

Las redes de transporte y distribución.

Julio Usaola
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Carlos III de Madrid
e-mail: jusaola@ing.uc3m.es

Versión: 21 de agosto de 2020

Índice

Objetivos del tema	2
1. Introducción.	2
2. Rentabilidad de una inversión en transporte.	3
3. Planificación de la red de transporte. Red de referencia.	5
4. Remuneración regulada de las redes.	6
4.1. Transporte.	6
4.2. Distribución.	7
5. Métodos de asignación de costes de las redes.	8
5.1. Red de transporte.	8
5.2. Red de distribución.	9
6. Pérdidas y su tratamiento.	10
7. Derechos de acometida.	11
8. Calidad de suministro.	11
8.1. Continuidad de suministro.	12
8.1.1. Red de transporte.	12
8.1.2. Red de distribución.	13
8.2. Calidad de forma de onda.	15



Objetivos del tema

En este capítulo se expondrá el tratamiento de la red eléctrica en los mercados de electricidad. La red eléctrica y el sistema eléctrico vinculado a ella constituye una de las grandes creaciones industriales de la humanidad, por su complejidad, eficiencia y difusión. Ha supuesto una inversión muy cuantiosa que se ha realizado a través del tiempo y que es necesaria para que la energía eléctrica pueda llegar a una buena parte de la población mundial. Por su carácter y la cuantía y naturaleza de las inversiones necesarias no puede ser duplicada y debería operarse y ampliarse de forma óptima. En este capítulo se describe cómo se integra esta instalación tan singular, que es un monopolio natural, en los mercados eléctricos liberalizados y qué mecanismos regulatorios existen para que su expansión y operación sean máximamente eficientes.

Los objetivos de este capítulo son los siguientes:

- Definir y distinguir las redes de transporte y de distribución, caracterizándolas para comprender sus similitudes y diferencias.
- Conocer la justificación económica de una ampliación de las instalaciones de transporte, en particular de una interconexión entre sistemas.
- Conocer los distintos métodos de financiación de las actividades de transporte y distribución con sus ventajas e inconvenientes.
- Conocer las distintas posibilidades de asignación de los costes de las redes a sus usuarios, con las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.
- Introducir el concepto de calidad de suministro y los índices que la miden.

1. Introducción.

La **actividad de transporte** consiste en la transmisión de electricidad por la red interconectada de muy alta tensión y de alta tensión con el fin de suministrarla a clientes finales o a distribuidores, pero sin incluir el suministro. La red de transporte incluye las instalaciones de más de 145 kV y las interconexiones internacionales. La actividad del transporte la lleva a cabo el **gestor de la red de transporte**, que se define como toda persona física o jurídica que sea responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de transporte de electricidad;

La **actividad de distribución** consiste en la transmisión de electricidad por las redes de distribución de alta, media y baja tensión con el fin de suministrarla a los clientes, pero sin incluir el suministro. Esta actividad es llevada a cabo por el gestor de la red de distribución, que es toda persona física o jurídica que sea responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad. Se suele dividir, en función de la tensión nominal de las instalaciones, en red de reparto (132, 66 ó 45 kV), red de media tensión y red de baja tensión ($U < 1$ kV). Parte de la red de reparto puede ser incluida en la red de transporte, según la normativa de cada sistema.

Tanto el transporte como la distribución de energía eléctrica son actividades de red. Se trata de **monopolios naturales**, pues no tendría sentido económico multiplicar las redes para que compitan entre sí: una misma red puede ser usada por distintos agentes de actividades sometidas a competencia. Por esta razón su gestión la llevan a cabo agentes específicos.

Dado que la generación y la demanda se encuentran alejadas entre sí en la mayor parte de los casos, las redes conectan el suministro y el consumo. Por tanto, el acceso a ellas es crucial para garantizar el suministro y para permitir la competencia entre agentes. Esta es la razón por la que la gestión de las redes debe estar encomendada a entidades diferentes de las que llevan a cabo las actividades en competencia. Los ingresos, por tanto, deben estar regulados y pagados por los usuarios de la forma más eficiente posible.

Las tareas que se llevan a cabo en relación con las redes son, fundamentalmente, la planificación de inversiones y del mantenimiento, así como la construcción, el mantenimiento y la operación de instalaciones de la red: líneas, subestaciones y centros de control, con los equipos asociados para la maniobra, las protecciones y la medida.

Si bien el transporte y la distribución tienen muchos aspectos en común en lo que respecta a la regulación, también difieren en algunos puntos. La distribución está más próxima a la mayoría de los usuarios y por eso los temas relativos a calidad de suministro tienen mucha importancia. Por otra parte, las instalaciones de distribución son mucho más numerosas y están más diversificadas.

Los aspectos más importantes de las redes que deben ser considerados son tres. Por un lado, el **acceso a red**, que es un aspecto básico de un mercado eléctrico liberalizado. Por otro, la **determinación y retribución de las inversiones** que deben hacerse en el sistema. Y, finalmente, los **precios del servicio** que deben ser asignados a sus usuarios. Entre estos se encuentran el coste de la **acometida** o conexión a red de una instalación.

Las componentes del coste de la electricidad que guardan relación con las redes son:

- Los propios costes de red (inversiones y mantenimiento).
- Las pérdidas óhmicas.
- Las congestiones.
- Algunos servicios complementarios, como el de tensión.

