

# LA INDUSTRIA DE LA **ELECTRICIDAD** EN EL PERÚ

25 AÑOS DE APORTES AL CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS

## ANEXO DIGITAL



**Osinergmin**

## CONTENIDO DEL ANEXO DIGITAL

CAPÍTULO 01 (sin anexo digital) .....	4
CAPÍTULO 02 .....	5
A.2-1. Mercados internacionales de electricidad.....	6
Nord Pool .....	6
Electricity Trading Arrangements (NETA) y British Electricity Trading Transmission Arrangements (BETTA) .....	7
CAPÍTULO 03 .....	9
A.3-1. Tesla y Edison: La guerra de las corrientes.....	10
CAPÍTULO 04 .....	12
A.4-1. Actualización de los precios a nivel generación .....	13
A.4-2. Principales normas para facilitar y afianzar la inversión privada y las APPs .....	14
A.4-3: El Valor Agregado de Distribución y los Sectores de Distribución Típicos .....	15
Validación del VAD .....	17
CAPÍTULO 05 (sin anexo digital) .....	19
CAPÍTULO 06 (sin anexo digital) .....	20
CAPÍTULO 07 .....	21
A.7-1: Electrificación rural.....	22
CAPÍTULO 08 .....	25
A.8-1: Estadísticas del Sector Externo de Energía.....	26
Exportación e Importación de Energía entre Perú y Ecuador .....	26
Valorización de transferencias de electricidad entre Perú y Ecuador .....	26
A.8-2: Factor de emisión de cada proyecto RER .....	28
A.8-3: Valorización monetaria de las emisiones reducidas considerando el precio de los CER .	29
A.8-4: Mercado de carbono y la reducción de los precios CER.....	29
A.8-5: Regulación en pérdidas de distribución .....	31
A.8-6: Derivación de la fórmula de la Variación Equivalente.....	33
A.8-7: Elasticidad precio e ingreso de la demanda de electricidad .....	35
A.8-8: Valorización contingente .....	36
Estimación y procedimiento declaración .....	37
A.8-9: Atención y disposición de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave.....	40
La reducción del riesgo de fallecimiento y el Valor de la Vida Estadística (VVE) .....	40
A.8-10: Derivación del impacto de contraste de medidores .....	42

CAPÍTULO 09 .....	44
A.9-1. Proyectos incluidos en el Plan de Transmisión 2015 – 2024.....	45
A.9-2. Impacto del cierre de la brecha de infraestructura.....	46
A.9-3. Resultados del Estudio de Planificación de Infraestructuras.....	46
BIBLIOGRAFÍA.....	48
NOTAS .....	50

# **CAPÍTULO 01 (sin anexo digital)**

# CAPÍTULO 02

## A.2-1. Mercados internacionales de electricidad

### Nord Pool

El Nord Pool es un mercado común que permite el intercambio de electricidad entre diferentes países. Opera actualmente en Noruega, Dinamarca, Suiza, Finlandia, Estonia, Letonia, Lituania, Alemania y el Reino Unido. Los mercados individuales de electricidad de estos países se juntaron para formar un mercado común, convirtiéndose en uno de los más importantes y más grandes mercados de intercambio de energía funcionado correctamente desde casi dos décadas. Actualmente es considerado como un líder para concretar la integración eléctrica en Europa.

Los primeros países en integrar el Nord Pool fueron Noruega y Suecia en 1996, posteriormente se unieron Finlandia en 1998 y Dinamarca en 1999. A partir del 2005 se incorporaron el resto de países que actualmente conforman el Nord Pool.

Para que la integración de cada uno de los mercados se pudiera realizar, fue necesario el establecimiento de un marco normativo común. Para ello se dieron normas de diferentes tipos de niveles que permitieran regular los intercambios de energía del mercado eléctrico. Estas normas fueron dadas a nivel Europeo, nacional o por los propios operadores de los sistemas de transmisión de cada país. Los operadores del sistema de transmisión (OST) de cada uno de los países que conforman el Nord Pool son: Statnett SF (Noruega), Fingrid (Finlandia), Energinet.dk (Dinamarca), Svenska Kraftnat (Suiza), Elering (Estonia), Litgrid (Lituania), AST (Letonia) y UK National Grid (Reino Unido).

Dentro del mercado Nord Pool intervienen distintos tipos de agentes como productores, distribuidores, proveedores, comerciantes y los consumidores. En los países Nórdicos existen alrededor de 370 empresas de producción de electricidad, que en su mayoría son hidroeléctricas, aunque también existe presencia de centrales térmicas.

Los distribuidores se encargan del proceso de transporte de la electricidad. Sobre ellos se han impuesto normas por parte de las autoridades de Noruega ya que el Nord Pool (compañía operadora) se encuentra registrado en este país. Por ello, los niveles de ganancia definidos mantienen estables los precios, siendo una medida importante al tener cada distribuidor el monopolio dentro de una determinada zona geográfica.

Luego están los proveedores quienes se encargan de comprar la electricidad a los productores para luego venderla a los consumidores finales. En estos países existe una gran competencia entre los proveedores, ya que los consumidores pueden comprar electricidad al proveedor que le ofrezca mejores condiciones.

Por último, están los comerciantes, quienes representan a la entidad que tiene el control durante el proceso de negociación que participan en las diferentes maneras como la electricidad producida llega al cliente final. Por otro lado, se encuentran los corredores, quienes actúan como intermediarios en el mercado de energía.

