FV} - E_{carga}) < 0 \rightarrow$ la batería se descarga

Con la incorporación de las baterías se consigue reducir la energía entrante de la red en una determinada hora.

$$E_{red} = E_{carga} - E_{FV} + E_{bat}$$

Siendo E_{bat} positiva cuando se carga y negativa cuando se descarga.

Carga uniformemente distribuida

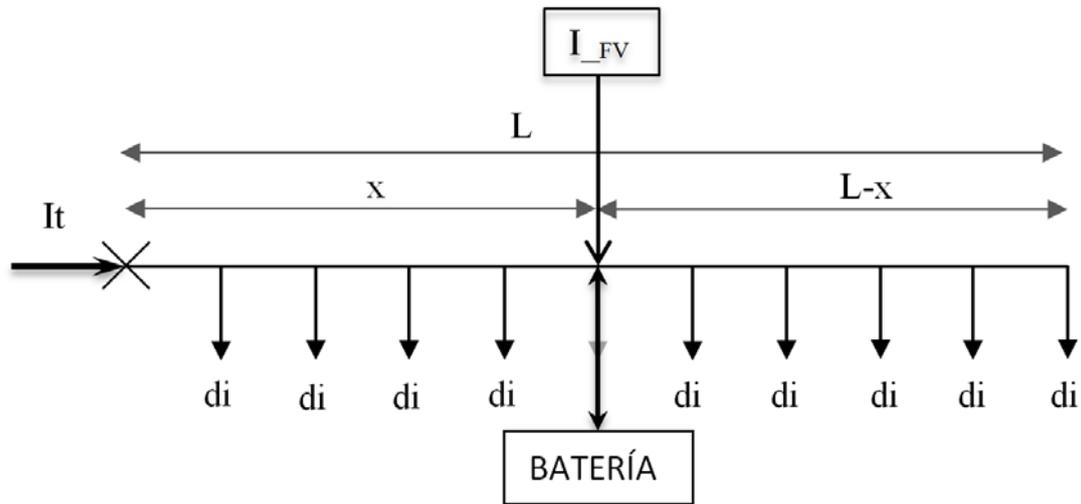


Figura 17. Carga uniformemente distribuida con producción y almacenamiento en baterías en el mismo punto

Hay varias formas de representar los resultados, ya que ahora a las variables K y posición se añade el tamaño de la batería determinado por el parámetro D .

Si se representa el ahorro máximo para cada posición para un determinado valor de K (en este caso $K=1$) para varios valores de D tenemos la siguiente gráfica:

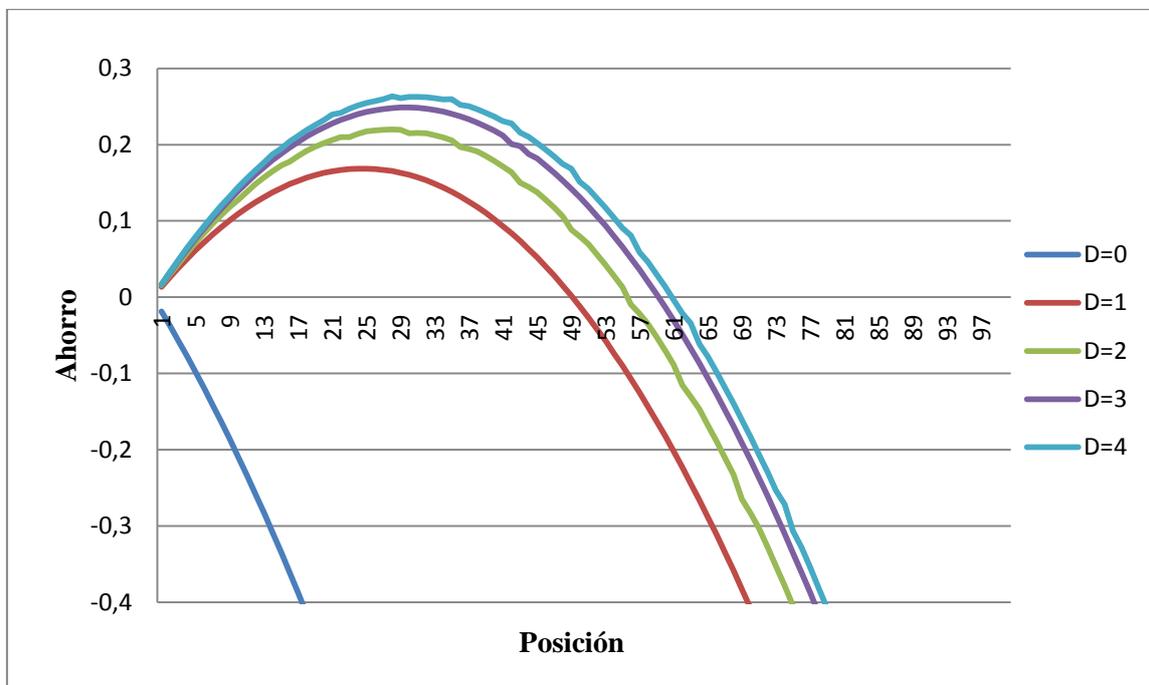


Gráfico 46. Ahorro máximo para cada posición según el valor de D ($K=1$)

Como se puede ver para $D=0$, que equivale a no poner baterías, tenemos aumento de pérdidas desde el principio de la línea, mientras que al aumentar el valor de D pasamos a tener un gran porcentaje de la línea en cuyas posiciones podemos generar toda la demanda anual con ahorro en las pérdidas de la línea. En el caso de $D=1$ para todas las posiciones anteriores a la 50/100 obtenemos ahorro para este valor de K .

Otro hecho que queda plasmado en la gráfica es que al hacer las baterías más grandes, la máxima posición para la que tenemos mejora en las pérdidas no aumenta en la misma proporción. Llegará un momento en el que poner baterías más grandes no implicará mejorar el ahorro. Lo mismo pasa con el ahorro máximo conseguido, lo cual se ve mejor en la siguiente gráfica:

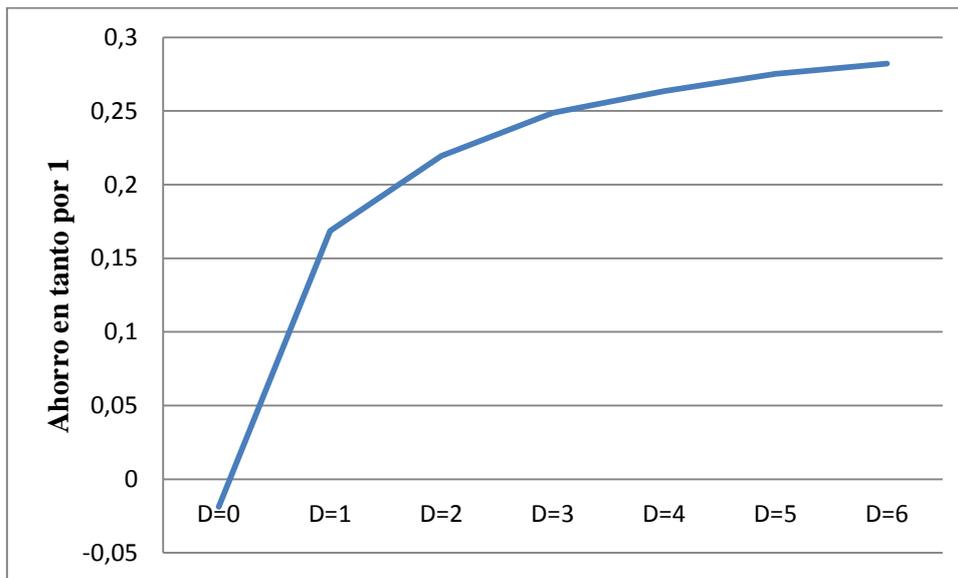


Gráfico 47. Ahorro máximo conseguido con $K=1$ según los días de autonomía

Si se representa el máximo ahorro conseguido en la posición óptima para cada valor de K, y diferentes valores de D tenemos la siguiente representación:

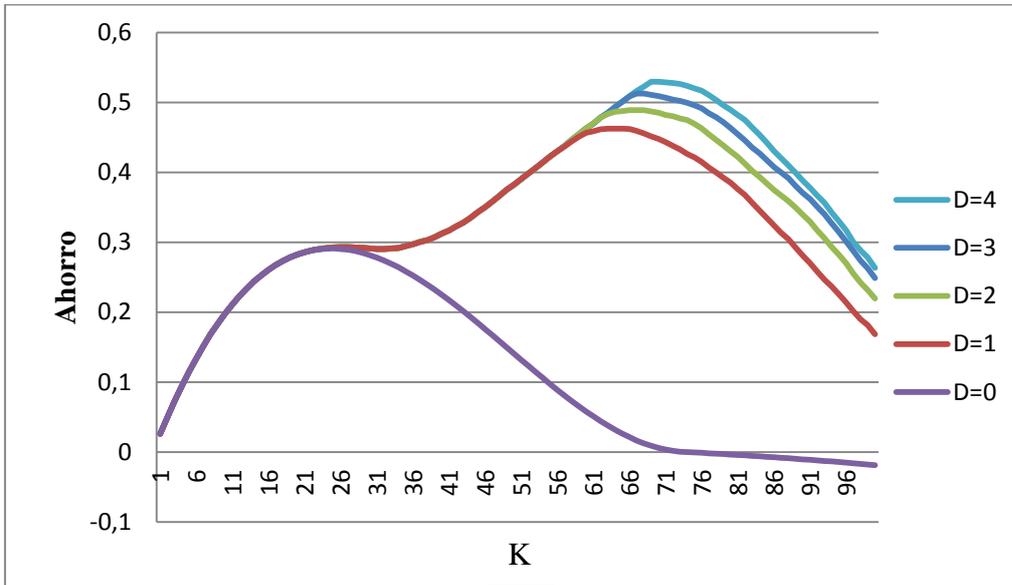


Gráfico 48. Máximo ahorro para cada valor de K según los días de autonomía de la batería

Es apreciable que a medida que se aumenta D, aumenta el valor de K óptimo. Esto se debe a que cuanto más grande sea la batería, más producción podemos instalar. Por otro lado vemos que para valores de K pequeños, no importa lo grande que sea la batería ya que apenas entra energía en ella. Cuando representamos las curvas de ahorro en cada posición con valores de K pequeños ($K < 0,25$), los ahorros no son iguales con y sin baterías, pero al representarlos no se refleja la diferencia ya que hay pocas horas al año en las que la producción de energía sea mucho mayor que la demanda.

Al representar el ahorro máximo conseguido para el K óptimo en función de D, se ve también que se mejora el ahorro al poner baterías más grandes, pero aun así el máximo parece estar acotado.

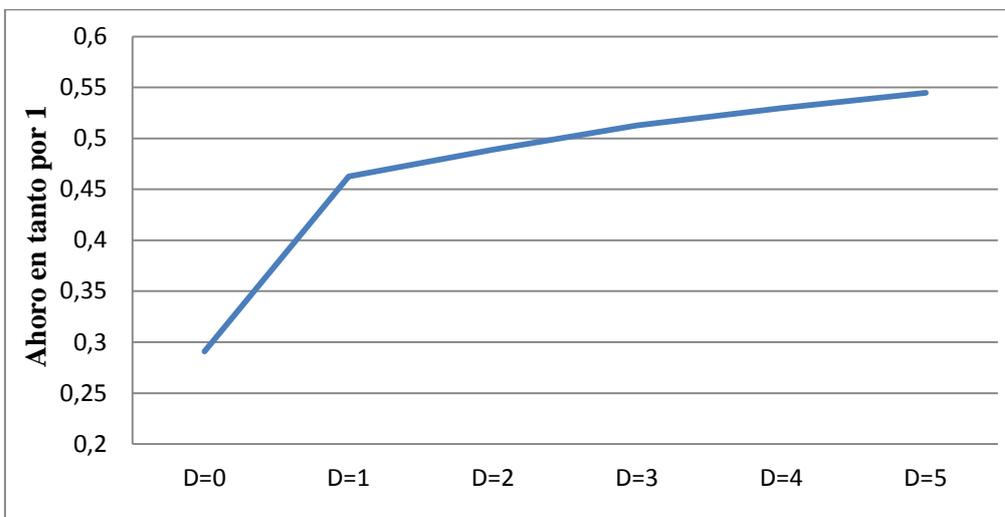


Gráfico 49. Ahorro máximo conseguido con el K óptimo según los días de autonomía de la batería

7. ANÁLISIS CON CAÍDA DE TENSIÓN

7.1. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA

Hasta ahora hemos considerado que la tensión a lo largo de la línea se mantiene constante de principio a fin, lo cual es falso ya que en cada tramo tenemos una resistencia que produce una caída de tensión igual a $R \cdot I^2$. Si se quiere considerar esta caída de tensión en la línea para ver cuánto afecta haberla despreciado en el resto del estudio, tenemos que plantear una R (Ω) por tramo.

Si establecemos que entre cada punto de consumo hay una distancia de 10 metros, lo que podría equivaler a una calle con unifamiliares, con 100 puntos de consumo tenemos una línea de un kilómetro de longitud ($L=1$ km). Bajo el criterio de máxima caída de tensión podemos hallar la sección del conductor con el que tendremos determinada la R por tramo de línea. En una línea con carga uniformemente distribuida la caída de tensión es igual que si toda la potencia estuviera situada a la mitad de la longitud total de la línea. Es decir:

$$\Delta U = \frac{P_t * L}{U_N * \gamma * 2 * S}$$

Donde P_t es 100 veces la potencia máxima de consumo de un hogar. Según los datos utilizados para el estudio esta está próxima a 900W. Sabiendo que la caída máxima ha de ser menor del 7% de la tensión nominal (U_N) igual a 400V trifásicos, podemos despejar la S del conductor. La conductividad del cobre la tomamos de valor $\gamma = 56 \left(\frac{m}{mm^2 * \Omega} \right)$.

$$400 * 0.07 = 28V > \frac{P_t * L}{U_N * \gamma * 2 * S}$$

De aquí se despeja que $S > 71,74 \text{ mm}^2$

Acudiendo a tablas de intensidad máxima admisible para conductores de cobre en instalaciones enterradas vemos que el conductor con sección inmediata superior de 95 mm^2 admite una intensidad de 290 A para el aislamiento más desfavorable, la cual es superior a la máxima intensidad requerida en la instalación.

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P_t}{\sqrt{3} * 400} = 129,9 \text{ A}$$

Con una sección de conductor de 95 mm^2 considerando tramos de 10 metros resulta una $R=0,00187 \Omega$ por tramo.

