

NOTA TÉCNICA (a fecha 25/09/26)

REVISION IMPORTE PRESTACION P1 EN CONTRATOS ESE DE ALUMBRADO PÚBLICO POR CAMBIOS ESTRUCTURALES EN EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

1. Contexto

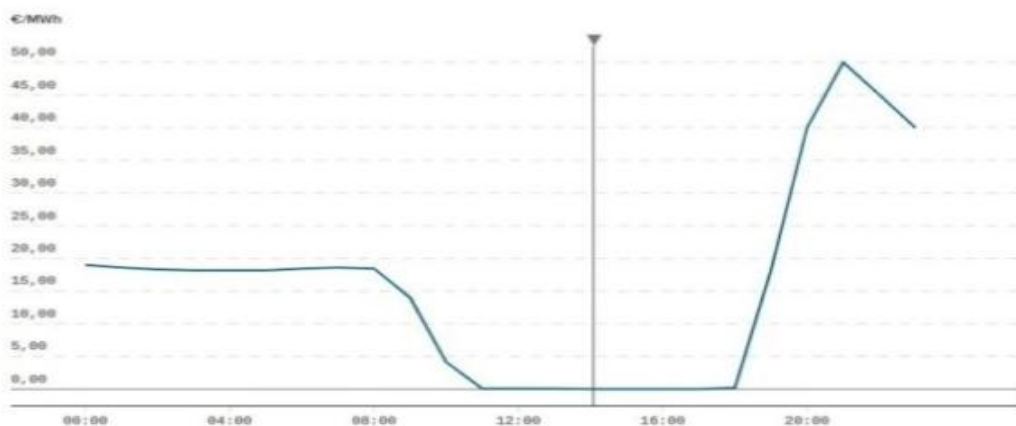
La transición energética está indudablemente transformando el mercado eléctrico por cambios estructurales en el mix de generación y por factores operativos recientes.

Por una parte, la irrupción de las energías renovables, principalmente solar, en el mix de generación español marca una tendencia creciente, y cada vez más pronunciada, a trasladar los precios más elevados al horario nocturno - horas sin sol, donde precisamente se activan los alumbrados públicos - frente a las horas solares con precios muy bajos. Es lo que se denomina “efecto de curva de pato”.

Adicionalmente al efecto descrito de la denominada "curva de pato", debe considerarse el impacto creciente de los servicios de ajuste del sistema eléctrico, como componente estructural del coste final de la energía. La elevada penetración de generación renovable no gestionable, junto con la mayor complejidad en la operación del sistema y las exigencias reforzadas de seguridad de suministro, han determinado un incremento significativo y sostenido tanto en el volumen como en el coste de dichos servicios.

1.1. Corrección efecto “curva de pato”. El coeficiente de apuntamiento

Durante las primeras horas del día crece la demanda y entran en juego las energías de origen fósil porque la generación renovable no es suficiente para abastecer la demanda. Sin embargo, a medida que avanza el día, la producción renovable es superior a la demanda y la necesidad de combustibles fósiles se reduce hasta casi desaparecer. Luego, cuando la producción renovable decrece en las últimas horas de la tarde, coincidiendo con el retorno a la casa de la mayor parte de familias, la demanda energética se dispara y con ella la necesidad de tirar nuevamente de energías de origen fósil. Esta entrada y salida de las diferentes energías genera alteraciones en la oferta y demanda de energía, produciendo esa peculiar forma de pato nadando (curva de pato), como se puede ver en la gráfica siguiente:



Este efecto provoca que el coste horario de la electricidad para instalaciones de alumbrado se desvíe del **índice medio horario de referencia**.

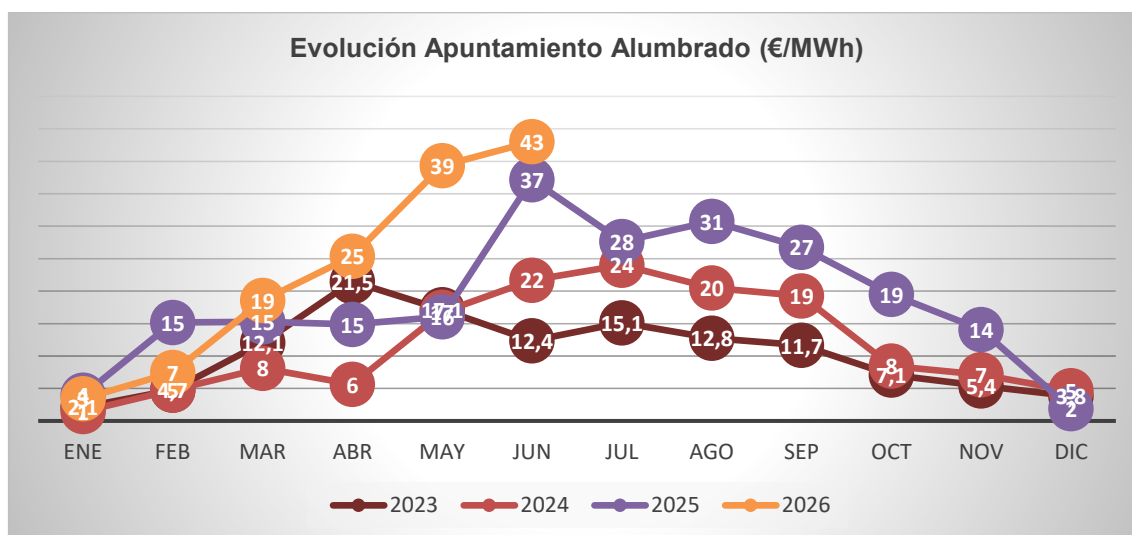
Se conoce como **apuntamiento** el **ajuste de precio** que recoge la **diferencia entre el coste real de adquisición de la electricidad para la curva de consumo de un cliente determinado y un precio de referencia base previamente definido** (por ejemplo, pool OMIE, cotizaciones forward de productos a plazo, precio indexado o referencia contractual).