El mercado común se encuentra dividido en dos partes: el mercado físico y el mercado financiero. En el mercado físico se calcula el precio de la electricidad para cada hora y se mantiene independiente del mercado financiero. Los precios y volúmenes comercializados en este mercado se publican sin brindar información de los compradores ni los vendedores. En el mercado físico existen dos tipos de mercados: el Elspot y el Elbas. En el primero se negocian las

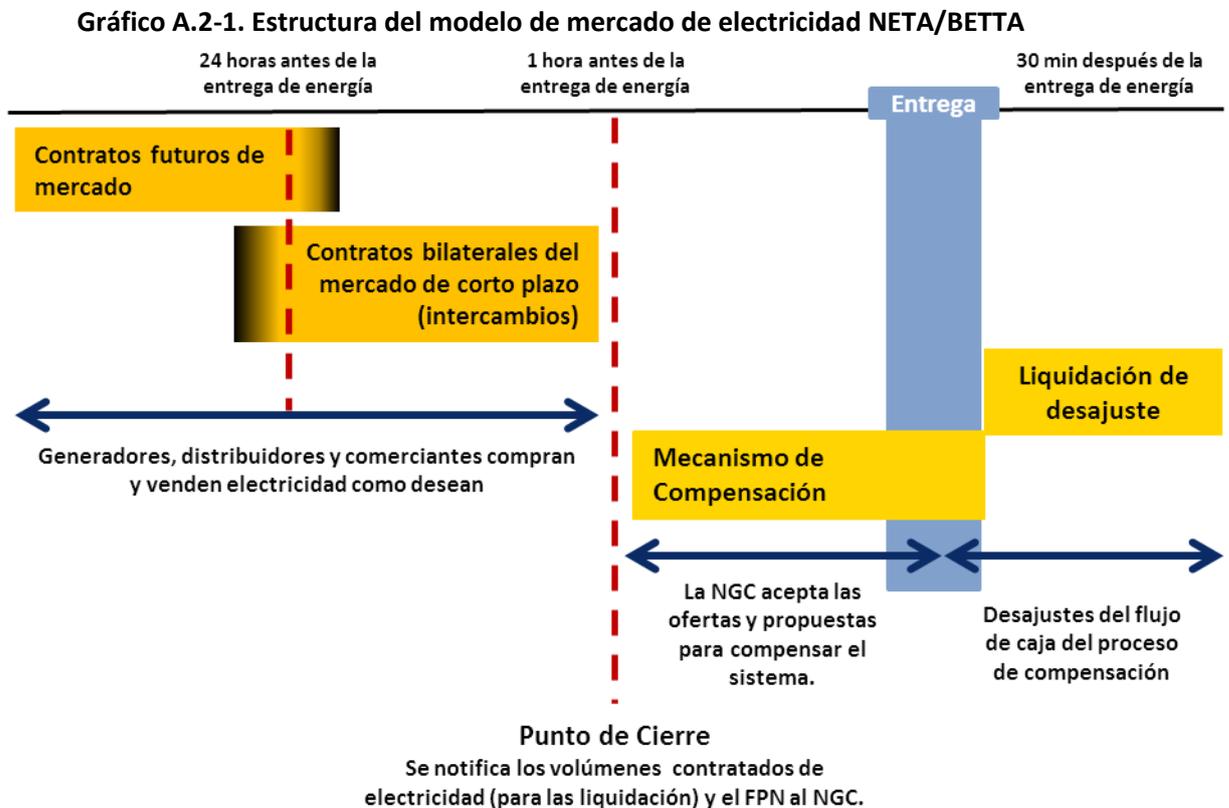
entregas de energía para el día siguiente, mientras que en el segundo se comercializa la entrega de energía hasta una hora antes de su consumo. Por otra parte, las transacciones del mercado financiero se realizan a través del Nasdaq OMX Commodities.

### Electricity Trading Arrangements (NETA) y British Electricity Trading Transmission Arrangements (BETTA)

El *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) fue creado en el 2001 con el fin de reducir los altos precios de la electricidad en Inglaterra y Gales. Éste negocia la electricidad en 4 etapas. En la primera, la energía es negociada bajo contratos de confidencialidad de mediano y largo plazo (hasta 24 horas de consumo).

En una segunda etapa, aproximadamente una hora antes de consumir la energía contratada, esta se negocia abiertamente en el mercado *spot* ajustándose el precio de los contratos. Posteriormente los niveles de generación y demanda de los participantes son comunicados mediante notificaciones físicas al operador del sistema al iniciar la tercera etapa. La *National Grid Company* (NGC), el operador del sistema, subsana las diferencias en el sistema mediante el mecanismo de compensación, por el que los generadores que pueden suministrar mayor electricidad que la declarada y los distribuidores que se encuentran dispuestos a consumir menos electricidad (y viceversa) presentan sus ofertas.

En la última etapa, conocida como liquidación de desajustes, se saldan las diferencias entre los contratos y la energía efectivamente suministrada. Esta diferencia es comprada por la NGC pagando por el un precio de venta en el *System Sell Price* (SPP) o comprando en el *System Buy Price* (SBP) según sea el caso. Este proceso de ajuste se encuentra a cargo de Elexon.