En realidad, los dos últimos son costes de las actividades de generación, y han sido tratadas en otro capítulo. Los costes de red y las pérdidas son conceptualmente bastante diferentes (como se verá en los apartados siguientes), y las pérdidas en concreto se traducen en un incremento de generación, cuyos costes allí se retribuyen. Sin embargo, la semejanza de los métodos de asignación de costes permiten su tratamiento conjunto.

El capítulo se estructura en los siguientes apartados. En primer lugar, se establecen cuáles son los criterios puramente económicos de rentabilidad de una inversión en transporte, y se determinará la red de referencia, como objetivo a alcanzar por las instalaciones reales. A continuación se plantean las limitaciones de este análisis y se describen otros mecanismos para trasladar los costes a los usuarios, que es lo que habitualmente se hace. Posteriormente se describen los métodos propuestos para asignar los costes de las pérdidas a los usuarios, que son semejantes a los anteriores. El capítulo concluye con un apartado relativo a la calidad de suministro.

2. Rentabilidad de una inversión en transporte.

La red de transporte tiene la misión de transmitir energía eléctrica de los centros de producción, donde en principio su valor es más bajo, a los centros de consumo, donde su valor es más alto. Desde un punto de vista económico, la inversión en la construcción de una línea (en general, de una instalación de transporte) se justifica cuando se compensa por una disminución suficiente de los costes de generación, o de los precios de la energía, que esta inversión ocasiona.

Sean dos sistemas, A y B , interconectados a través de una línea que permite los intercambios comerciales entre ellos. La diferencia de precios que se produce entre ambos sistemas será función de la capacidad de interconexión y su expresión puede obtenerse tal como se explica a continuación.

Sean las funciones de oferta agregada de ambos sistemas que se muestran a continuación:

$$\begin{aligned}\pi_A &= b_A + a_B \cdot P_A \text{ (R/MWh)} \\ \pi_B &= b_B + a_B \cdot P_B \text{ (R/MWh)}\end{aligned}$$

en donde P_A y P_B dependen de la potencia transmitida en la interconexión, T . Las potencias demandadas en los sistemas A y B son D_A y D_B , respectivamente. Se han supuesto independientes del precio, por simplicidad. En los problemas se tratará el caso de demanda dependiente del precio.

En un mercado en competencia perfecta las funciones de oferta coinciden con los costes marginales de los generadores, por lo que los costes horarios de los mismos serían

$$\begin{aligned}\Pi_A &= K_A + b_A P_A + \frac{1}{2} a_A \cdot P_A^2 \quad (\text{R/h}) \\ \Pi_B &= K_B + b_B P_B + \frac{1}{2} a_B \cdot P_B^2 \quad (\text{R/h})\end{aligned}$$

El coste de la propia línea C_T tiene una componente fija C_F y una componente variable C_V , que se considera proporcional a la potencia de interconexión y a la longitud de la línea l :

$$C_T(T) = C_F + C_V \cdot T = C_F + k \cdot l \cdot T \quad (\text{R/MWh})$$

donde k es el coste marginal de la línea por unidad de longitud, anualizado y posteriormente dividido entre el número de horas de un año. También C_F son los costes anualizados de la línea divididos entre el número de horas del año. Por tanto $C_V = k \cdot l$ es el coste marginal de la línea de interconexión, en R/MWh.

A partir de estos datos se procede a calcular las potencias generadas en cada sistema y la capacidad de interconexión óptima para minimizar los costes totales del sistema, tanto los de generación como los de la construcción de interconexión. Para ello se plantea el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned}\min_{P_A, P_B, T} \quad & K_A + b_A P_A + \frac{1}{2} a_A \cdot P_A^2 + K_B + b_B P_B + \frac{1}{2} a_B \cdot P_B^2 + C_F + C_V \cdot T \\ \text{s.a.} \quad & P_A + T = D_A \\ & P_B - T = D_B\end{aligned} \quad (1)$$

Donde se ha supuesto que A es el sistema importador y B el sistema exportador. Para resolver el problema de optimización se forma la función lagrangiana y se iguala a cero su gradiente.

$$\mathcal{L} = K_A + b_A P_A + \frac{1}{2} a_A \cdot P_A^2 + K_B + b_B P_B + \frac{1}{2} a_B \cdot P_B^2 + C_F + C_V \cdot T + \pi_B (D_B - P_B + T) + \pi_A (D_A - P_A - T) \quad (2)$$

en donde π_A y π_B son los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de igualdad en los sistemas S y T , respectivamente. La igualación del gradiente a cero da lugar a las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_A} = b_A + a_A \cdot P_A - \pi_A = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_B} = b_B + a_B \cdot P_B - \pi_B = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial T} = C_V + \pi_B - \pi_A = 0 \quad (5)$$

o, expresadas de otra forma

$$\begin{aligned}\pi_A &= b_A + a_A \cdot P_A \\ \pi_B &= b_B + a_B \cdot P_B \\ C_V &= \pi_S - \pi_B\end{aligned} \quad (6)$$

De estas ecuaciones se puede inferir que el coste variable óptimo de la línea es la diferencia entre los precios de la energía entre los sistemas. Si se introducen las expresiones de los precios en los sistemas en esta última ecuación se obtiene:

$$\begin{aligned}\pi_T &= \pi_A(T) - \pi_B(T) = \\ &= (b_A - b_B) + a_A P_A(T) - a_B P_B(T) \\ &= (b_A - b_B) + a_S (D_A - T) - a_B (D_B + T) = \\ &= b_T - a_T T\end{aligned}$$

la capacidad de interconexión óptima se obtiene mediante la ecuación (7).

$$C_V = b_T - a_T T \quad (7)$$

La diferencia entre precios de ambos sistemas son los **costes marginales a corto plazo**¹ de no tener más capacidad de interconexión en el sistema para una capacidad dada de la red de transporte. Los costes de la línea son los **costes marginales a largo plazo de la red**², y se trata de los costes de inversión en la red de transporte. Los costes marginales a corto plazo se pueden interpretar también como la utilidad marginal de la línea, es decir, es una función de demanda. Cuando no hay capacidad de interconexión, la utilidad marginal de que haya una pequeña interconexión es alta. A partir de un cierto valor, cuando ya no se producen diferencias de precios entre los sistemas, la utilidad marginal de la línea es nula.