Haciendo un análisis de la media mensual de los precios medios horarios marcados en el mercado diario OMIE de los últimos años hasta el mes de junio 2026 **se aprecia una tendencia creciente a incrementar el valor de apuntamiento**.

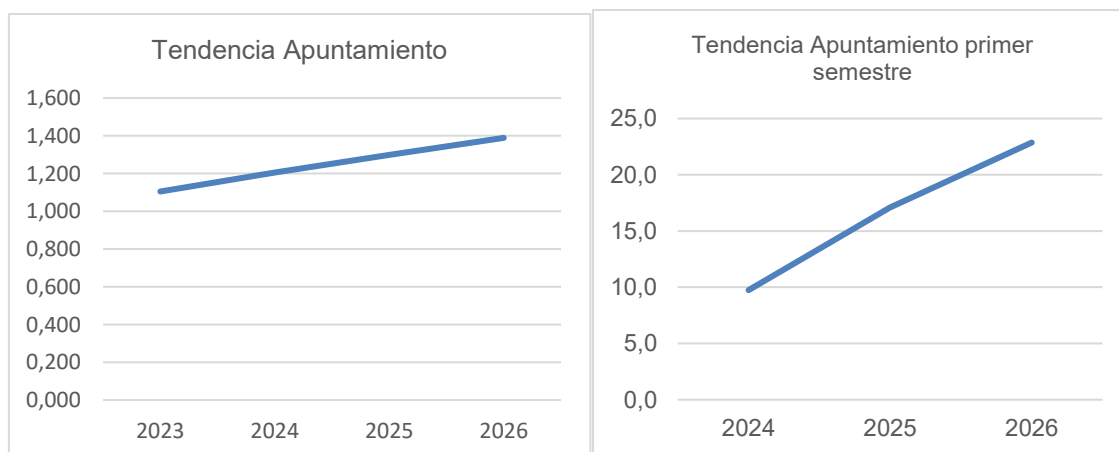
€/MWh	Precio mercado OMIE	Precio horas nocturnas	Coef. Apuntamiento alumbrado*	Apuntamiento	Apuntamiento meses verano	Apuntamiento 1º Semestre
2023	87	96	1,1	9	13	12
2024	63	76	1,2	13	21	10
2025	65	85	1,3	20	31	17
2026	50	69	1,4	19	43	23

* Coef apuntamiento (Precio OMIE horas alumbrado/Precio OMIE Medio)

Datos hasta 30 junio 2026



Este efecto se produce en mayor medida en los meses con alta demanda energética y alta penetración fotovoltaica (junio a septiembre), donde ya se empiezan a ver apuntamientos de +40 €/MWh y se aprecia un incremento interanual.



Este efecto de la variación del coeficiente de apuntamiento lo tienen en cuenta las comercializadoras eléctricas a la hora de hacer sus ofertas en el corto plazo (horizonte de 1-2 años) si bien cuando nos enfrentamos a planteamientos de precios a largo plazo la imprevisibilidad del futuro del mix de generación (incremento de renovables, desaparición de grupos nucleares, etc) plantean **un escenario de alto riesgo que aconseja explorar nuevos índices o planteamientos de revisión que permitan mantener el equilibrio económico del contrato**, dejando indemne al contrato de la evolución de parámetros no controlables tanto para el operador económico que presta el servicio como para la entidad contratante desvirtúe el concepto de pass-through de precios energéticos de mercado en los contratos de servicios energéticos.

1.2. Corrección del incremento de coste de los servicios de ajuste

Adicionalmente al efecto descrito anteriormente debe considerarse el impacto creciente de los servicios de ajuste del sistema eléctrico, como componente estructural del coste final de la energía. La elevada penetración de generación renovable no gestionable, junto con la mayor complejidad en la operación del sistema y las exigencias reforzadas de seguridad de suministro, han determinado un incremento significativo y sostenido tanto en el volumen como en el coste de dichos servicios, también influenciado por la imprevisibilidad de las cotizaciones de combustibles fósiles como el gas.