Fuente: National Grid Company

El *British Electricity and Trading Transmisión Arrangements* (BETTA), sustentado en el *Energy Act* en el 2004, fue creado en el 2005 como un mercado de competencia de producción de electricidad a nivel mayorista. El BETTA es solo la extensión del NETA incluyendo el mercado escocés.

El BETTA fue creado para que solo una empresa se encargue de la operación de sistema de transmisión eléctrica. En el caso de Inglaterra y Gales, la operación se encontraba a cargo de NGC; y en Escocia por dos operadores: ScottishPower y Scottish and Southern Electricity. Asimismo, la reforma del mercado buscaba mejorar la conexión a la red de los generadores y los proveedores de energía eléctrica, garantizando el libre acceso y justo a la red, creando así una sola red de transmisión.

El beneficio para Escocia al ser parte del BETTA, que es la región que produce mayor electricidad, fue poder vender su producción a un mercado mucho más grande, resultando beneficioso para la aparición de generadores de energía renovable. Con ello también se le permitió un mejor acceso a la interconexión anglo-francesa, haciendo más fácil la venta de electricidad al continente europeo.

Gran parte del comercio de electricidad se produce en los mercados de contratos a plazo y una cantidad muy pequeña se encuentra sujeta a acuerdos de equilibrio. Para asegurar el suministro y la demanda de electricidad, se vigila cuidadosamente, controlando y equilibrando, el volumen de electricidad a ser negociado. Esto debe ser notificado al operador del sistema NGC, sin embargo, el NGC no participa en las operaciones de licitación reales.

El operador del sistema de transmisión del BETTA es independiente de los intereses relacionados a la generación o suministro del servicio, pero tiene la responsabilidad sobre el número de intercambios realizados bajo su operación.

# CAPÍTULO 03

### A.3-1. Tesla y Edison: La guerra de las corrientes

Thomas Alva Edison nació en febrero de 1847, en el Estado de Ohio (Estados Unidos). En 1884, luego de la presentación de la lámpara (considerado el logro más importante de la época), muchos de sus inventos emplearon corriente continua, una de sus más grandes patentes. Con ello pudo acumular una gran fortuna y tener una buena posición económica para competir con otros inventores. Edison contrataba para su empresa, a personas con vasto conocimiento en áreas de la física o matemática, que estuvieran dispuestas a cederle la autoría de sus invenciones.

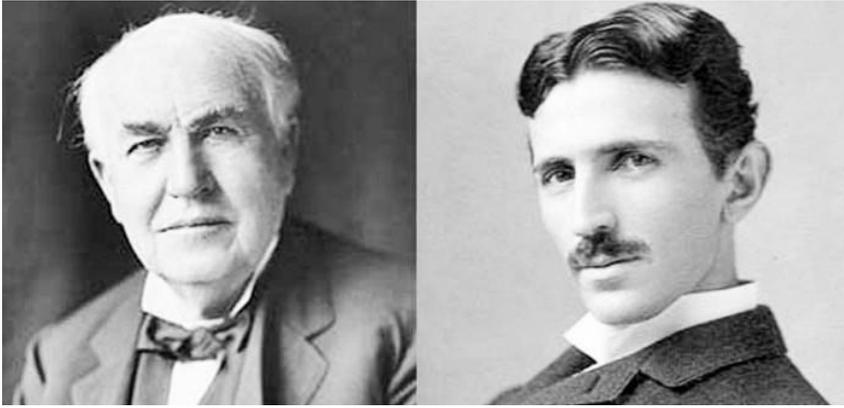
En 1856, al otro lado del mundo (Serbia, actual Croacia), nació Nikola Tesla, quien realizó sus primeros trabajos como ingeniero eléctrico en Hungría, en 1881. Su gran interés por la problemática relacionada al campo magnético rotativo lo llevó a viajar a París, donde trabajó en la empresa sucursal de Edison, e inventó el “motor de inducción”. En 1883, Tesla se mudó a Estados Unidos para trabajar junto con Edison por recomendación de un socio y amigo de éste. Es aquí donde empezó la rivalidad de ambos personajes.

Edison estableció en Nueva York, en 1882, la primera instalación de generación eléctrica, que alcanzó a distribuir hasta 330 ha de Manhattan. Por supuesto, esta utilizaba corriente continua, lo que resultó ser poco adecuado para poder atender la demanda, pues el transporte de electricidad era más difícil en grandes cantidades. De este modo, se generaban enormes pérdidas de calor. Por el contrario, Tesla, mediante la corriente alterna, proponía minimizar notablemente las pérdidas de energía en grandes distancias. Esta teoría evidenció los fallos y errores de Edison. Se cuenta, además, que Edison sabía que Tesla tenía mucha razón, pero desde el punto de vista económico le resultaba más beneficioso negarlo.

J.P. Morgan se convirtió en el socio fundamental de Edison; y George Westinghouse, en el de Tesla, a quien le cedió todas sus patentes. Pero en la lucha por la electrificación de Estados Unidos, la corriente alterna comenzó a ganar batalla. En 1893, se celebró un concurso para ver quién iluminaba la Feria Internacional de Chicago. Tanto las compañías de Edison como la de Westinghouse se presentaron. El jurado falló a favor de Westinghouse ya que, entre otros, el presupuesto requerido era más bajo. Esto llevó a que J.P. Morgan dejara de apoyar a Edison haciéndolo a un lado de la compañía, la cual rebautizó como General Electric.