7.2. COMPARACIÓN DE MODELOS

Empleando esta resistencia para hallar la caída de tensión entre los puntos de consumo resultan los siguientes ahorros al variar la posición de generación de FV para diferentes valores de K:

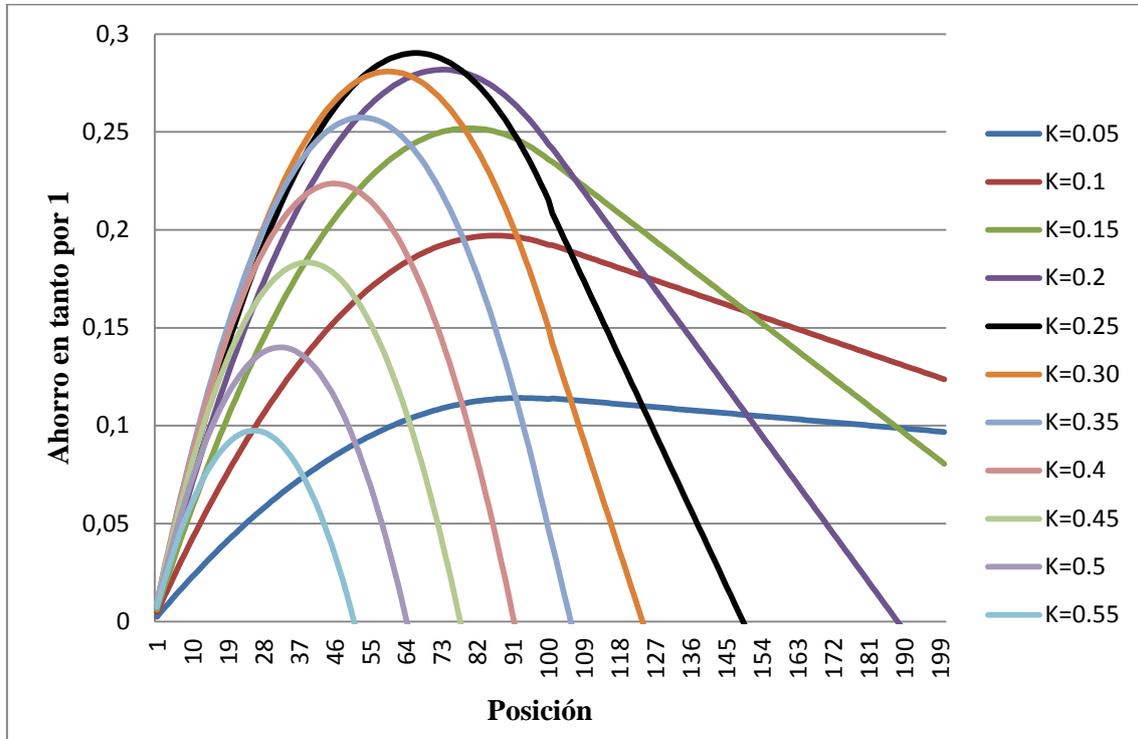


Gráfico 50. Ahorro para cada posición según los valores de K. Contemplada la caída de tensión en la línea

Igual que teníamos en el caso básico despreciando la caída de tensión la penetración de FV que nos da ahorro máximo de pérdidas es con $K=0,25$. Ahorra se llega a conseguir un ahorro de 29,02% frente al 29,10% que teníamos anteriormente. Esto es una variación inferior al 0,3% por lo que podemos admitir la aproximación de $\Delta U = 0$. Lo que sí que cambia es la posición de este máximo que pasa de 67/100 a 66/100 debido a que se manejan valores discretos.

Para demostrar la escasa diferencia que hay entre considerar o no la caída de tensión en la línea, se pueden representar al mismo tiempo las dos curvas para el valor de K que nos da el máximo ahorro.

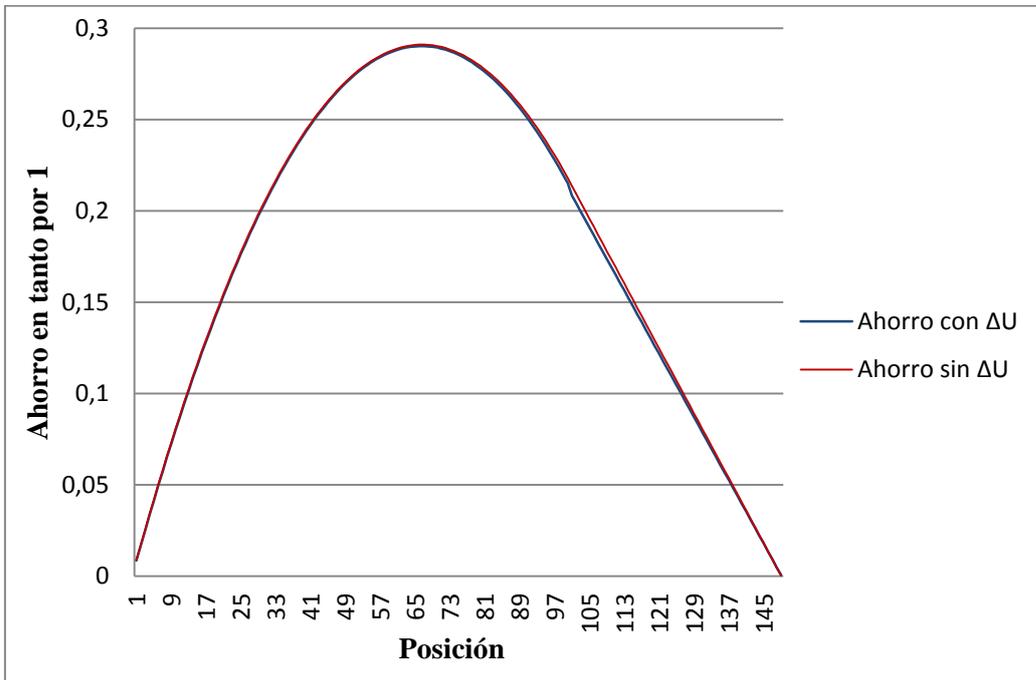


Gráfico 51. Diferencia entre las curvas con K óptimo con y sin contemplar la caída de tensión

Se puede comprobar que la diferencia es casi inapreciable. Es por esto que la hipótesis de caída de tensión cero se ha mantenido en el resto de modelos. Esta hipótesis, por una parte simplifica el número de operaciones que el software matemático debe realizar al no variar la intensidad de cada punto de consumo en los casos de carga constante. Pero lo que es más importante, permite que la R de la fórmula del ahorro se anule, por lo cual los modelos toman una dimensión más general, pudiendo llevarse a la realidad tanto para modelar un bloque de unifamiliares como una parte de la red de una ciudad. Dado que al hablar de localización de la producción se ha estado hablando de 100 posiciones, es fácil pasar a hablar de porcentaje de la longitud de la línea en la que posicionar la instalación.

8. MEJORA DE LA REGULACIÓN DE TENSIÓN

Lo que se pretende en este apartado es estudiar el efecto de la generación en distribución sobre la tensión de la línea. Si no ponemos nada de producción FV la tensión va cayendo desde la tensión nominal al inicio de la línea y la máxima diferencia será al final de la misma. Sin embargo, si instalamos GD y en una determinada hora la producción es mayor que la demanda aguas abajo del punto donde está instalada, la potencia sobrante subirá la tensión respecto a la nominal. En este caso la diferencia máxima de tensión en la línea será entre la nominal y el punto de la instalación de producción.

Con la intención de establecer una relación entre las dos situaciones se ha definido un ratio (Ratio de Mejora) entre la caída de tensión máxima con y sin generación fotovoltaica en la línea. De este modo no importa la resistencia de la línea que tomemos ya que se anula en nominador y denominador.

$$RM = \frac{\max_{1 \leq i \leq n} \Delta U_{conFV}}{\Delta U_{sinFV}} = \frac{\max(\sum_{i=1}^{x_0} R * I_{conFVi}, \sum_{i=1}^n R * I_{conFVi})}{\sum_{i=1}^n R * I_i}$$

$$= \frac{\max(\sum_{i=1}^{x_0} I_{conFVi}, \sum_{i=1}^n I_{conFVi})}{\sum_{i=1}^n I_i}$$

Definido este ratio, si toma valores mayores que 1 querrá decir que la caída de tensión máxima es mayor al añadir producción distribuida, lo cual no es admisible ya que la línea original ya se habrá diseñado para que la caída de tensión no supere el 7% de la tensión nominal. Con el objetivo de mantener este ratio por debajo de 1 se ha determinado el valor de K que lo cumple para cada posición de la generación para la hora más desfavorable del año.