Por tanto, la inversión óptima, según este planteamiento, se produce cuando los costes marginales a corto plazo igualan los costes marginales a largo plazo.

3. Planificación de la red de transporte. Red de referencia.

La red de transporte es un monopolio natural sobre cuya expansión el regulador debe decidir. Esta decisión debe procurar que el coste de funcionamiento del sistema sea mínimo durante un periodo de varios años, que es el tiempo necesario para llevar a cabo las inversiones necesarias en la red de transporte.

El planteamiento del problema de optimización que diese esta solución sería el siguiente:

$$\begin{aligned} & \min_{p_{ig}, T_r} \sum_{i=1}^{n_i} \tau_i \sum_{g=1}^{n_g} C_g p_{ig} + \sum_{r=1}^{n_r} c_r T_r \\ \text{s.a. } & \mathbf{p}_{fi} = \mathbf{H}\mathbf{p}_i & \forall i \\ & -\mathbf{T} \leq \mathbf{p}_{fi} \leq \mathbf{T} & \forall i \\ & 0 \leq \mathbf{T} \end{aligned} \quad (8)$$

donde

n_i es el número de intervalos en los que se ha dividido el período.

p_{ig} es la potencia generada por el generador g en el intervalo p .

T_r es la capacidad de la línea r .

τ_i es la duración del intervalo i .

n_g es el número de generadores.

C_g es el coste del generador g .

p_{ig} es la potencia suministrada por el generador g en el intervalo i en magnitudes unitarias.

n_r es el número de líneas consideradas.

c_r es el coste en R/MWh de la línea r .

\mathbf{p}_{fi} es el vector de potencias circulantes por las líneas en el intervalo i .

\mathbf{p}_i es el vector de potencias inyectadas (diferencia entre potencias generadas y demandadas) en los nudos en el intervalo i .

\mathbf{H} es la matriz que relaciona las potencias circulantes por las líneas y las potencias inyectadas en los nudos, según las ecuaciones del flujo de cargas en continua, es decir, la matriz de coeficientes *PTDF*.

\mathbf{T} es el vector con todas las capacidades de las líneas.

Este planteamiento, sin embargo es muy simplificado, pues:

¹Short Run Marginal Costs (SRMC) en inglés.

²Long Run Marginal Costs (LRMC) en inglés.

- No se ha incluido la reserva necesaria en cada intervalo.
- Se trata de un planteamiento estático: la ampliación de la red se realiza gradualmente, también de acuerdo con el crecimiento de la demanda.
- Es un problema determinista. Sin embargo, las estimaciones de demanda y generación son inciertas, hecho que debería conducir a una optimización probabilista.
- Hay que incluir las restricciones de seguridad, esto es, que se cumplan las ecuaciones del sistema aun cuando falte un elemento del mismo.
- El modelo de los generadores es muy simplificado, y no se han tenido en cuenta las restricciones técnicas de los generadores ni los tiempos y costes de puesta en marcha y parada.
- Se han empleado las ecuaciones del flujo de cargas en continua, lo que es solo válido para un estudio aproximado.

Por otra parte, el modelo incluye ya decisiones sobre las líneas y los generadores que se contemplan e incluyen en el modelo. Sin embargo, los generadores que se construyan en el futuro en un sistema de mercado son decididos por las compañías generadoras, y por tanto su localización, su coste y su propia existencia son inciertos.

En general, el resultado de este problema de optimización, incluso con mayor complejidad en el planteamiento, no es aplicable directamente porque la red de transporte se tiene que modificar a partir de la existente. Sin embargo, esta red puede entenderse como un **modelo de referencia**, que se puede emplear como término de comparación con la red existente, a fin de modificar esta de manera que se aproxime gradualmente a esta red de referencia que, en principio, sería la óptima.

4. Remuneración regulada de las redes.

4.1. Transporte.

Una formulación más general del principio empleado en el apartado 2 es que las rentas de saturación de un sistema cubrirían el coste de la red de transporte. En efecto, los costes marginales a corto plazo se corresponden con las diferencias de precios que se producen en un sistema con congestiones (en el caso estudiado, dos sistemas interconectados). Esta conclusión procede del principio de retribución marginalista de la red de transporte. Además, las diferencias de precios proporcionan señales económicas que indican dónde se debe reforzar la red para aliviar congestiones.