El fuerte incremento de los costes de los servicios de ajuste del Sistema Eléctrico en España responde principalmente a cambios estructurales en el mix de generación y a factores operativos recientes. Por un lado, la elevada penetración de energías renovables no gestionables, eólica y fotovoltaica, ha incrementado la variabilidad e incertidumbre del sistema, obligando a recurrir con mayor frecuencia a mecanismos de balance para garantizar el equilibrio instantáneo entre generación y demanda. A ello se suma el aumento significativo de las restricciones técnicas y del volumen de energía gestionado por estos servicios, así como eventos extraordinarios como el apagón de abril de 2025, que provocaron la operación en condiciones de mayor seguridad y dispararon los costes. Como consecuencia, estos servicios han pasado de tener un peso moderado a convertirse en uno de los principales componentes del precio eléctrico, alcanzando niveles históricos tanto en coste unitario como en impacto sobre la factura final —cercano al 19 % del total— y generando una mayor volatilidad en los precios, con episodios puntuales de extrema tensión en el sistema.

Según datos del Operador del Sistema su repercusión sobre el precio final ha evolucionado desde valores del entorno de 10 -11 €/MWh en el periodo 2023-2024 hasta aproximadamente 15,8 €/MWh en 2025, alcanzando máximos históricos, con incrementos superiores al 40 % en términos anuales y un orden de magnitud entre x 7 y x 8 entre los años 2019 y 2025. En el año 2026, desde el inicio del conflicto en Oriente Medio estos costes superan los 20 €/MWh de media mensual.

Se puede, por tanto, concluir que los servicios de ajuste han dejado de ser un coste residual de la tarifa eléctrica y se han convertido en una componente dominante del coste con el agravante que actualmente estamos en máximos históricos y con una alta e impredecible volatilidad para el futuro.

1.3. Corrección del efecto plazo adjudicación - Periodicidad de las revisiones y actualización a la firma del contrato

Es indudable, tras lo expuesto, la necesidad de revisar al menos con periodicidad anual los contratos de servicios energéticos en la componente de la prestación energética, aspecto

amparado acorde a la Ley de Contratos del Sector Público de tal manera que se proceda a revisar a la finalización del primer año de contrato, y posteriormente cada año.

Por otra parte, al tratarse de servicios multidisciplinares con una alta complejidad técnica a la hora de valorar las ofertas y sujetos a la presentación de recursos litigiosos, la realidad es que los plazos de adjudicación tienden a demorarse por encima de lo deseable; la realidad es que la media entre la fecha de presentación de ofertas y la de adjudicación de los contratos de servicios energéticos sobrepasa los 6 meses.

En este tiempo, el mercado energético ha podido sufrir variaciones, tanto al alza o a la baja, que no están bajo el control de los licitantes y pueden alterar todo el equilibrio económico del contrato, de ahí que se ven cada vez con mayor asiduidad concursos con una primera actualización/regularización de precios a la firma del contrato de manera que se adecue el coste energético a la coyuntura del mercado en el momento de inicio del contrato.

En aras a evitar incrementar el coste de las ofertas, por considerar primas de vigencia elevadas en las ofertas eléctricas se aboga por plantear una primera revisión entre la fecha de presentación de oferta y la de inicio del contrato aplicando la fórmula de revisión adoptada.

2. Planteamientos de fórmulas de revisión

Tal como establece la normativa, el planteamiento de revisión debe responder, por una parte, a una separación lógica y justificada de los bloques dominantes que componen la estructura de costes y por otro corregir el efecto de compra real de la electricidad para el uso requerido (alumbrados públicos, en el caso que nos ocupa) en relación a los índices medios del mercado diario de manera que permitan reflejar de forma fiel y objetiva los costes efectivos de suministro en este tipo de instalaciones, garantizando el equilibrio económico-financiero del contrato conforme a los principios de buena regulación y adecuada asignación de riesgos.

2.1. Esquemas actuales

La revisión de precios en los contratos de servicios energéticos ha venido configurándose habitualmente mediante dos esquemas diferenciados.

En el Anexo se indican una relación de licitaciones publicadas que responden a estos esquemas de revisión.

2.1.1. Fórmulas por diferencias

El concepto que subyace es incorporar términos aditivos que recojan las variaciones de coste del suministro (al alza o a la baja) derivadas de actualizaciones regulatorias o del mercado eléctrico.