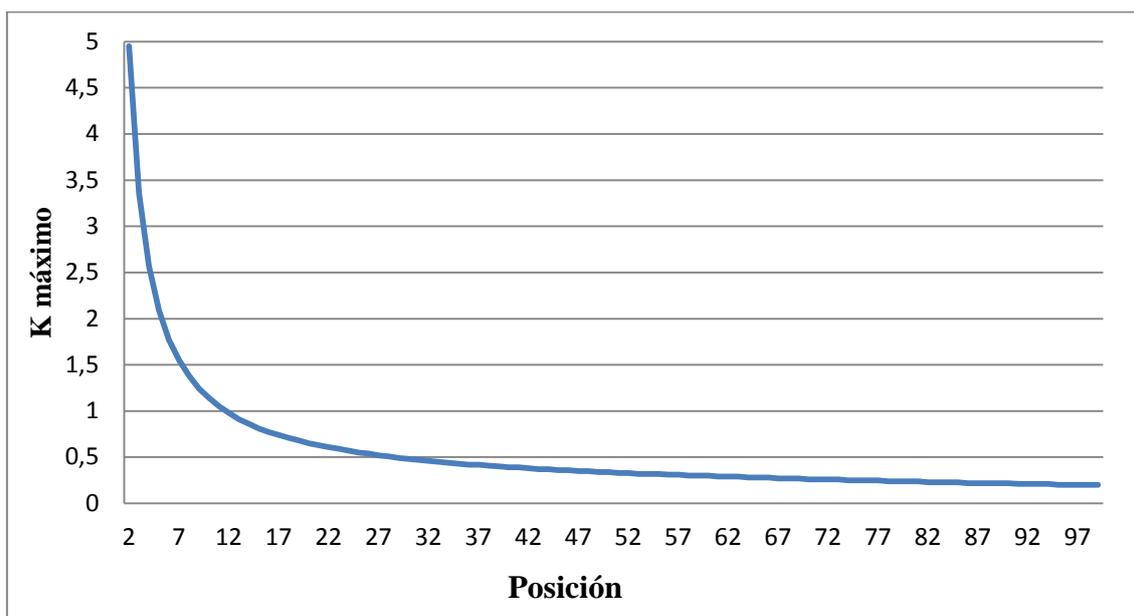


Gráfico 52. Máximo valor de K para cada posición manteniendo la regulación de tensión

Vemos en la gráfica que cuando estamos cerca del inicio de línea podemos poner valores de K más grandes y cuando nos alejamos del inicio K tiene que ser más pequeño.

En el caso más desfavorable de todos, que es cuando la producción está al final de la línea, podemos poner un $K=0.19$. La tensión de la línea tiene el siguiente comportamiento:

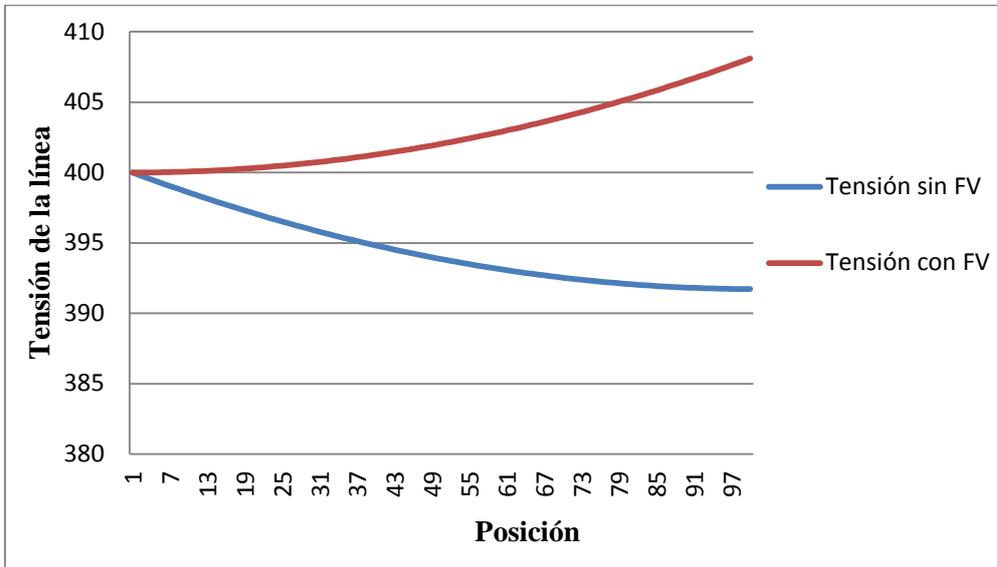


Gráfico 53. Evolución de la tensión con producción en la posición final. $K=0.19$

En el punto donde el ahorro de pérdidas era máximo (2/3) podemos poner un $K=0.26$ con el valor del ratio por debajo de 1. Este K es mayor que el que nos daba el ahorro máximo ($K=0.25$) así que no habría problema con la regulación de tensión. La tensión sigue el siguiente comportamiento:

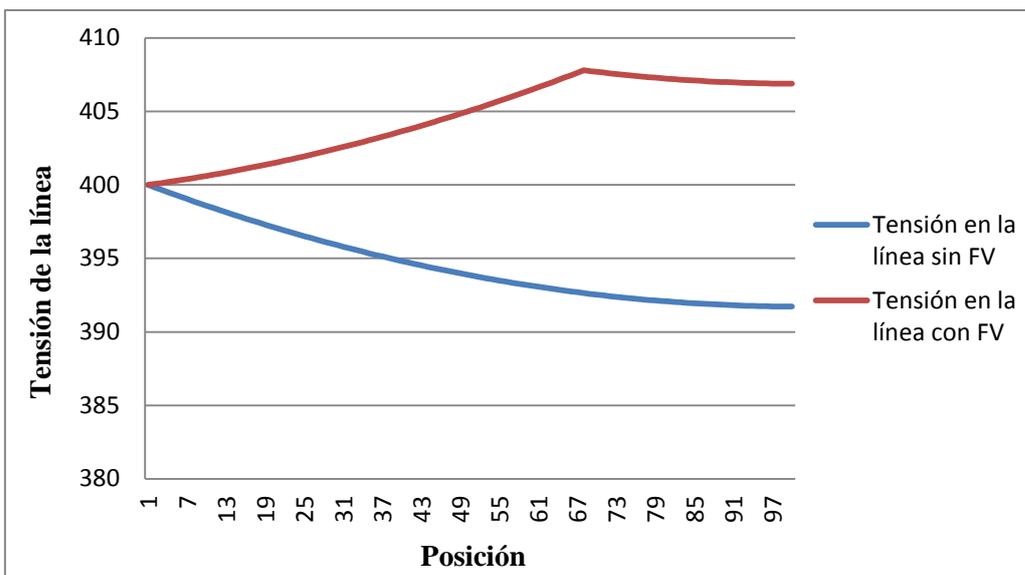


Gráfico 54. Evolución de la tensión con producción en la posición de máximo ahorro de pérdidas. $K=0.26$

Para poner $K=1$ sin que la caída de tensión sea mayor con producción en distribución esta se debe instalar en la posición 11 o más cerca del inicio de la línea. De todas formas esa posición y ese K dan un aumento del pérdidas del 23%.