Un episodio conocido de este enfrentamiento cuenta que Edison encargó a uno de sus empleados diseñar una silla eléctrica de corriente alterna, en la que electrocutó perros, gatos y hasta un elefante en público. Tesla no quiso quedarse atrás, y también se expuso a la corriente alterna de 2 millones de voltios, que atravesó su cuerpo sin causarle daño alguno. La disputa terminó definitivamente en 1893, cuando se otorgó a Westinghouse el contrato para aprovechar el potencial hidroeléctrico de las cataratas del Niágara, considerada la mayor construcción eléctrica hasta la fecha y en la cual se usó la generación en corriente alterna, la cual se encuentra presente hasta nuestros días.

**FOTOS: Thomas Alva Edison (izquierda) y Nikola Tesla (derecha)**



Fuente: <https://www.vavel.com>

# CAPÍTULO 04

### A.4-1. Actualización de los precios a nivel generación

Antes de definir los factores de actualización es necesario analizar los conceptos de costo marginal de energía y costo marginal de potencia. El costo marginal de la energía es igual al costo variable de la central de generación marginal (es decir, aquella central que está operando al final o “marginando”), mientras que el costo marginal de potencia es igual a la anualidad de la inversión de la tecnología de la central marginal.

Para definir el costo marginal de energía del sistema se debe considerar que la demanda de energía fluctúa a lo largo del día, por lo tanto, si se agrupa la demanda en bloques horarios, el costo marginal de energía total sería igual al costo marginal promedio para cada uno de los bloques<sup>1</sup>. En consecuencia, las variaciones en el precio de los combustibles<sup>2</sup> de las centrales térmicas (diésel, gas natural, carbón, etc.) afectaran el costo marginal del sistema y, por ende, el precio básico de la energía.

En este sentido, el precio de la energía se actualiza mediante un promedio ponderado de las variaciones en los precios de los combustibles, donde las ponderaciones representan sensibilidades del costo marginal total ante variaciones en los precios de los combustibles. Dicho mecanismo de reajuste se denomina factor de actualización del precio de la energía. De manera análoga, se define un factor de actualización del precio de potencia.

Al respecto, según la Resolución N° 074-2016-OS/CD, en la fijación tarifaria mayo 2016-abril 2017 se utilizaron las siguientes variables en la definición de las fórmulas de los factores de actualización para los precios de energía y potencia.

**Cuadro A.4- 1: Factores de actualización de los precios de energía y potencia**

Precio básico de energía	Precio básico de potencia
<ul style="list-style-type: none"><li>• Precio del Diésel N° 2</li><li>• Precio del petróleo Residual 6</li><li>• Precio del gas natural</li><li>• Precio del carbón bituminoso</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Tipo de cambio</li><li>• Índice de precios al por mayor</li><li>• Tasa arancelaria para importar maquinaria de generación eléctrica</li></ul>

Fuente: Resolución 074-2016-OS/CD. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Es importante mencionar que los precios de energía y potencia solo se modifican cuando algunos de los factores de actualización de energía o potencia, varía en más del 5% respecto al nivel del factor utilizado en la última actualización.

<sup>1</sup> Nótese que la oferta de electricidad de las centrales hidroeléctricas puede fluctuar dependiendo de los escenarios hidrológicos que ocurran. Por lo que, se debería considerar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario.

<sup>2</sup> Si se considera que el agua es un combustible más pero con un costo igual a cero, entonces su incorporación no afecta la fórmula de reajuste.

## A.4-2. Principales normas para facilitar y afianzar la inversión privada y las APPs

**Cuadro A.4-2: Principales normas para facilitar y afianzar la inversión privada y las APPs**

Norma	Fecha
Ley N° 29230. Ley que impulsa la inversión pública regional y local con participación del sector privado.	19/05/2008
Ley N° 30025. Ley que facilita la adquisición, expropiación y posesión de bienes inmuebles para obras de infraestructura.	22/05/2013
D.S. N° 104-2013-EF. Declara de interés nacional y prioritario la promoción y agilización de la inversión.	25/05/2013
D.S. N° 060-2013-PCM. Aprueba disposiciones especiales para la ejecución de procedimientos administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión público y privada.	25/05/2013
Ley N° 30056. Ley para facilitar la inversión, impulsar el desarrollo productivo y el crecimiento empresarial	02/07/2013
D.S. N° 005-2014-EF. Reglamento de la Ley N° 29230.	14/01/2014
Ley N° 30230. Ley que establece medidas tributarias, simplificación de procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país.	12/07/2014
Ley N° 30264. Ley que establece medidas para promover el crecimiento económico.	15/11/2014
D.S. N° 006-0215-EF. Aprueban Reglamento del artículo 17 de la Ley N° 30264, que incorpora a las entidades del Gobierno Nacional en los alcances de la Ley N° 29230.	23/01/2015
Ley N° 30327. Ley de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y desarrollo sostenible.	21/05/2015
Ley N° 30335. Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia administrativa, económica y financiera.	01/07/2015
D.L. N° 1192 Aprueba la ley marco de adquisición y expropiación de inmuebles, transferencia de inmuebles de propiedad del Estado, liberación de interferencias y dicta otras medidas para la ejecución de obras de infraestructura.	23/08/2015
D.L. N° 1224. Decreto Legislativo del Marco de promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos	25/09/2015
D. L. N° 1238. Decreto Legislativo que modifica la Ley N° 29230, Ley que impulsa la inversión pública regional y local con participación del sector privado	25/09/2015

Fuente: MEF, El Peruano. Elaboración: GPAE – Osinerghin.