Se trata de un esquema que traslada anualmente únicamente las variaciones de costes acaecidas en el contrato por la evolución del coste de la electricidad, respetando íntegramente el concepto “pass-through”.

$$P'1 = P1 + [Cp \times (E' - E0) \times k] + \Delta Cr$$

Este planteamiento ha sido ampliamente reconocido y sigue figurando como recomendación en el modelo de pliegos tipo del [CEI - Comité Español de Iluminación](#)

2.1.2. Fórmulas de cocientes ponderados

Son expresiones matemáticas utilizadas en contratos (especialmente de obra pública) basada en los índices del Comité Superior de Precios para ajustar el valor de un proyecto ante

las variaciones de los costes de los materiales, la mano de obra y la energía, donde se estructura un coeficiente K_n que multiplica el importe del canon del año anterior o el valor de canon ofertado para el primer año (a origen) del estilo:

$$K_n = A \times \frac{E_n}{E_0} + B \times \frac{Cp_n}{Cp_0} + C \times \frac{Cm_n}{Cm_0} + D$$

siendo E la componente del coste energético, Cp el de personal y Cm el coste de materiales tal que asigna un determinado peso (A, B, C y D) a cada componente susceptible de revisión, en base a la estructura de costes del proyecto establecida según la normativa de desindexación.

En concreto, aislando el importe de la prestación P1 de suministro energético del resto del canon, podemos plantear:

$$P1' = P1_0 \times \Delta E$$

donde $\Delta E = E'/E_0$

Con la misma filosofía de desagregación se pondera la razón de cada componente del coste energético: principalmente los costes regulados (CR) establecidos por la Administración, los costes no regulados (CnR) dependientes del mercado eléctrico, incluso el impuesto eléctrico, en una fórmula del estilo:

$$\Delta E = E'/E_0 = \alpha \text{ CR}'/\text{CR}_0 + \beta \text{ CnR}'/\text{CnR}_0 + \gamma \text{ IEE}'/\text{IEE}_0.$$

Basándonos en estas filosofías de revisión se proponen sendos planteamientos de fórmulas que traten de corregir los efectos indeseados descritos anteriormente.

2.2. Planteamientos propuestos

2.2.1. OPCION 1: Actualización fórmula por diferencias

El principio que se persigue es actualizar el importe de la prestación para el siguiente ejercicio con referencias del precio futuro de la electricidad en el mercado organizado de electricidad y la regularización del importe de la prestación con las variaciones regulatorias que hayan acaecido durante el ejercicio finalizado.

$$P1' = P1_0 + \Delta P1$$

siendo:

P1' Precio (€) de la prestación P1 revisado aplicable al año n.

P1₀ Para la primera revisión establecida, será el precio de la prestación P1 ofertada por el candidato en su oferta (€). En revisiones sucesivas, irá tomando el valor del importe de la prestación P1 del año anterior n-1.

ΔP1 Actualización (€) del coste del suministro de energía para el año n.

Este coeficiente se compone de tres bloques dominantes que componen la estructura de costes de la tarifa eléctrica, a saber: Energía de Mercado (OMIP), Servicios de Ajustes del Sistema (SAS) y Conceptos Regulados (CR) establecidos por la Administración competente, de acuerdo al siguiente planteamiento:

$$\Delta P1 = C \times [\Delta OMIP + \Delta SAS] + \Delta CR$$

donde:

C Consumo (MWh) previsto incurrir en las instalaciones durante el ejercicio objeto de revisión¹.

ΔOMIP Variación del precio de la electricidad de mercado (€/MWh). La variación del coste de mercado base eléctrico se determinará aplicado la siguiente fórmula:

$$\Delta OMIP = OMIP_n \times Ap_{n-1} - OMIP_{n-1} \times Ap_{n-2}$$

OMIP_n (€/MWh) = Previsión futura del precio medio de la energía de mercado en base para el siguiente año publicado en la web de OMIP (<https://www.omip.pt/es>), tomando como valor la ponderación del valor medio aritmético de la cotización de los 30 días previos a la fecha de revisión de los 4 productos trimestrales FTBQX-XX inmediatamente siguientes a la fecha de revisión con el consumo trimestral ofertado por el adjudicatario².

OMIP año_{n-1} (€/MWh) = Previsión futura del precio medio de la energía de mercado establecido el año anterior siguiendo el mismo procedimiento, es decir, tomando como valor la ponderación del valor medio aritmético de la cotización de los 30 días previos a la fecha de la anterior revisión de los 4 productos trimestrales FTBQX-XX inmediatamente siguientes a la fecha de revisión con el consumo trimestral ofertado por el adjudicatario.

Para que sirva de ejemplo, se trataría de completar una tabla de estilo:

Consumo trimestral ofertado (MWh)			
1º Trimestre año (Q1)	2º Trimestre año (Q2)	3º Trimestre año (Q3)	4º Trimestre año (Q4)
XXX,xx	YYY,yy	ZZZ,zz	TTT,tt

OMIP (€/MWh)			
FTB Q1	FTB Q2	FTB Q3	FTB Q4
AA,aaaa	BB,bbbb	CC,cccc	DD,dddd

Se tomarán las cotizaciones de los 4 trimestres (FTB) posteriores a la fecha de revisión; ejemplo: si la revisión se produce el 1 de octubre de 2026 se tomaría Q4-2026 año en curso y Q1, Q2, Q3 del siguiente año 2027.