Sin embargo, la igualdad de ingresos debidos a la renta de saturación y de costes de la red de transporte solo se verifica en condiciones muy simplificadas, que son las siguientes:

- Planificación estática: el óptimo al que se llegaría mediante este sistema de retribución es un óptimo estático, es decir, que no tiene en cuenta la evolución temporal del sistema eléctrico. Puesto que la vida de las instalaciones de transporte y los tiempos de construcción son elevados, esta situación nunca se da en una red de transporte, sino que la planificación de la misma se efectúa de una forma dinámica.
- Las variables de optimización son continuas. En la práctica, sin embargo, las tensiones nominales (220 ó 400kV, por ejemplo), el número de circuitos o el de conductores por fase son decisiones discretas.
- No hay efectos de escala. Sin embargo, en las líneas e instalaciones reales, el coste por MW instalado es menor cuanto mayor es la potencia de la línea.
- No se consideran restricciones por fiabilidad. En los sistemas reales existe una redundancia que permite el suministro de energía aún ante contingencias, lo que conlleva un coste global menor de la energía.

- No se consideran restricciones financieras, medioambientales, u otras, que sí se producen en la realidad.

Se ha evaluado que la retribución marginalista puede retribuir menos de un 30% de los costes de una red de transporte real. Además, la asignación de las rentas de saturación para la retribución de la actividad de transporte constituye un incentivo perverso, pues estas rentas son tanto mayores cuanto mayores son las congestiones y por tanto menos adecuada es la red de transporte.

Por tanto, la retribución de la red de transporte no se realiza siguiendo los principios marginalistas (aunque los indicadores de precios nodales sean muy valiosos), sino que se realiza en función de los costes incurridos por la entidad encargada de gestionarla y de realizar las nuevas inversiones. Tres son los sistemas más usuales de gestionar esta retribución:

- La planificación centralizada, según la cual, la administración determina las inversiones necesarias, cuya realización encomienda a una entidad diferente, normalmente el operador del sistema.
- Asignar los costes de la actividad a una entidad (el Gestor de la Red de Transporte), determinando de alguna forma los costes previstos para tal actividad.
- Dejar la construcción de las líneas en manos de la iniciativa privada, que construye líneas, cobrando luego un peaje por su uso.

Aunque existen líneas que han sido construidas por iniciativa privada, estas son minoritarias, y los sistemas de retribución son normalmente uno de los dos primeros. El principal problema de estos métodos es la dificultad de establecer criterios eficientes de asignación de costes y de determinación de las inversiones necesarias. Las líneas privadas también requieren una gestión complicada: además de la dificultad de determinar cuáles son necesarias, tiene que realizarse un método de adjudicación de la construcción de la línea correspondiente.

4.2. Distribución.

La red de distribución, como ya se ha indicado, debe tener unos ingresos regulados, al tratarse de un monopolio natural. Estos ingresos deben permitir la realización adecuada de las actividades de las compañías distribuidoras, a saber: la realización de nuevas inversiones, la operación y el mantenimiento de las instalaciones y el cumplimiento de unos requisitos de calidad de suministro, de que se hablará en el apartado 8. Por otra parte, estos ingresos deben ser lo menores posibles, a fin de mantener la eficiencia económica del sistema eléctrico.

Con este fin, son varios los sistemas de retribución de la red de distribución que se ahan propuesto, y que se utilizan actualmente, teniendo en cuenta las características de estas redes, que ya se han mencionado en el apartado 1.

Los mecanismos propuestos se dividen entre el **reconocimiento de los costes del servicio**, o la **regulación por incentivos**. En el esquema de retribución de los costes del servicio, la entidad reguladora fija anualmente las tarifas que la empresa distribuidora debe cargar a sus usuarios, y se retribuyen los costes incurridos por la compañía. El principal inconveniente es la dificultad de verificación de la adecuación de las inversiones, debido a la complejidad de la red de distribución, y lo específico de las inversiones que se tienen que realizar.

Por esta razón, en muchos países se ha optado por el sistema de regulación por incentivos, que busca aumentar el lapso de tiempo entre la determinación de los ingresos de la distribuidora, estableciendo criterios de eficiencia en la actualización, que normalmente se realiza con carácter anual.

Básicamente hay dos formas de este esquema de retribución: la limitación de ingresos y la limitación de precios.

En el sistema de **limitación de ingresos**, se determinan los ingresos que recibe una compañía distribuidora cada año, que suele referirse a los ingresos recibidos en un intervalo anterior (normalmente un año). Una fórmula común puede ser:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \cdot \Delta Cons) \cdot (1 + I - X) \pm Z$$

en donde

R_t es la remuneración autorizada para el año t .

CGA es un factor de ajuste que considera el crecimiento en el número de consumidores.

$\Delta Cons$ es la variación anual del número de consumidores.

I es la variación del índice de precios considerado.

X es un factor de eficiencia.

Z es un factor que recoge ajustes por eventos imprevistos.

El sistema de **limitación de precios** consiste en limitar los precios que una distribuidora puede imponer por los servicios prestados. También sigue una fórmula semejante, como:

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + I - X) \pm Z$$

donde P_t es el precio cargado por la compañía por un servicio prestado en el período t .

Cada uno de estos esquemas producen incentivos diferentes. El sistema de limitación de precios tiende a maximizar las ventas, en tanto que el sistema de limitación de ingresos a minimizarlas, por lo que es más compatible con programas de eficiencia energética o gestión de la demanda.

Otro esquema de retribución que puede funcionar conjuntamente con los descritos es el modelo de **red de referencia**. Este modelo consiste en determinar la red óptima que abastece a los consumidores a partir de la red de transporte, y retribuir en función de ella, incentivando de esta forma la aproximación a esta red ideal. Esta red puede ser una red base, que es diferente de la red existente, o una red incremental, que establece cuáles serían las inversiones óptimas para acometer el aumento de la demanda que se produce en un año dado.

Además de estos incentivos, se pueden establecer otros adicionales relativos al cumplimiento de unos objetivos de calidad de suministro, o de reducción de pérdidas en redes.