### A.4-3: El Valor Agregado de Distribución y los Sectores de Distribución Típicos

Para calcular las tarifas de distribución eléctrica se utiliza una variante del esquema regulatorio empresa modelo eficiente, que consiste en comparar el desempeño de las empresas reguladas contra una empresa ficticia, que opera con los menores costos técnicamente posibles de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo estándares de calidad determinados, que se adaptan a la geografía y la demanda en cada área de servicio. Sin embargo, dado que los costos de las empresas distribuidoras varían dependiendo de la zona donde operan (por ejemplo, terrenos muy accidentados o baja densidad de demanda) no sería adecuado realizar una comparación de todas contra una única empresa modelo eficiente.

Por ello, para implementar el esquema de regulación por empresa modelo, se agrupa a las empresas distribuidoras en distintos sectores típicos con el objetivo de que exista cierta homogeneidad entre ellas. De acuerdo a lo establecido en las definiciones de la LCE, los sectores de distribución típicos *“son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento”*.

La clasificación de los sistemas eléctricos dentro de cada sector típico (a excepción de los sistemas de Lima Norte, Lima Sur, Villacurí y SER<sup>3</sup>) se basa en un indicador denominado Costo Anual Referencial (CAR), el cual resulta de sumar los costos medios (por MWh) de las redes de media y baja tensión (MT y BT), más el resultado de dividir el cargo fijo entre la energía consumida en baja tensión (Ver ecuación A.4.2-1).

$$CAR = \frac{aVNR_{MT} + OyM_{MT}}{MW \cdot h_{MT+BT}} + \frac{aVNR_{BT} + OyM_{BT}}{MW \cdot h_{BT}} + \frac{ICF}{MW \cdot h_{BT}} \quad [A.4.2-1]$$

donde:

aVNR : Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) en MT o BT.

OyM : Costos estándar de operación y mantenimiento en MT o BT.

ICF : Ingresos por cargos fijos.

MW.h : Consumo de energía en media tensión (MT) o baja tensión (BT).

La Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE y modificatorias establece la siguiente clasificación de los sistemas eléctricos en base al CAR.

---

<sup>3</sup> Sistemas Eléctricos Rurales.

**Cuadro A.4- 3: Clasificación de los sistemas eléctricos en base al CAR**

Rango de CAR S./MW.h-año	Sector de Distribución Típico
CAR ≤ 220	2
220 < CAR ≤ 320	3
320 < CAR ≤ 480	4
480 < CAR ≤ 740	5
CAR > 740	6

Fuente: Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Luego de clasificar a las empresas de distribución, en cada revisión tarifaria se elige a una de cada sector típico y se le asigna la responsabilidad de contratar un estudio de costos. La empresa seleccionada debe contratar a una consultora, la cual es previamente precalificada por Osinergmin, de acuerdo a los términos de referencia. El estudio de costos consiste en determinar el VNR y los costos estándares de operación y mantenimiento para la empresa modelo o representativa.

En la fijación tarifaria 2013-2017 se eligieron los sistemas eléctricos representativos que se presentan en el **cuadro A.4.4**.

**Cuadro A.4- 4: Sistemas eléctricos representativos**

Sector de Distribución Típico	Sistema Eléctrico Representativo	Descripción
1	Lima Sur	Urbano de Alta Densidad
2	Arequipa	Urbano de Media Densidad
3	Tarma-Chanchamayo	Urbano de Baja Densidad
4	Valle Sagrado	Urbano – Rural
5	Cangallo-Llusita	Rural de media densidad
6	Huancavelica Rural	Rural de baja densidad
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	SER Sullana IV Etapa	SER calificados por el MEM según la Ley general de Electrificación Rural (LGER)
Especial	Villacurí	Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí

Fuente: Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Las empresas de distribución pueden tener en su zona de concesión más de un sector típico. Por lo tanto, para determinar el VAD de cada una se realiza un promedio ponderado de los VAD de cada sector típico, donde los factores de ponderación son el porcentaje de ventas en cada sector típico. Adicionalmente, el VAD dentro de cada sector típico se calcula como un promedio ponderado del VAD<sub>BT</sub> (VAD en baja tensión) y el VAD<sub>MT</sub> (VAD en media tensión). Es

decir, si una empresa tiene instalaciones de distribución en el sector típico uno y dos, (ST1 y ST2); y dentro del ST1 las instalaciones en BT representan el 40% y en MT el 60%, entonces el VAD de la empresa para el ST1 será el siguiente promedio ponderado:

$$VAD_{ST1} = 50\% \times VAD_{BT/ST1} + 50\% \times VAD_{MT/ST1}$$

De igual forma, si para el ST2 las instalaciones en BT y MT representan el 65% y 35% respectivamente, el VAD del concesionario para el ST2 sería:

$$VAD_{ST2} = 65\% \times VAD_{BT/ST2} + 35\% \times VAD_{MT/ST2}$$

Finalmente, si la empresa posee instalaciones de distribución en el ST1 y ST2 en la proporción de 20% y 80%, entonces el VAD total para la empresa sería:

$$VAD_{Emp.} = 20\% \times VAD_{ST1} + 80\% \times VAD_{ST2}$$

### Validación del VAD

Una vez determinada la empresa modelo eficiente para cada sector, los resultados que se obtienen para cada sector son los siguientes: el VNR, los costos estándares de operación y mantenimiento, factores de expansión de pérdidas de energía y potencia, factores de economías de escala y fórmulas de reajuste.