Para el cálculo del OMIP se utilizará esta fórmula para sacar la media ponderada:

$$OMIP_n = \frac{\sum_{i=1}^4 Ci * FTBQi}{\sum_{i=1}^4 Ci}$$

AP año n-1 (adimensional) = Coeficiente de apuntamiento o de relación de los costes de la energía adaptados al perfil del consumo del cliente. Se calculará en base a los

¹ Dado que no se podrá determinar con precisión el consumo futuro se utilizará la mejor previsión de consumo prevista por el adjudicatario en su oferta (en caso de pliegos de ahorros garantizados), el consumo real del año anterior o un consumo de referencia ajustado.

² Se debe hacer una media ponderada con el consumo trimestral para tener en cuenta la variabilidad de los precios de la electricidad a lo largo del año (estacionalidad).

datos publicados en <https://www.omie.es> para el período anual finalizado (año n-1) y la curva de consumo del cliente.

El valor de Ap responderá a la siguiente fórmula:

$$Ap = \frac{\sum_{h=1}^n PMDh \times CRh / \sum_{h=1}^n CRh}{\sum_{h=1}^n PMDh / \sum_{h=1}^n h}$$

donde:

PMD: precio horario del mercado diario

CR: consumo horario realizado en punto de suministro

h: horas del periodo de facturación

AP año n-2 (adimensional) = coeficiente de apuntamiento o de relación de los costes de la energía adaptados al perfil del consumo del cliente utilizados en la anterior revisión (año n-2)

ΔSAS_n (€/MWh) = Variación de los Servicios de Ajuste acaecidos durante el ejercicio finalizado. Se calcula por diferencia entre SAS_{n-1} - SAS_{n-2}.

SAS_{n-1} (€/MWh) Media aritmética de los valores mensuales de los servicios de ajuste de los 12 meses anteriores a la fecha de revisión.

SAS_{n-2} (€/MWh) Media aritmética de los valores mensuales de los servicios de ajuste de los 12 meses anteriores a la última revisión acaecida.

Valores disponibles en la página web de REE <https://www.esios.ree.es/>

ΔCR (€) Recoge el impacto económico, desde el momento en que sean de aplicación, de las variaciones acaecidas en los conceptos regulados durante el ejercicio finalizado (año n-1)³. Las variaciones producidas se conciben como la modificación de valores, eliminación y adición de conceptos regulados.

Para su cálculo se detallará, por tarifa de acceso, el impacto que la variación suponga aplicando el procedimiento establecido de acuerdo con la normativa vigente.

La variación del coste por estos conceptos regulados se determinará restando el coste incurrido en el año previo a la fecha de revisión (año n-1) entre el que hubiera acaecido el año anterior (año n-2)⁴ sobre bases homogéneas de consumo y potencia teniendo en cuenta su distribución en tarifas y períodos tarifarios.

Se tendrán en cuenta todos los términos recogidos bajo esta denominación por la normativa vigente, como son la variación de los peajes de acceso definidos por la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (u organismo que le sustituya o asuma sus competencias), de los cargos definidos por el Órgano Gubernamental correspondiente, cánones y otros valores regulados existentes (e.g. pagos al Operador del Mercado y del Sistema, pérdidas, aportación

³ Habida cuenta que se trata de una regularización de los costes regulados acaecidos en el año acaecido, en el último ejercicio procederá aplicar una última regularización para la adecuación de costes.

⁴ en este caso se divide el coste (€) de un año respecto del anterior por la variación de los conceptos regulados, aplicándolos tal como describe la normativa y sobre bases homogéneas de potencia y consumo (para evitar el efecto de consumos y potencias diferentes en los distintos ejercicios). Dado que las variaciones de conceptos no afectan por igual a todas las tarifas de acceso de los distintos suministros, la revisión se calculará individualmente para cada una de ellas, teniendo en cuenta el consumo en sus distintos periodos y las potencias contratadas, y se aplicará su efecto global.

al Fondo Nacional de Eficiencia, financiación bono social, alquiler equipos de medida, etc...) o nuevos aprobados por la Administración durante el ejercicio anual anterior.

2.2.2. OPCIÓN 2: Actualización fórmula de cocientes ponderados

Partiendo del mismo esquema:

$$P1' = P1o \times \Delta E$$

siendo:

- P1'** (€) Precio de la prestación P1 revisado aplicable al año n.
- P1o** (€) Para la primera revisión establecida, será el precio de la prestación P1 ofertada por el candidato en su oferta. En revisiones sucesivas, se actualizará este valor con el importe de la prestación P1 del año anterior (n-1) al año objeto de revisión (n).
- ΔE** (%) Coeficiente de actualización de precios vinculados con el suministro de energía para el año n.