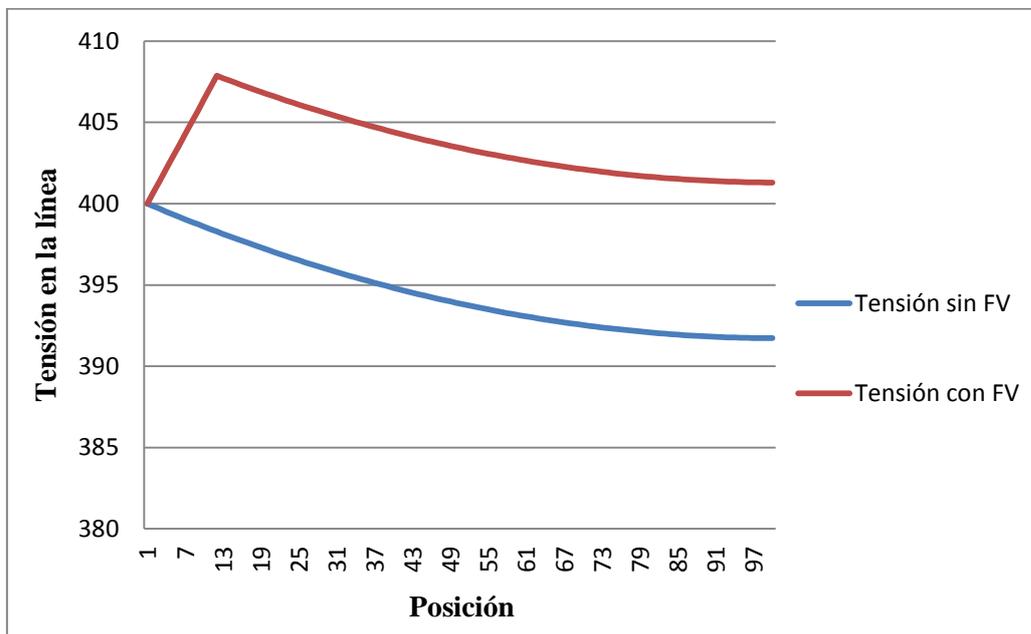


Gráfico 55. Evolución de la tensión con producción en la máxima posición que nos permite un $K=1$ con regulación de tensión. Posición 11/100

Para realizar las gráficas se ha tomado 400V como tensión nominal y $R=0,00187 \Omega$ como resistencia por cada tramo. Esta es la resistencia que hemos calculado anteriormente para que la caída de tensión no supere el 7% de la V_N y se cumpla en criterio térmico en el conductor.

En la siguiente gráfica se ven los valores de K para cada posición tanto para el criterio de máximo ahorro como para el de máxima penetración FV, frente a los valores de K para que la tensión esté regulada en cada posición. Las intersecciones entre ellas nos indican las posiciones en que se debe uno mover en cada caso para poder asegurar la regulación de tensión.

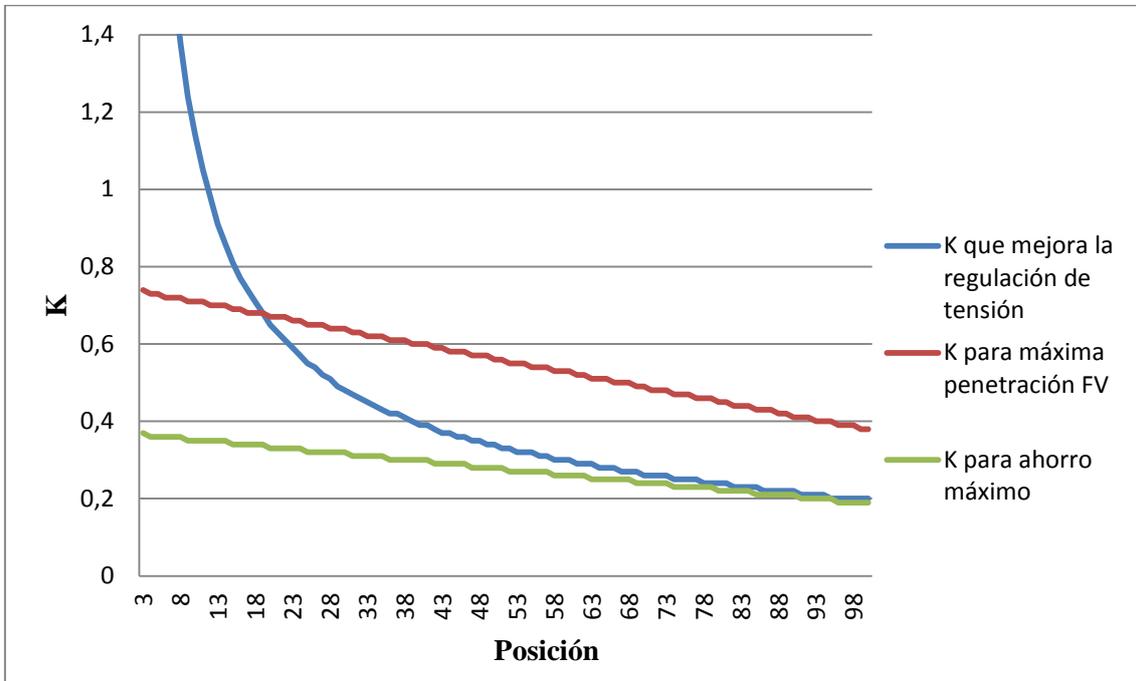


Gráfico 56. Zonas de diseño según K y la posición de producción

La primera intersección se produce en la posición 19, es decir, para todas las anteriores en la línea podemos dimensionar la instalación bajo el criterio de máxima penetración renovable manteniendo la tensión regulada. La otra intersección no se llega a dar en ninguna posición, luego para todas las posiciones podremos dimensionar la instalación bajo el criterio de máximo ahorro de pérdidas en la línea sin preocuparnos por el aumento de tensión en la línea producido por la generación de electricidad.

Si esta misma gráfica se divide en regiones o zonas por las que moverse para diseñar una instalación según criterios o circunstancias, tenemos la siguiente imagen:

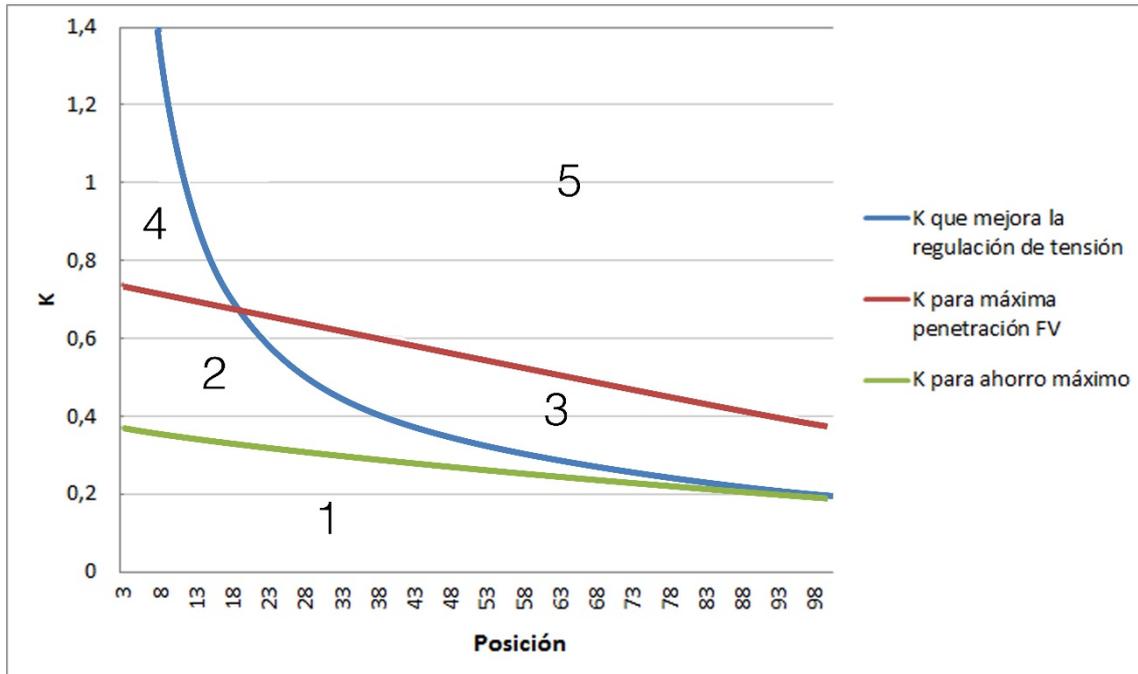


Gráfico 57. Zonas según criterios de diseño para el caso P=0

- 1- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo (K menor que el óptimo) y se mejora la caída de tensión
- 2- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo (K mayor que el óptimo) y se mejora la caída de tensión
- 3- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo (K mayor que el óptimo) pero se empeora la caída de tensión
- 4- Región en la que aumentamos pérdidas y mejoramos la caída de tensión
- 5- Región en la que aumentamos las pérdidas y no mejoramos la caída de tensión

De todas las distribuciones estudiadas, solo para la **distribución de carga en triángulo con una carga concentrada al final de la línea**, se ha encontrado una zona en la que el criterio de máximo ahorro no asegura mejora en la caída de tensión para todas las posiciones. Como vemos en la siguiente gráfica solo para posiciones inferiores a la 62 se asegura la mejora en la caída de tensión respecto a no poner GD.