A partir de estos resultados se calculan las tarifas para cada empresa distribuidora, este procedimiento consiste en 2 etapas. En una primera instancia se calculan tarifas iniciales para que la empresa eficiente obtenga un 12% de retorno. Seguidamente, en la segunda etapa, se realiza la validación del VAD para cada sector típico mediante la Tasa Interna de Retorno (TIR), conforme el Artículo 70° de la LCE. El primer paso consiste en ordenar las empresas de mayor a menor en función a su VAD promedio ponderado. Luego, se forman grupos comenzando por la empresa con el menor VAD, teniendo en cuenta que la empresa final de cada grupo no difiera en más del 10% de la empresa inicial del mismo grupo.

Finalmente, Osinergmin calcula la TIR de cada grupo considerando:

- Ingresos resultantes con el VAD propuesto, que toma en cuenta el número de usuarios y las ventas de energía y potencia del año anterior a la fijación.
- Costos estándar de operación y mantenimiento de las instalaciones de las empresas.
- VNR de las instalaciones de las empresas.
- Periodo de evaluación de 25 años.

Si la tasas calculadas no difieren en más de 4 puntos porcentuales de la Tasa de 12% definida en el artículo 79° de la LCE, los VAD's propuestos serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Nótese, que la tarifa final que percibe cada empresa distribuidora depende en parte de sus propios costos (VNR) como de los costos de la empresa modelo eficiente. En este sentido, en lo concerniente a las pérdidas de energía para cada sector típico se considera el nivel de pérdidas de energía de la empresa modelo. Por lo tanto, incluso dentro de un mismo sector típico

existirán tarifas diferenciadas para cada una de las empresas que opera dentro de dicho sector.