Este coeficiente ΔE se compone con cinco bloques que componen la estructura de costes de la tarifa eléctrica: Conceptos Regulados, Servicios de Ajuste del Sistema, Energía de Mercado (OMIP), Impuesto Eléctrico y un último bloque de Costes de Gestión y Beneficio de las empresas comercializadoras de energía eléctrica.

$$\Delta E (\%) = \alpha_{ELE} \times \Delta CR_{ELE} + \beta_{ELE} \times \Delta SAS + \gamma_{ELE} \times \Delta OMIP + \delta_{ELE} \times \Delta IE + \epsilon_{ELE} \times \Delta GBele$$

Para poder definir los parámetros adimensionales α_{ELE} , β_{ELE} , γ_{ELE} , δ_{ELE} y ϵ_{ELE} aplicables cada año es necesario establecer una estructura tarifaria homogénea que tenga en cuenta el peso de los diferentes conceptos revisables acorde a los periodos de cada tarifa en la estructura de coste del global de los suministros a medida que van evolucionando los parámetros de consumo y potencia contratada. Para ello el adjudicatario justificará los valores aplicables al año n en base al histórico de los consumos y costes incurridos en cada componente de la estructura de costes del año anterior n-1.

Se mantendrá la premisa:

$$\alpha_{ELE} + \beta_{ELE} + \gamma_{ELE} + \delta_{ELE} + \epsilon_{ELE} = 1$$

donde:

α_{ELE} = Peso de los términos regulados en el coste del suministro eléctrico año n:

$$\alpha_{ELE} = \frac{\text{Coste regulado ELE año } n - 1}{\text{Coste total ELE año } n - 1}$$

ΔCR_{ELE} (adimensional). Variación del coste regulado del suministro eléctrico

La variación del coste por estos conceptos regulados se determinará dividiendo el coste (€) incurrido en el año previo a la fecha de revisión (año n-1) entre el que hubiera acaecido (€) el año anterior (año n-2)⁵ sobre bases homogéneas de consumo y potencia teniendo en cuenta su distribución en tarifas y periodos tarifarios.

⁵ en este caso se divide el coste (€) de un año respecto del anterior por la variación de los conceptos regulados, aplicándolos tal como describe la normativa y sobre bases homogéneas de potencia y consumo (para evitar el efecto de consumos y potencias diferentes en los distintos ejercicios). Dado que las variaciones de conceptos no afectan por igual a todas las tarifas de acceso de los distintos suministros, la revisión se calculará individualmente para cada una de ellas, teniendo en cuenta el consumo en sus distintos periodos y las potencias contratadas, y se aplicará su efecto global.

Se considerarán bajo esta denominación todos los términos recogidos por la normativa vigente, como son la variación de los peajes de acceso definidos por la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (u organismo que le sustituya o asuma sus competencias), de los cargos definidos por el Órgano Gubernamental correspondiente, cánones y otros valores regulados existentes (e.g. pagos al Operador del Mercado y del Sistema, pérdidas, aportación al Fondo Nacional de Eficiencia, financiación bono social, alquiler equipos de medida, etc...) o nuevos aprobados por la Administración durante el ejercicio anual anterior.

$$\Delta CR_{ELE} = \frac{\text{Coste regulado ELE año } n - 1}{\text{Coste regulado ELE año } n - 2}$$

β_{ELE} = Peso de los Servicios de Ajuste del Sistema Eléctrico

$$\frac{\text{Coste Serv Ajuste ELE año } n - 1}{\text{Coste total ELE año } n - 1}$$

ΔSAS (adimensional) Variación de los Servicios de Ajuste del Sistema

La variación del coste por servicios de ajuste se determinará en base al coste incurrido por este concepto en el año previo a la fecha de revisión (año n-1) entre el coste incurrido el año anterior (año n-2).

$$\Delta SAS = \frac{SAS \text{ año } n - 1}{SAS \text{ año } n - 2}$$

SAS año n-1 (€/MWh). El valor a aplicar será la media aritmética de los valores mensuales de los 12 meses previos a la fecha de revisión (año n-1) de los servicios de ajuste publicados por REE en su web <https://www.esios.ree.es/>

SAS año n-2 (€/MWh). El valor a aplicar será la media aritmética de los valores mensuales de los 12 meses previos a la fecha de la anterior revisión (año n-2) de los servicios de ajuste publicados por REE en su web <https://www.esios.ree.es/>

γ_{ELE} = Peso del término no regulado (de mercado) del Sistema Eléctrico

$$\gamma_{ELE} = \frac{\text{Coste OMIP año } n-1}{\text{Coste total ELE año } n-1}$$

$\Delta OMIP$ (adimensional) Variación del coste no regulado o del mercado eléctrico

La variación del coste por las componentes no reguladas o de mercado eléctrico se determinará en base a la estimación de coste establecido en el mercado OMIP para el siguiente ejercicio (año n), con el apuntamiento del año previo a la fecha de revisión (año n-1) entre el coste establecido en el mercado OMIP para el ejercicio anterior (año n-1), afectado del apuntamiento del año anterior (año n-2) sobre bases homogéneas de consumo.