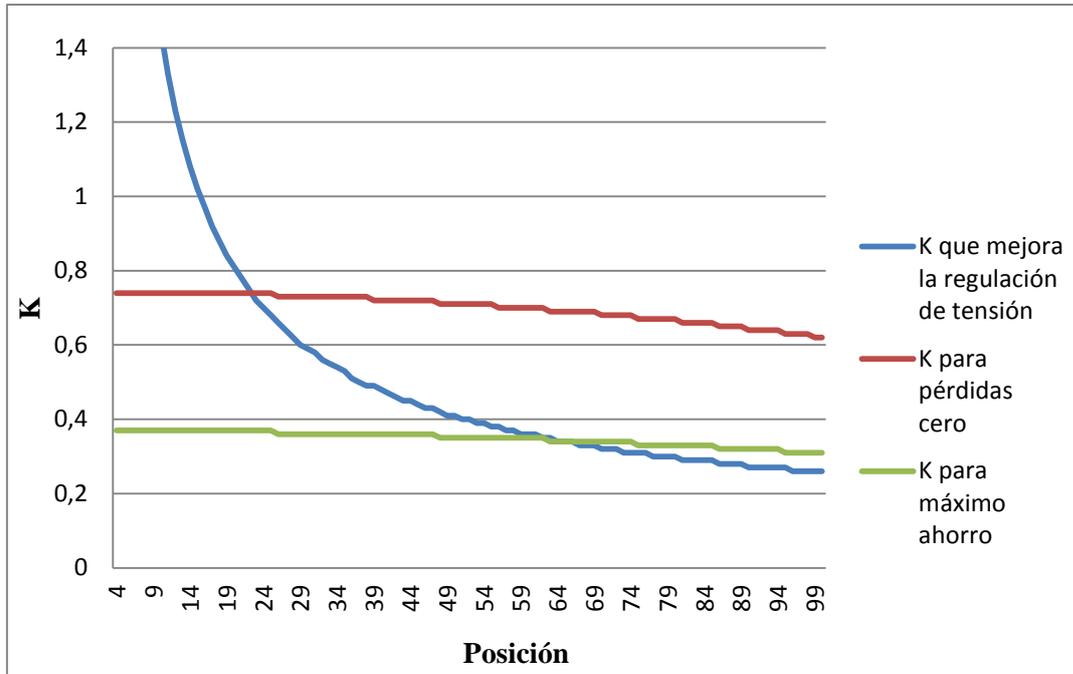


Gráfico 58. Mejora en la caída de tensión para distribución triangular con carga concentrada

Igual que se ha hecho antes, si miramos las regiones de puntos por las que nos podemos mover, en este caso encontramos una sexta región que corresponde con aquellos puntos en los que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo, ya que K es menor que el óptimo, pero mejora la caída de tensión.

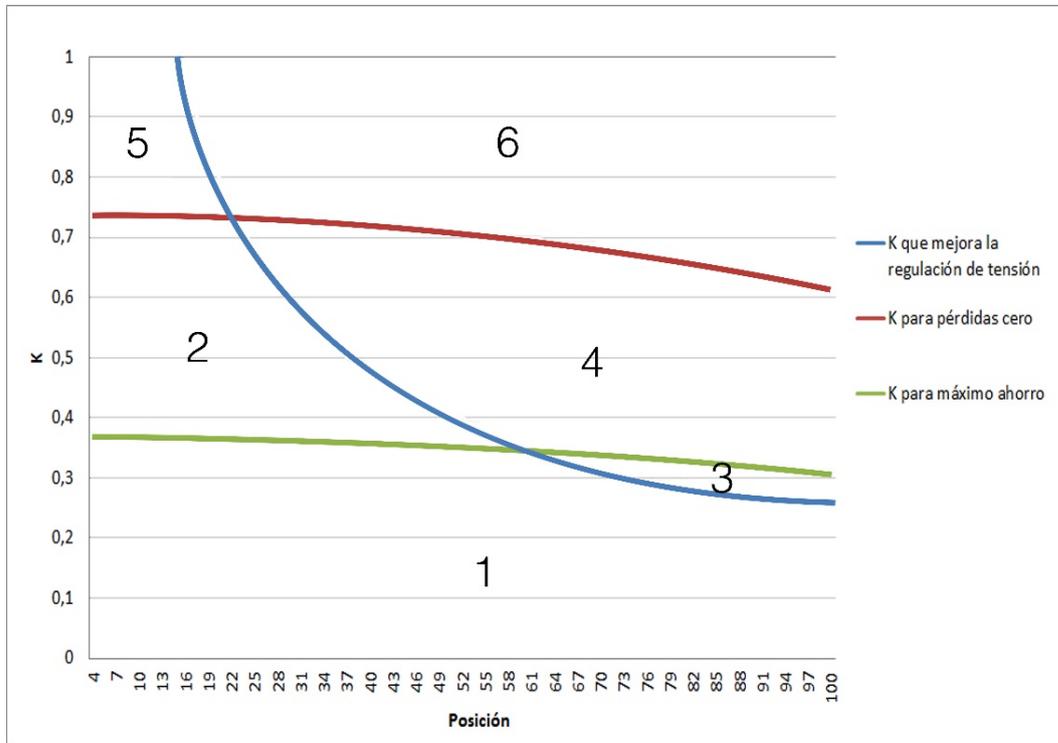


Gráfico 59. Zonas según criterios de diseño para una distribución triangular con carga concentrada

- 1- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo, ya que K es menor que el óptimo, y se mejora la caída de tensión
- 2- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo, ya que K es mayor que el óptimo, y se mejora la caída de tensión
- 3- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo, ya que K es menor que el óptimo, pero empeora la caída de tensión
- 4- Región en la que tenemos ahorro de pérdidas pero menores que el máximo, pues K es mayor que el óptimo, pero se empeora la caída de tensión
- 5- Región en la que aumentamos pérdidas y mejoramos la caída de tensión
- 6- Región en la que aumentamos las pérdidas y no mejoramos la caída de tensión

9. CONCLUSIONES

Con el objetivo de dar una visión global del proyecto y poder hacer un análisis de los datos obtenidos se han resumido los principales resultados en una serie de puntos:

- En una línea con carga uniformemente distribuida se puede conseguir un ahorro en pérdidas por efecto Joule del 29,10% al poner un punto de Generación Distribuida fotovoltaica que produzca un 25% de la demanda anual total.
- Este porcentaje de ahorro puede llegar a valores cercanos al 32,5% con una generación alrededor del 34% del total de demanda si la Generación Distribuida se divide en varios puntos.
- Sin que aumenten las pérdidas en la red se puede producir en distribución hasta un 74% de la demanda total y hasta el 122% si esta producción se divide en dos puntos, uno de ellos al principio de la línea.
- En una línea con carga distribuida y concentrada al final de la línea en iguales proporciones se puede llegar a producir el 130% de la demanda total de la línea sin aumentar las pérdidas en la misma, dividiendo esta producción en dos puntos.
- Hay un punto en el que por más divisiones de la producción que hagamos, no conseguimos más ahorro de pérdidas ni más penetración de fotovoltaica con ahorro óptimo. Esto quiere decir que no hace falta que cada consumidor tenga su propia generación si no que es suficiente con que los usuarios se agrupen en algunos puntos de la línea para instalar producción.
- Con la incorporación de baterías que permitan un día de autonomía, situada en el mismo sitio donde se pone la generación, se pasa de un ahorro máximo de 29,10% a un ahorro máximo de 46,28% en una línea de carga uniformemente distribuida. Con $K=1$ se pasa de tener aumento de pérdidas a tener ahorro.
- Las gráficas se pueden llevar a la realidad si en vez de hablar de posiciones en la línea pasamos a hablar de localización a una distancia del inicio de la línea que sea un porcentaje de la longitud total. La analogía es admisible ya que aunque en la realidad se dé una caída de tensión, hemos comprobado que no implica una gran diferencia respecto a los modelos empleados en el estudio.
- Se ha comprobado que la mejora en la caída de tensión está asegurada para ciertos rangos de posiciones según el criterio de diseño que se decida utilizar.