5. Métodos de asignación de costes de las redes.

5.1. Red de transporte.

La asignación de costes de una red de transporte a sus usuarios de una forma eficiente debe seguir señales económicas a largo plazo, diferentes de las que tienen que ver con congestiones y pérdidas. Aunque los costes de la red de transporte recaigan en última instancia sobre los consumidores de electricidad, pues se trata de una componente del coste del servicio, lo que debe pagar cada uno de los usuarios (generadores y consumidores) debería establecer señales para la inversión a largo plazo, tanto en la generación como en el propio sistema de transporte. Un método de asignación debería cumplir, idealmente, los siguientes requisitos:

- No debe permitir los subsidios cruzados entre diversos agentes.
- Debe ser transparente.
- Debe tener una regulación sencilla.
- Debe garantizar la recuperación de los costes de inversión.
- Debe proporcionar incentivos adecuados para la inversión.
- Debe tener continuidad en el tiempo.

Evidentemente, la remuneración marginalista de la red de transporte (es decir, el empleo a este fin de la renta de congestión de un mercado con precios nodales) es también un sistema de asignación de costes, puesto que los precios nodales ya llevan implícito el coste de la red de transporte. Sin embargo, ya se ha comentado que con estos métodos no se recuperan los costes en redes reales, por lo que no son empleados, y no se comentarán más.

Los métodos que se emplean en la práctica están basados en la recuperación de los costes de la red de transporte, y asignan estos de acuerdo con el uso que generadores y cargas hacen de dicha red. Pueden dividirse en

- Métodos prorrateados. Estos métodos cargan una cantidad fija por unidad de energía, generada o consumida, y su principal inconveniente es que no proporcionan una señal económica a los usuarios de la red.
- Métodos basados en flujos de potencia. Se trata de métodos que cargan los costes a los usuarios en proporción al uso que hacen de la red. De entre los métodos que se han propuesto, se pueden mencionar los métodos **direccionales** y los **incrementales**

Los métodos prorrateados ignoran la operación real del sistema, es decir, se cargan a todos los usuarios por igual, independientemente de su situación y por tanto no dan adecuadas señales económicas. Sin embargo, por su simplicidad y por la dificultad de los métodos basados en flujo, son los comúnmente utilizados.

Los métodos basados en los flujos de potencia que se producen realmente en el sistema sí tienen en cuenta el uso de la red que hacen sus usuarios. Estos métodos suelen ser **ex-post**, es decir, que se pagan durante un período tarifario (normalmente un año), en función del uso que se haya hecho de la red durante ese período, a partir de flujos medidos. En estos métodos hay que realizar las siguientes tareas para poder aplicarlo:

- Determinar las transacciones o parejas generación-carga que se producen en cada hora (o escenario) de funcionamiento del sistema.
- Determinar el uso de la red que realiza esa determinada transacción.
- Determinar el coste que se asigna en función del uso.
- Asignar una parte de este coste a la producción y otra al consumo.

Ninguno de estos problemas tiene una solución única. La determinación de qué generador ha suministrado a una carga es completamente arbitraria: no se puede decir “cómo han circulado los electrones”. El uso de la red que hace una transacción definida arbitrariamente, así como el coste que se le asigna, también puede resolverse de muchas formas razonables, sin que pueda ser afirmada o negada su certeza. Por último, la asignación de los costes a la generación o a la carga puede también justificarse de maneras diversas. Por tanto, la adecuación de un método sólo puede juzgarse a partir de lo razonable de sus resultados, aspecto este muy discutible también.

Los métodos basados en flujos de potencia que se han propuesto pueden clasificarse en direccionales o incrementales. Los métodos direccionales se basan en la suposición de que los flujos de potencia entrantes en un nudo se reparten proporcionalmente en los flujos salientes del nudo. A partir de esta suposición indemostrable (a favor o en contra) se determinan los generadores que suministran a las cargas, y el uso de la red que realizan. Esto lleva a una asignación dependiente de la localización geográfica: por ejemplo, los nudos generadores más próximos a las cargas pagan menos que los que están más alejados, puesto que estos hacen, aparentemente, más uso de la red. Su principal inconveniente es la volatilidad de las asignaciones, esto es, que estas asignaciones de costes pueden fluctuar en función del sentido de los flujos de líneas, que a veces están poco cargadas. Los métodos incrementales asignan la potencia de una línea a generador o a un consumidor basándose en el incremento de flujo que se produce cuando se produce un incremento en la generación o en el consumo. Estos métodos tienen que tener en cuenta el nudo oscilante del sistema, pues cualquier incremento de generación o consumo que se produzca en él, se compensa en el mismo para mantener la igualdad de generación y demanda, lo que distorsiona los resultados.

5.2. Red de distribución.

La complejidad de las redes de distribución no permite el empleo de métodos complejos de asignación de costes que además requieran de mucha información, como los que se han descrito en el apartado anterior.

A diferencia de lo que sucede en la red de transporte, en las redes de distribución un sistema marginalista quizá permitiera la recuperación de costes. Normalmente, sin embargo, las redes de distribución se retribuyen a través de los peajes de red, que suelen discriminar en función del nivel de tensión y de la potencia nominal. Estos peajes pueden tener un término de potencia y uno de energía, que recogen la estructura de los costes de las redes de distribución.