$OMIP_n$ (€/MWh) = Previsión futura del precio medio de la energía de mercado en base para el siguiente año publicado en la web de OMIP (<https://www.omip.pt/es>), tomando como valor la ponderación del valor medio aritmético de la cotización de los 30 días previos a la fecha de revisión de los 4 productos trimestrales FTBQX-XX inmediatamente siguientes a la fecha de revisión con el consumo trimestral ofertado por el adjudicatario

OMIP año_{n-1} (€/MWh) = Previsión futura del precio medio de la energía de mercado establecido el año anterior siguiendo el mismo procedimiento, es decir, tomando como valor la ponderación del valor medio aritmético de la cotización de los 30 días previos a la fecha de la anterior revisión de los 4 productos trimestrales FTBQX-XX inmediatamente siguientes a la fecha de revisión con el consumo trimestral ofertado por el adjudicatario.

Para que sirva de ejemplo, se trataría de completar una tabla de estilo:

Consumo trimestral ofertado (MWh)			
1º Trimestre año (Q1)	2º Trimestre año (Q2)	3º Trimestre año (Q3)	4º Trimestre año (Q4)
XXX,xx	YYY,yy	ZZZ,zz	TTT,tt

OMIP (€/MWh)			
FTB Q1	FTB Q2	FTB Q3	FTB Q4
AA,aaaa	BB,bbbb	CC,cccc	DD,dddd

Se tomarán las cotizaciones de los 4 trimestres (FTB) posteriores a la fecha de revisión; si esta fuera 1 de octubre se tomaría Q4 año en curso y Q1, Q2, Q3 del siguiente año.

$$OMIP_n = \frac{\sum_{i=1}^4 C_i * FTBQ_i}{\sum_{i=1}^4 C_i}$$

AP año n-1 (adimensional) = Coeficiente de apuntamiento o de relación de los costes de la energía adaptados al perfil del consumo del cliente. Se calculará en base a los datos publicados en <https://www.omie.es> para el período anual finalizado (año n-1) y la curva de consumo del cliente.

El valor de Ap responderá a la siguiente fórmula:

$$Ap = \frac{\sum_{h=1}^n PMDh * CRh / \sum_{h=1}^n CRh}{\sum_{h=1}^n PMDh / \sum_{h=1}^n h}$$

donde:

PMD: precio horario del mercado diario

CR: consumo horario realizado en punto de suministro

h: horas del periodo de facturación

AP año n-2 (adimensional) = coeficiente de apuntamiento o de relación de los costes de la energía adaptados al perfil del consumo del cliente utilizados en la anterior revisión (año n-2)

δ_{ELE} = Peso del Impuesto Eléctrico

$$\delta_{ELE} = \frac{\text{Coste IE año } n-1}{\text{Coste total ELE año } n-1}$$

ΔIE (adimensional) = Cociente entre el coste derivado de aplicar el impuesto eléctrico vigente el año n-1 respecto del vigente el año n-2 a una misma base imponible. Se adjunta ejemplo:

	Base Imp AÑO 1 (€)	IE (%)	AÑO 1 CON IE (€)	Base Imp AÑO 2 (€)	IE (%)	AÑO 2 CON IE (€)
Enero	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Febrero	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Marzo	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Abril	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Mayo	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Junio	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Julio	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €		105.113 €
Agosto	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Septiembre	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Octubre	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Noviembre	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
Diciembre	100.000 €	0,50%	100.500 €	100.000 €	5,11%	105.113 €
TOTAL			1.206.000 €			1.261.352 €
					ΔIE	1,046

ϵ_{ELE} = Peso del término de otros costes de gestión, comercialización y beneficio que la comercializadora traslada a la empresa de servicios energéticos.

Lo calcularemos por diferencia:

$$\epsilon_{ELE} = 1 - (\alpha_{ELE} + \beta_{ELE} + \gamma_{ELE} + \delta_{ELE})$$

GBele (€/MWh) corresponde a otros conceptos que la comercializadora de electricidad traslada a la empresa de servicios energéticos para dar respuesta a los requisitos contractuales; como pueden ser costes de Garantías de Origen, gastos de comercialización, primas, costes financieros y margen comercial, entre otros.

Se indicará en la oferta, en el cuadro de precios, el valor en (€/MWh) y será fijo, no sometido a revisión, durante todo el plazo de duración del contrato.

$\Delta GBele$ (adimensional): al ser GBele un término invariable durante el contrato; $\Delta GBele$ tomará el valor de 1.

$$\Delta GBele = \frac{GBele \text{ año } n-1}{GBele \text{ año } n-2} = 1$$

Nota adicional: Si cualquiera de los parámetros indicados en estas fórmulas, se procedería a elaborar una nueva fórmula de revisión acordada entre las partes que trasladara adecuadamente las variaciones acaecidas en la estructura tarifaria manteniendo el espíritu de este planteamiento de revisión.