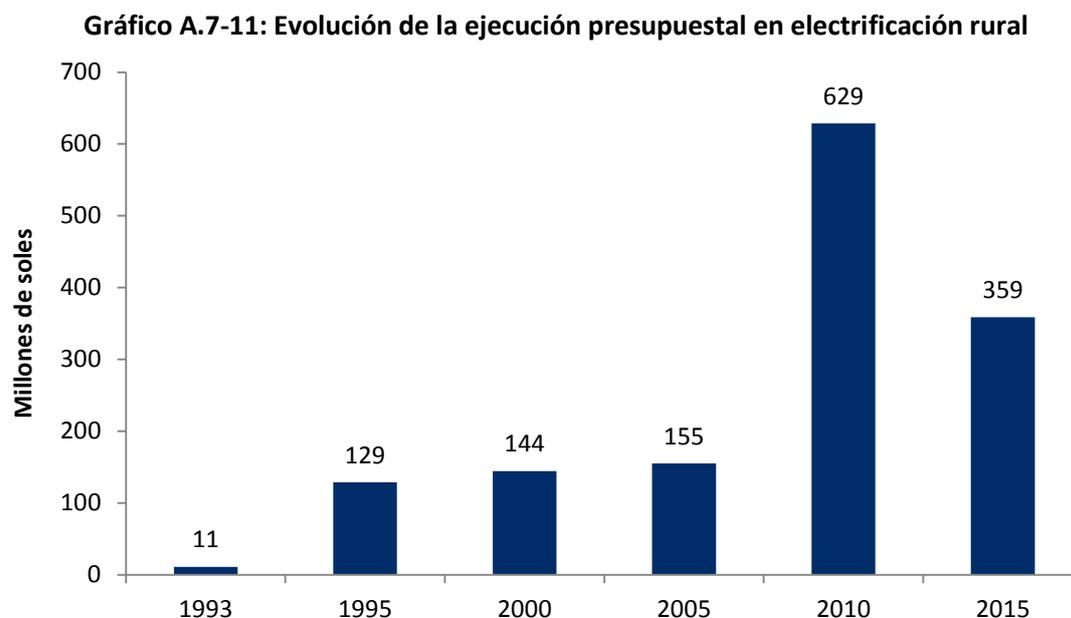
# **CAPÍTULO 05 (sin anexo digital)**

# **CAPÍTULO 06 (sin anexo digital)**

# CAPÍTULO 07

## A.7-1: Electrificación rural

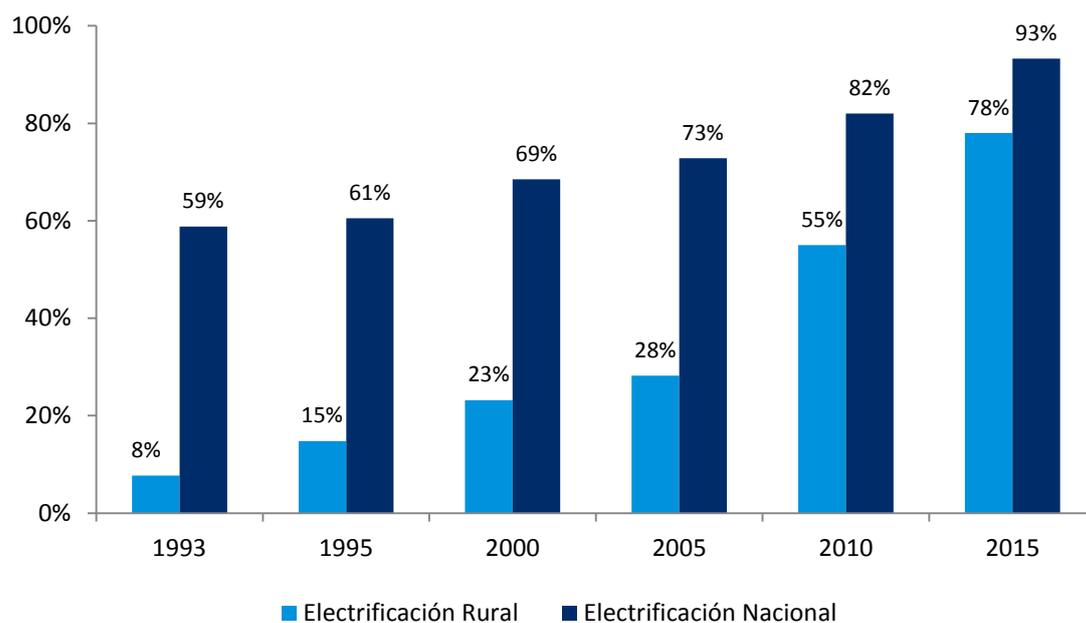
El esfuerzo del Estado por promover un mayor grado de electrificación en zonas rurales se ha puesto de manifiesto mediante una mayor asignación presupuestal a proyectos de electrificación (ver **gráfico A.7-1**), pues en el periodo 1993-2015 el presupuesto se ha incrementado 3130% al pasar de S/. 11 millones en 1993 a S/. 359 millones en 2015 con un pico de S/. 629 millones en 2010. El monto total de inversión ejecutada en este periodo ha sido de S/. 5 487 millones.



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

Los montos de inversión desembolsados han permitido que el coeficiente de electrificación nacional y, en especial el rural, se incrementen en el periodo 1993-2015, 35 puntos porcentuales y 70 puntos porcentuales, respectivamente, como se puede apreciar en el **gráfico A.7-2**. Esta subida en el nivel de cobertura de los servicios eléctricos ha permitido brindar energía eléctrica a un mayor número de hogares, sobre todo a aquellos ubicados en las zonas rurales del país.

**Gráfico A.7-2: Evolución del coeficiente de electrificación**



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

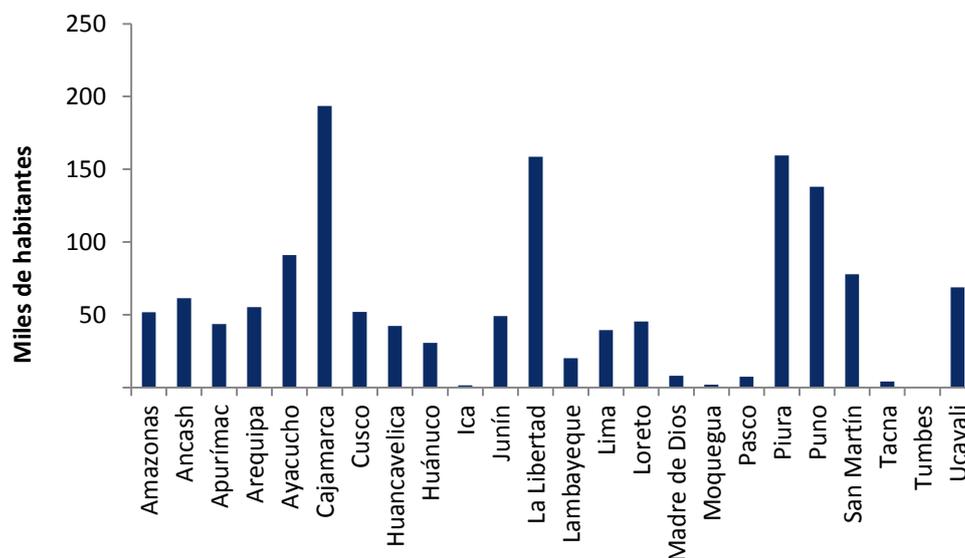
Según estadísticas brindadas por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del MEM, entre 2011 y 2015, 1 401 646 pobladores se beneficiaron gracias a las obras de electrificación rural realizadas en todo el territorio nacional, como se muestra en el **cuadro A.7-1**. Las regiones que tuvieron la mayor cantidad de pobladores beneficiados fueron Cajamarca, La Libertad, Piura y Puno, que concentraron 46% de la población beneficiaria.