Todos estos puntos son en definitiva argumentos de carácter técnico para la defensa del desarrollo de la Generación Distribuida. Sin tener en cuenta todos los aspectos económicos que acompañan al desarrollo de la energía renovable, que cada vez suponen una barrera menor para desplazar a las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, ni tener en cuenta la reducción de las pérdidas en el transporte de energía en alta y media tensión, se puede concluir que la implantación de producción fotovoltaica en redes de baja tensión no tiene inconvenientes si se presta suficiente atención a su localización y tamaño.

Este documento contiene la suficiente documentación gráfica como para dimensionar y localizar una instalación de GD fotovoltaica correctamente según se dé una u otra distribución de carga. Si con este material gráfico no fuera suficiente, se presentan en el Anexo los códigos de *Matlab* de los principales modelos estudiados, a partir de los cuales cambiando la variable de dimensión o posición que nos interese podemos obtener los valores de ahorro correspondientes.

10. BILIOGRAFÍA

- Bayod, Á. A., Haro, M. E., Martínez, A. *Sizing criteria of hybrid photovoltaic–wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid.* Solar Energy, 98, Part C(0), 582-591. 2013
- Chang, N. E. *Generalized equations on loss reduction with shunt capacitor* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. *PAS-91(5)*, 2189-2195. 1972
- Gozel, T., Hocaoglu, M. H., Eminoglu, U., & Balikci, A. *Optimal placement and sizing of distributed generation on radial feeder with different static load models.* Future Power Systems, 2005 International Conference on, 2 pp.-6.
- Kersting, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis.* CCR PRESS (3ª ed.) 2012
- Rodriguez C. (Dir) *Proyecto INDEL. Atlas de la demanda Eléctrica Española.* Red Eléctrica Española, S.A. 1998

ANEXO

Modelos elaborados con MATLAB

%CASO BÁSICO CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA P=0

```
V=400
Sum_sin0=0          % Sumatorio de perdidas sin FV inicial
Sum_FV0=0          % Sumatorio de perdidas sin FV inicial
Sum_sin=Sum_sin0
Ahorro_ac=0        % Ahorro acumulado en cada hora inicial
Ahorro_medio=0     % Ahorro medio inicial para cualquier posición de FV

K=25 % K variable (K=0.25 es el máximo)

for x=-99:100      % Barrido de todas las posiciones de FV
    for h=2:8761   % Bucle de todas las horas del año
        P=Consumo(h); % Consumo de un hogar en cada hora
        P_FV=Prod_Eq(h)*K; % Producción horaria
        I=P/V;
        I_FV=P_FV/V;
        for r=1:100
            Sum_sin=Sum_sin+(I*r)^2; % Bucle de todos los tramos
de la línea sin FV
        end
        Sum_FV=Sum_FV0;
        if x>=1
            for r=1:100 % Bucle de todos los
tramos con consumo con FV
                if r<x
                    Sum_FV=Sum_FV+(I*r)^2; % Acumulación de
perdidas aguas abajo de la FV
                else
                    Sum_FV=Sum_FV+((I*r)-I_FV)^2; % Acumulación de
pérdidas aguas arriba de la FV
                end
            end
        else
            for r=1:100 % Bucle de todos los tramos
con posiciones aguas abajo de FV
                Sum_FV=Sum_FV+((I*r)-I_FV)^2;
            end
            Sum_FV=Sum_FV-(x-1)*(I_FV)^2; %Adición de las pérdidas
aguas abajo del consumo
        end
        Ahorro=(Sum_sin-Sum_FV)/Sum_sin; % Ahorro en una hora
        Ahorro_ac=Ahorro_ac+Ahorro; % Acumulación de todas las horas
        Ahorro=0;
        Sum_sin=0;
        Sum_FV=0;
    end
    Ahorro_medio(101-x)=Ahorro_ac/8760; % Media de ahorro en cada
posición. Comienza almacenando la posición 100 y bajando
    Ahorro_ac=0;
end
hold on
plot(Ahorro_medio)
```

%CASO CON DOS PUNTOS DE PRODUCCIÓN FV

```
V=400
Sum_sin0=0
Sum_FV0=0
Sum_sin=Sum_sin0;
Sum_FV=Sum_FV0;
Ahorro_ac=0
Ahorro_medio=0;

K=30 % K variable (K=0.30 es el máximo)

for y=1:100 % Barrido de todas las posiciones de FV_1
    for x=1:100 % Barrido de todas las posiciones de FV_2
        for h=2:8761
            P=Consumo(h); % Consumo de un hogar en cada hora
            P_FV=Prod_Eq(h)*K/2; % Producción horaria de un punto de FV
            I=P/V;
            I_FV=P_FV/V;
            for r=1:100
                Sum_sin=Sum_sin+(I*r)^2;
            end

            for r=1:100
                if r<y
                    if r<x
                        Sum_FV=Sum_FV+(I*r)^2;
                    else
                        Sum_FV=Sum_FV+((I*r)-I_FV)^2;
                    end
                else
                    if r<x
                        Sum_FV=Sum_FV+(I*r-I_FV)^2;
                    else
                        Sum_FV=Sum_FV+((I*r)-(I_FV*2))^2;
                    end
                end
            end
            end

            Ahorro=(Sum_sin-Sum_FV)/Sum_sin;
            Ahorro_ac=Ahorro_ac+Ahorro;
            Ahorro=0;
            Sum_sin=0;
            Sum_FV=0;
        end
        Ahorro_medio(101-x)=Ahorro_ac/8760;
        Ahorro_ac=0;
    end
end
max_ahorro(101-y,:)=(Ahorro_medio); % Matriz de ahorros según
combinación de posiciones de FV_1 y FV_2
Ahorro_medio=0;
end
```

%CON AUMENTO LINEAL DE CARGA (TRIANGULO)

```
V=400
Sum_sin0=0
Sum_FV0=0
Sum_sin=Sum_sin0
Ahorro_ac=0
Ahorro_medio=0
Sum_I=0;
m=2/101

for K=1:120
    for x=-99:100
        for h=2:8761
            P_FV=Prod_Eq(h)*K;
            I_FV=P_FV/V;
            for r=1:100
                P=Consumo(h)*(101-r)*m; % Consumo según de la posición x
                I=P/V;
                Sum_I=Sum_I+I;           %Intensidad variable en cada punto
                Sum_sin=Sum_sin+(Sum_I)^2;
            end
            Sum_FV=Sum_FV0;
            Sum_I=0;
            if x>=1
                for r=1:100
                    P=Consumo(h)*(101-r)*m;
                    I=P/V;
                    Sum_I=Sum_I+I;       %Intensidad variable en cada punto
                    if r<x
                        Sum_FV=Sum_FV+(Sum_I)^2;
                    else
                        Sum_FV=Sum_FV+((Sum_I)-I_FV)^2;
                    end
                end
            end
            else
                for r=1:100
                    P=Consumo(h)*(101-r)*m;
                    I=P/V;
                    Sum_I=Sum_I+I;
                    Sum_FV=Sum_FV+((Sum_I)-I_FV)^2;
                end
            end
            Sum_FV=Sum_FV-(x-1)*(I_FV^2);
        end
        Ahorro=(Sum_sin-Sum_FV)/Sum_sin;
        Ahorro_ac=Ahorro_ac+Ahorro;
        Ahorro=0;
        Sum_sin=0;
        Sum_FV=0;
        Sum_I=0;
    end
    Ahorro_medio(101-x)=Ahorro_ac/8760;
    Ahorro_ac=0;
end
Ahorro_max(K,:)=Ahorro_medio
Ahorro_medio=0;
end
```