3. GLOSARIO:

- **Prestación P1:** En el contexto de los contratos de servicios energéticos y de este documento, es la parte del canon o tarifa que corresponde específicamente a la provisión o suministro de la energía eléctrica.
- **Costes Regulados (CR):** Son los componentes del precio de la energía que no dependen del mercado libre, sino que son fijados por la Administración u organismos oficiales. Incluyen los peajes de acceso, cargos del sistema, impuestos (Eléctrico y Municipal), financiación del bono social, aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia, pérdidas, entre otros.
- **Costes no regulados (CnR):** Son aquellas componentes del precio de la energía que dependen directamente del mercado eléctrico.
- **OMIE: (Operador del Mercado Ibérico de Energía):** Es el organismo encargado de gestionar el **mercado diario e intradiario** de electricidad. Hace referencia al operador del mercado diario de electricidad, donde se fijan los precios medios horarios para cada día.
- **OMIP (ΔOMIP) Operador del Mercado Ibérico - Polo Portugués:** Es la entidad encargada de gestionar el **mercado de futuros o a plazo** de energía.
- **Pass-through:** Término que define una estructura de precios donde las variaciones de los costes de mercado se trasladan de forma directa e íntegra al cliente final (la entidad contratante), asumiendo este todo el riesgo.
- **Servicios de Ajuste del Sistema (SAS):** Son los mecanismos que utiliza el operador de la red para garantizar en todo momento el equilibrio exacto entre la energía que se produce y la que se consume. Su coste ha crecido radicalmente debido a la intermitencia de las energías renovables y la necesidad de mantener el sistema seguro.
- **Cotizaciones forward de productos a plazo:** Precios acordados en el presente para la compraventa de energía en una fecha futura determinada.
- **Precio indexado:** Modalidad de contratación donde el precio de la electricidad no es fijo, sino que varía referenciado a las fluctuaciones de un índice de mercado (como el mercado mayorista).
- **CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia):** Organismo regulador encargado de definir los peajes de acceso a la red eléctrica. Además, publica en su web las estadísticas mensuales sobre los costes de los servicios de ajuste ("restricciones" y "operador").
- **Operador del Sistema / Operador del Mercado:** Entidades responsables de la gestión técnica y económica del sistema eléctrico.
- **Productos trimestrales FTBQX-YZ:** Es la denominación técnica del producto trimestral en los contratos de futuros negociados en la plataforma OMIP. Donde FTBQ X [1,4] corresponde con el trimestre e YZ corresponde con las decenas y unidades del año futuro 20YZ.
- **Garantías de Origen:** certificados electrónicos oficiales que acreditan que una cantidad determinada de energía ha sido producida a partir de fuentes específicas, principalmente renovab

4. ANEXO

Concursos con fórmulas por diferencias:

2020	Alumbrado Gorliz	Servicios energéticos y mantenimiento con garantía total del alumbrado público. - Perfil de contratante
2020	Alumbrado Arenas de San Juan	Plataforma de Contratación del Sector Público
2020	Alumbrado Almenara	https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=S2EzVPS6d6b...
2021	Alumbrado Villarrobledo	https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=MTBbxovQjR%2Brz3GQd5r
2021	Alumbrado Picanya	Plataforma de Contratación del Sector Público
2021	Alumbrado Ajalvir	Plataforma de Contratación del Sector Público
2021	Alumbrado Samos	https://www.contratosdegalicia.gal//licitacion?N=803528&OR=303&ID=801&S=C&lang=gl
2022	Alumbrado Santiago Compostela	Plataforma de Contratación del Sector Público
2023	Alumbrado Pola de Gordon	Plataforma de Contratación del Sector Público

Concursos con fórmulas de cocientes ponderados:

2021	Alumbrado Arganda del Rey	Plataforma de Contratación del Sector Público
2022	Alumbrado Valdemorillo	Plataforma de Contratación del Sector Público
2023	Alumbrado Santa Pola	Plataforma de Contratación del Sector Público
2023	Alumbrado Doña Mencía	Plataforma de Contratación del Sector Público
2023	Alumbrado Burriana	Plataforma de Contratación del Sector Público
2024	Alumbrado Castro Urdiales	Plataforma de Contratación del Sector Público

2024	Alumbrado Liria	https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=BBebStqb%2BgmsNfRW6APEDw%3D%3D
2025	Alumbrado Baena	https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=iXdhegMql6w7%2B9FIQYNjeQ%3D%3D
2025	Alumbrado Graus	Plataforma de Contratación del Sector Público
2025	Alumbrado Caravaca de la Cruz	https://contrataciondelestado.es/wps/poc?uri=deeplink:detalle_licitacion&idEvl=Slpr9dq13y7mnwcj%2BxbdTg%3D%3D