6. Pérdidas y su tratamiento.

Las pérdidas suponen alrededor del 9 % de la generación en un sistema eléctrico, aunque dependen de la configuración y tamaño del mismo, y por tanto su cuantía económica es importante. Aunque su coste total debe ser pagado por los consumidores eléctricos, un eficaz sistema de asignación de pérdidas puede establecer incentivos para la disminución de estas, y favorecer a aquellos usuarios (tanto generadores como consumidores) que den lugar a menores pérdidas. A diferencia de la asignación de costes de la red de transporte, la asignación de pérdidas se trata de un problema de corto plazo, relativo a la operación del sistema, antes que a la planificación del mismo.

A pesar de estas diferencias con el problema de asignación de costes de la red de transporte, los métodos de asignación de pérdidas a los usuarios de una red son en algunos casos semejantes a los de asignación de costes. El problema, sin embargo, es de mayor complejidad. Los flujos de potencia por las líneas pueden linealizarse y descomponerse entre distintos usuarios, con una aproximación razonable. Por el contrario, las pérdidas son no lineales y por tanto no hay manera de descomponer su magnitud entre diversos agentes.

En general, por tanto, el problema de la asignación de pérdidas se descompone en dos problemas relativamente independientes: la determinación de las transacciones que se producen en el sistema y la asignación de pérdidas a esas transacciones. Estas transacciones no se corresponden con las transacciones comerciales que se produzcan en el sistema, puesto que la asignación de pérdidas está basada en los flujos reales de electricidad por la red, y por tanto no tienen que ver con las transacciones meramente comerciales que se hayan producido en ellas.

Se han propuesto muchos métodos para la asignación de pérdidas a los usuarios de una red. Estos métodos se pueden clasificar en las siguientes familias:

Métodos prorrateados: Se trata de métodos que reparten las pérdidas proporcionalmente a la potencia demandada (generalmente) por los consumidores. Esto se realiza mediante coeficientes que incrementan la potencia consumida y que pueden tener en cuenta diversos aspectos, como el nivel de tensión al que está conectado el usuario.

Métodos direccionales: El método direccional ya mencionado en el apartado anterior proporciona también una asignación de pérdidas.

Métodos incrementales: Estos métodos se basan en la linealización de la expresión de las pérdidas con respecto a las transacciones definidas. Por su relativa simplicidad se describen con más detalle.

Precios nodales: Los precios nodales, cuando se obtienen aplicando las ecuaciones de flujo de cargas de alterna, proporcionan costes diferentes para cada nudo, aun cuando no haya congestiones debido a las pérdidas en el sistema. Estos precios proporcionan una señal adecuada en relación con las pérdidas. Sin embargo, se recupera el doble del coste de la energía perdida, debido al carácter cuadrático de las pérdidas.

Hay diversas propuestas de métodos incrementales. La más sencilla de todas es el **método de sustitución**, que consiste en comparar las pérdidas que se producen en un sistema con, y sin un usuario dado, y adjudicarle a este usuario la diferencia de pérdidas, positivas o negativas, resultantes de esta comparación. Este método es inconsistente y los resultados son muy dependientes del punto de funcionamiento, pues la no linealidad de la expresión de las pérdidas produce importantes distorsiones en la asignación.

Existen otros métodos incrementales basados en la linealización de las ecuaciones de flujo de cargas en alterna que son más coherentes. Sin embargo, la complejidad matemática de estos métodos es mayor.

7. Derechos de acometida.

Los derechos de acometida son la contraprestación económica que debe ser abonada a la empresa propietaria de la red por la realización del conjunto de actuaciones necesarias para atender un nuevo suministro o para la ampliación de uno ya existente. Estos derechos recuperan costes a largo plazo que se pueden atribuir directamente a un usuario. Estos cargos pueden calcularse, bien adjudicando la mayor parte posible de los costes al usuario (*deep*, en inglés), o sólo aquellos cuyo carácter individual es indiscutible (*shallow* en inglés).

Los costes *deep* tienen la ventaja de reducir la socialización de costes lo más posible, por lo que se debe recuperar una parte menor de los mismos mediante las tarifas de acceso. Sin embargo, son más discutibles y problemáticos cuantos más costes abarquen. Por ejemplo, es evidente que la línea que conecta un generador al punto de conexión más cercano de la red no beneficia más que al propio generador. Pero también es cierto que el diseño de líneas vecinas a este punto de conexión ha tenido que considerar a este generador; por ejemplo, puede haber sido necesaria alguna redundancia para garantizar el acceso, que puede afectar también a otro generador próximo. Es difícil hacer reglas simples y transparentes para determinar esos costes.

Los costes *shallow* tienen la ventaja de que son menos discutibles, pero a cambio socializan más los costes de la red. Un generador, por ejemplo, estará poco dispuesto a asumir parte de los costes de conexión de otro muy alejado, que además sea de la competencia.

Un ejemplo de las diferencias entre costes *shallow* y *deep* se muestra en la Figura 1. En esta figura se representa la conexión de un nuevo generador G a la red de distribución. Los costes de acometida que debería pagar serían *shallow* si se limitasen a la construcción de la línea que une el generador con la subestación de distribución, necesaria para que pueda evacuar la energía. Sin embargo la presencia de este generador altera la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red de transporte, por lo que el interruptor I debería ser sustituido. Si el generador G debe pagar esta sustitución, los derechos de acometida serían *deep*. Esta nueva instalación, sin embargo, tiene efectos sobre todos los generadores (y consumidores) conectados en la zona, por lo que es discutible que su coste deba ser asignado a un solo agente.