% BATERÍA EN EL PUNTO DE GENERACIÓN

```
R=0.00187 %Resistencia hallada. No afecta en este caso
V0=400
Sum_sin0=0
Sum_FV0=0
Sum_sin=Sum_sin0
Ahorro_ac=0

%Batería
Ct=11751.8887*100 % Consumo de un día de invierno (Wh) * 100 puntos de
consumo
D=1 % Variable D=Días de autonomía
DOD=60 % Profundidad de descarga
E_b=110*Ct*D/DOD % Carga máxima de la batería (Wh)
SOC_0=0.9 % Estado de carga inicial (%)
SOC=SOC_0
E_bh=SOC*E_b % Carga inicial de la batería (Wh)
I_b=0; % Intensidad que entra a la batería
K=60

for x=1:100
for h=2:8761
P=Consumo(h);
P_tot=P*100;
P_FV=Prod_Eq(h)*K;
if P_FV>(P_tot) % Carga o descarga
if ((E_bh+(P_FV-P_tot))/E_b)<=1 %Condición de carga
SOC=((E_bh+(P_FV-P_tot))/E_b); % Nuevo estado de carga
I_b=(P_FV-P_tot)/(sqrt(3)*V0); % Intensidad que entra
else
I_b=0;
end
else
if ((E_bh+(P_FV-P_tot))/E_b)>=0.4 %Condición de descarga
SOC=((E_bh+(P_FV-P_tot))/E_b); % Nuevo estado de
I_b=(P_FV-P_tot)/(sqrt(3)*V0); % Intensidad que sale
else
I_b=0;
end
end
E_bh=SOC*E_b; % Nueva carga de la batería (Wh)
I0=P/(sqrt(3)*V0);
V=V0;
I=I0;
for r=1:100
Sum_sin=Sum_sin+(I*r)^2;
end
I0=P/(sqrt(3)*V0);
V=V0;
I=I0;
I_FV=P_FV/(sqrt(3)*V);
Sum_FV=Sum_FV0;
for r=1:100
if r<x
Sum_FV=Sum_FV+(r*I)^2;
else
Sum_FV=Sum_FV+((I*r)-I_FV+I_b)^2;
end
end
end
end
```

```

        end
    end
    Ahorro=(Sum_sin-Sum_FV)/Sum_sin ;
    Ahorro_ac=Ahorro_ac+Ahorro;
    Ahorro=0;
    Sum_sin=0;
    Sum_FV=0;
    I_b=0;
end
Ahorro_medio(101-x)=Ahorro_ac/8760;
Ahorro_ac=0;
end

```

% MEJORA CAÍDA TENSIÓN CASO BÁSICO

```

V0=400
R=0.0018           %Resistencia hallada. Afecta si queremos la
caída de tensión de un caso concreto
V=V0
dV_Sin=0           %Diferencia de tensión inicial sin FV
dV_FV=0           %Diferencia de tensión inicial con FV
RM=0;             %Ratio de Mejora inicial
RM1=RM;
dV_Sin_anual=0;
dV_FV_anual=0;
dV_max_FV=0;
dV_FV_linea=0;
dV_Sin_linea=0;
RM_max=0;
RM_guardado=0;
RM_K=0;

for K=1:350
    for x=1:100
        for h=2:8761
            P=Consumo(h);
            P_FV=Prod_Eq(h)*K;
            I=P/V0;
            I_FV=P_FV/V0;
            for r=1:100
                dV_Sin=dV_Sin+(I*r)*R;
                dV_Sin_linea(101-r)=dV_Sin;
            end
            for r=1:100
                if r<x
                    dV_FV=dV_FV+(I*r)*R;
                else
                    dV_FV=dV_FV+((I*r)-I_FV)*R;
                end
                dV_FV_linea(101-r)=dV_FV;
            end
            RM1=(max(dV_FV_linea)-dV_FV)/dV_Sin; %Halla el RM en cada hora
            dV_FV=0;
            dV_Sin=0;
            if RM1>RM %Condicional que guarda el RM más desfavorable del
año y caída de tensión en esa hora
                RM=RM1;
                dV_Sin_anual=dV_Sin_linea;
            end
        end
    end
end

```

```

        dV_FV_anual=dV_FV_linea;
    end
    RM1=0;
    dV_Sin_linea=0;
    dV_FV_linea=0;
end
if RM>RM_guardado %Condicional que guarda el RM de la posición de
generación más desfavorable y la caída de tensión con esa posición
    RM_guardado=RM;
    Caída_mayor_sin=dV_Sin_anual;
    Caída_mayor_FV=dV_FV_anual;
end
dV_Sin_anual=0;
dV_FV_anual=0;
RM_max(101-x)=RM;
RM=0;
end
RM_max1(K,:)=RM_max %Matriz del RM más desfavorable según K y posición
RM_max=0;
end

```

Ecuaciones

ANÁLISIS TEÓRICO CON CÁLCULO INTEGRAL

Sin en vez de considerar la línea por tramos la considerásemos por unidades diferenciales de longitud (igual que se han definido los perfiles de intensidad en las figuras a lo largo de la memoria), el análisis teórico necesita de uso integrales en lugar de sumatorios.

Para simplificar el análisis, los parámetros distribuidos uniformemente en la línea (R y L) se consideran por unidad de longitud. La carga distribuida se identifica con un diferencial de intensidad $dI(x)$ que cambia según la distribución de la red. En un punto de la línea la intensidad que entra es la siguiente:

$$I(x) = \int_x^u Id(x)dx \quad (1)$$

Donde u es el final de la línea y x es la distancia desde el inicio de la línea al punto considerado.

Asumiendo que la resistencia por unidad de longitud es R, y la longitud de la línea es L, las pérdidas totales en la línea con carga uniformemente distribuida son:

$$P_{pérdidas} = \int_0^L [|\int_x^u Id(x)dx|]^2 * Rdx \quad (2)$$

La caída de tensión entre un punto y el final de la línea será:

$$\Delta V = \int_x^u \int_x^u I(x) dx * R dx \quad (3)$$

Si consideramos GD dentro de la carga distribuida en la posición x_0 , se inyecta una corriente I_{FV} , y entonces la corriente que entra en un punto de la línea es la siguiente:

$$\left\{ \begin{array}{ll} I(x) = \int_x^u Id(x)dx & x_0 < x < u \\ I(x) = \int_x^{x_0} Id(x)dx - I_{FV} & 0 < x < x_0 \end{array} \right. \quad (4)$$

Las pérdidas en la línea y la caída de tensión después de introducir la GD se obtienen de introduciendo las expresiones de (4) en (2) y (3).

$$P_{p\acute{e}rdidas} = \int_{x_0}^u \left[\int_x^u Id(x) dx \right]^2 * R dx + \int_0^{x_0} \left[\int_x^u Id(x) dx - I_{FV} \right]^2 * R dx \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta V = \int_x^u \int_x^u I(x) dx * R dx \quad x_0 < x < u \\ \Delta V = \int_{x_0}^u \int_x^u I(x) dx * R dx + \int_0^{x_0} \left(\int_x^u Id(x) dx - I_{FV} \right) * R dx \quad 0 < x < x_0 \end{array} \right. \quad (6)$$