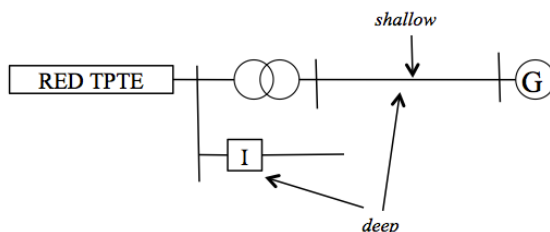


Figura 1: Conexión de un nuevo generador en la red de distribución.

Como se puede deducir, no hay una solución fácil al problema de determinación de costes de acometida, y hay que llegar a un compromiso, que además debe ser estable en el tiempo.

8. Calidad de suministro.

La calidad de suministro eléctrico se refiere a un conjunto de características técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico que deben ser exigidas por los consumidores de electricidad, y verificada por los organismos reguladores. La calidad comprende tres aspectos:

- Continuidad del suministro eléctrico, que se determina a partir del número y duración las interrupciones producidas, tanto de forma individual como en el conjunto del sistema.
- Calidad del producto, o de la forma de onda, que se refiere a las perturbaciones de la onda de tensión, y que pueden tener efectos sobre los equipos conectados.

- Atención comercial, que se puede medir a partir del tiempo de espera de conexión, respuesta a reclamaciones, etc.

En la red de transporte se incluye también como parámetro de calidad los niveles de tensión y frecuencia de los nudos frontera con otros sistemas.

Una baja calidad de suministro tiene consecuencias negativas, económicas y de otros tipos, sobre los consumidores, pero una calidad perfecta tendría un coste infinito, por lo que debe encontrarse un punto óptimo que minimice los costes del sistema, como se muestra en la Figura 2. Este punto óptimo no es fácil de encontrar y puede ser diferente para cada usuario. Los costes, por su parte, son diferentes en función de la localización del usuario (en un medio urbano o rural). Además, la calidad no se puede medir mediante un solo parámetro, sino que son muchos los que la definen, y mediante los cuales se determinan los requisitos exigibles por parte de los consumidores y el regulador.

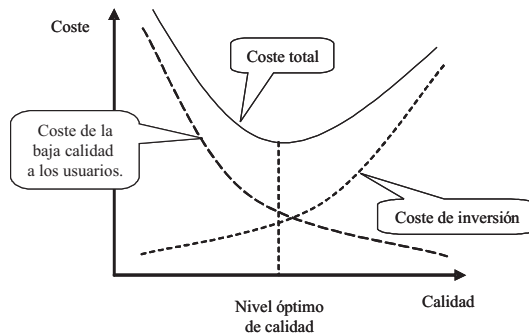


Figura 2: Costes de la calidad de suministro.

Los indicadores que se emplean son distintos para la red de transporte y distribución, y son también individuales o zonales. Los valores admisibles de estos parámetros establecen unos requisitos mínimos de calidad, que si no son cumplidos deben dar lugar a actuaciones por parte de la empresa que realiza el servicio. El incumplimiento de los índices de calidad individuales suele dar lugar a compensaciones directas al usuario, en tanto que el de los índices de calidad zonales comporta la obligación, por parte de la empresa, de realizar inversiones que deben ser supervisadas por el regulador, y además tiene repercusiones sobre los ingresos que recibe dicha empresa.

8.1. Continuidad de suministro.

Los parámetros que miden la continuidad de suministro son diferentes para la red de transporte y para la red de distribución.

8.1.1. Red de transporte.

Los parámetros que se emplean para definir la calidad de suministro en la red de transporte son de índices individuales y globales.

Calidad individual. El índice de calidad individual empleado en España es el **Índice de indisponibilidad individual** de una instalación i , definido como:

$$II_i = \frac{t_i}{T} \cdot 100 \text{ (\%)}$$

donde:

t_i es el tiempo de indisponibilidad de la instalación en horas.

T es la duración en horas del período de estudio.

El índice de disponibilidad de la instalación se define como $ID_i = 100 - II_i$.

Calidad global. Los parámetros más utilizados en la definición de calidad **global** del suministro de energía son:

Energía no suministrada (ENS). En inglés *Energy not supplied*.

Tiempo de interrupción medio (TIM) . En inglés *Average interruption time* (AIT). Se define como

$$TIM = HA \cdot 60 \frac{ENS}{DA} \text{ (minutos)}$$

En España se usan también los siguientes índices:

Índice de indisponibilidad (II). Se define como:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^N t_i PN_i}{T \sum_{i=1}^N PN_i} \text{ (\%)}$$

Índice de disponibilidad (ID). Es su complementario

$$ID = 100 - II \text{ (\%)}$$

En estas ecuaciones los términos son:

HA es el número de horas en un año.

DA es la demanda anual del sistema en MWh.

t_i es el tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas).

PN_i es la potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva.

T es la duración del período en estudio en horas.

N es el número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.

En cuanto a la energía no suministrada, es un valor imposible de medir, por definición, así que tiene que estimarse por un método acordado.

8.1.2. Red de distribución.

También los índices de calidad de la red de distribución son individuales y zonales.

Calidad individual. Los índices de calidad individuales empleados en España son el **Tiempo de interrupción**, en horas, y el **Número de interrupciones**. Como ya se ha indicado, el incumplimiento por parte de la compañía distribuidora de unos límites mínimos comporta penalizaciones. Estos límites son diferentes según la ubicación del usuario en una zona urbana o rural.

Calidad zonal. Los índices de calidad zonal más empleados a nivel internacional son:

System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Se define de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \cdot r_i}{N_T} \text{ (minutos por año)} \quad (9)$$

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI). Cuya definición es:

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \text{ (interrupciones por consumidor y año)} \quad (10)$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI). Que se calcula como:

$$CAIDI = \frac{\sum_i N_i \cdot r_i}{\sum_i N_i} \text{ (minutos por interrupción)}$$

En estas fórmulas:

N_i es el número de usuarios interrumpidos por un incidente i .

N_T es el número total de usuarios.

r_i es la duración de cada incidente en minutos.

En España se utilizan índices diferentes, a saber:

Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (TIEPI). Se define como:

$$TIEPI = \frac{\sum_i PI_i \cdot H_i}{PT} \text{ (horas por año)} \quad (11)$$

Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada (NIEPI). Se calcula de la siguiente manera:

$$NIEPI = \frac{\sum_i PI_i}{PT} \text{ (interrupciones por consumidor y año)} \quad (12)$$

En estas fórmulas:

PI_i es la potencia del centro de transformación interrumpida en un incidente i .

PT es la potencia instalada en los centros de transformación de la zona considerada.

H_i es la duración de cada incidente en horas.

Aunque el SAIDI y el TIEPI son conceptualmente muy parecidos (igual que el SAIFI y el NIEPI), el hecho de ponderar la interrupción con la potencia instalada, da más peso a las incidencias sufridas por los usuarios de mayor potencia, que son normalmente los que tienen una calidad de suministro mejor.

8.2. Calidad de forma de onda.

Una forma de onda ideal es una senoide de amplitud y frecuencia constantes en el tiempo, y en un sistema trifásico, las tres ondas de tensión tienen que estar desfasadas entre sí 120° . Conseguir estas propiedades en todo instante es muy costoso, y las consecuencias de alteraciones tienen pequeños efectos. Por esta razón se definen índices de calidad que cuantifican la desviación de la onda de tensión con respecto a estas características ideales, y se establecen límites mínimos que se deben cumplir en determinadas condiciones.

Las perturbaciones más comunes que afectan a la calidad de forma de onda son las siguientes:

Huecos de tensión Consisten en una reducción brusca de la tensión en el sistema eléctrico a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión declarada, seguida por su recuperación después de un periodo corto de tiempo. Su duración va, por definición, desde 10 ms hasta 1 minuto. Sus efectos incluyen el funcionamiento defectuoso o avería de distintos equipos.

Interrupciones breves de suministro: Se definen como la disminución de la tensión de alimentación a un valor inferior al 1% de la tensión declarada durante un tiempo no superior a 3 minutos. Sus efectos son semejantes a los de los huecos de tensión.

Fluctuaciones de tensión Consisten en variaciones cíclicas o aleatorias de la envolvente de la tensión. Su principal efecto es el parpadeo de las lámparas incandescentes, que produce efectos molestos para los usuarios. Las producen dispositivos con funcionamiento irregular, como los motores que arrancan frecuentemente, o los hornos de arco. En la Figura 3 se muestra una onda con fluctuaciones de tensión.

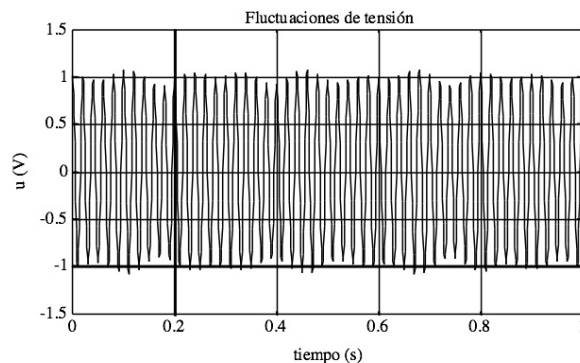


Figura 3: Ejemplo de una onda de tensión de amplitud fluctuante.

Armónicos Consisten en tensiones y corrientes sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de red. Mediante estas componentes se cuantifica la distorsión periódica de una forma de onda. Estas perturbaciones son producidas por elementos no lineales presentes en las redes (saturación de elementos magnéticos, dispositivos electrónicos). Su presencia puede producir pérdidas adicionales y afectar a equipos como baterías de condensadores, además de provocar un funcionamiento defectuoso en algunos equipos. En la Figura 4 se muestra una forma de onda que se puede descomponer en una componente fundamental de 50 Hz y armónicos de esta frecuencia.

El nivel de cada perturbación admisible en la red viene regulado por distintas normas técnicas, en particular la EN50160. Estos niveles no pueden sobrepasarse un porcentaje del tiempo de estudio. Sin embargo, su incumplimiento no suele dar lugar a sanciones en algunos sistemas, a diferencia del caso de la continuidad de suministro.

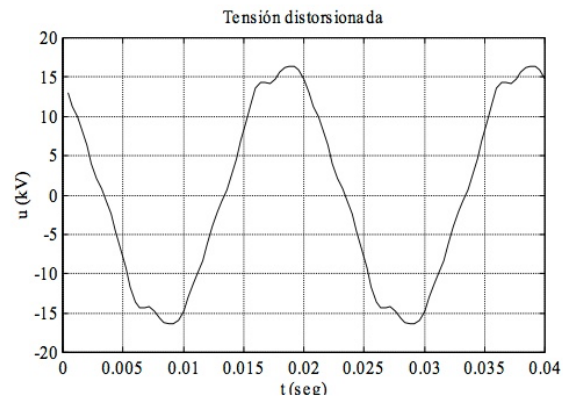


Figura 4: Ejemplo de una onda distorsionada.