**Cuadro A.7-1: Evolución de la población beneficiada con la electrificación rural, 2011 - 2015**

N°	Región	N° Obras ejecutadas	Inversión Total (S/)	N° de Localidades	Población Beneficiada (Habitantes)
1	Amazonas	30	46 300 722	270	51 800
2	Ancash	31	55 763 957	325	61 293
3	Apurímac	12	39 766 569	363	43 711
4	Arequipa	10	44 899 457	223	55 239
5	Ayacucho	27	69 823 727	481	91 111
6	Cajamarca	27	179 349 432	1361	193 475
7	Cusco	27	59 882 528	573	51 861
8	Huancavelica	57	41 327 057	534	42 268
9	Huánuco	11	42 146 990	242	30 737
10	Ica	1	2 394 627	10	1464
11	Junín	12	55 612 722	564	49 167
12	La Libertad	33	127 153 991	941	158 706
13	Lambayeque	19	20 584 080	125	20 118
14	Lima	16	34 937 390	200	39 489
15	Loreto	25	45 581 112	295	45 328
16	Madre de Dios	1	4 582 840	6	8095
17	Moquegua	2	1 766 636	11	2015
18	Pasco	6	8 584 067	195	7369
19	Piura	41	138 240 849	1008	159 423
20	Puno	42	153 853 334	1237	138 009
21	San Martín	36	78 952 486	455	77 959
22	Tacna	1	3 875 425	14	4164
23	Tumbes	0	0	0	0
24	Ucayali	10	45 844 035	226	68 845
<b>Total</b>		<b>477</b>	<b>1 301 224 033</b>	<b>9659</b>	<b>1 401 646</b>

Fuente y elaboración: MEM.

**Gráfico A.7-3: Población beneficiada con la inversión en electrificación rural, 2011-2015**



Fuente: MEM. Elaboración: GPAE – Osinergmin.

# CAPÍTULO 08

## A.8-1: Estadísticas del Sector Externo de Energía

### Exportación e Importación de Energía entre Perú y Ecuador

En el marco de las Decisiones 757 y 789 de la Comunidad Andina de Naciones, el Decreto Supremo N° 011-12-EM emitido en Perú y Regulación ARCONEL 002/15 emitida en Ecuador y el Procedimiento Técnico PR-43 del COES, desde el año 2009 se firmaron varios Contratos de exportación e importación de energía. En el **Cuadro A.8-1**, se muestra la energía y potencia máxima transferida entre Perú y Ecuador.

**Cuadro A.8-1. Exportación e Importación de Energía y Potencia**

Año	Exportación		Importación	
	Energía (GWh)	Potencia Máxima (MW)	Energía (GWh)	Potencia Máxima (MW)
2009	62.55	71.60	-	-
2010	111.89	72.50	-	-
2011	-	-	5.79	53.70
2012	1.96	77.50	4.97	43.07
2013	-	-	-	-
2014	12.75	65.34	-	-
2015	54.72	69.01	0.46	24.42
A ago. 2016	37.88	57.65	21.25	39.80
<b>Total</b>	<b>281.74</b>	<b>77.50</b>	<b>32.46</b>	<b>53.70</b>

Fuente: COES.

### Valorización de transferencias de electricidad entre Perú y Ecuador

En los **Cuadros A.8-2** se muestra la valorización de transferencias de energía y potencia entre Perú y Ecuador.

**Cuadro A.8-2. Valorización de transferencia de energía entre Perú y Ecuador**

Año	Periodo	Empresa	Barra de Transferencia	Cliente	Energía (MWh)		Valorización a Cmg (\$/.)		
					Exportación	Importación	Exportación	Costo Adicional de Exportación	Importación
2009	noviembre 2009	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	17,914.66		1,120,890.84	3,787,123.61	-
	diciembre 2009	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	44,634.05		2,364,191.31	7,719,498.83	-
2010	enero 2010	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	42,253.77		2,921,631.26	5,038,243.87	-
	febrero 2010	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	15,874.98		1,095,734.08	3,764,949.34	-
	marzo 2010	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	20,266.06		1,037,305.12	4,115,626.32	-
	abril 2010	ELECTROPERU	ZORRITOS 220	CNEL	33,491.52		1,415,824.87	6,332,667.69	-
2011	junio 2011	CELEPSA	ZORRITOS 220	ENOSA	-	1,997.15	-	-	185,687.33
	agosto 2011	SAN GABÁN	ZORRITOS 220	ENOSA	-	2,400.79	-	-	376,671.03
	diciembre 2011	ENERSUR	ZORRITOS 220	ENOSA	-	1,387.23	-	-	113,453.57
2012	febrero 2012	ENOSA	(1)	ENOSA	-	4,053.11	-	-	(1)
	marzo 2012	EGESUR	ZORRITOS 220	SEIN	-	652.85	-	-	85,987.32
	abril 2012	EGESUR	ZORRITOS 220	SEIN	-	262.88	-	-	28,247.49
	agosto 2012	EGENOR		CELEC EP	950.51		47,552.99	776,004.59	-
	agosto 2012	ELECTROPERU		CELEC EP	1,004.60		104,876.89	645,855.68	-
2013	En el año 2013, no se realizó intercambios de energía entre Perú y Ecuador								
2014	diciembre 2014	EDEGEL	ZORRITOS 220	CELEC EP	12,750.50		485,588.15	155,269.96	-
2015	enero 2015	EDEGEL	ZORRITOS 220	CELEC EP	3,069.11		79,234.84	164,995.86	-
	enero 2015	ENOSA	ZORRITOS 220	ENOSA		458.98			17,571.33
	agosto 2015	EDEGEL	ZORRITOS 220	CELEC EP	11,399.55	-	617,123.29	1,026,725.64	-
	noviembre 2015	ENERSUR	ZORRITOS 220	CELEC EP	12,657.94	-	532,388.73	714,454.48	-
	diciembre 2015	ENERSUR	ZORRITOS 220	CELEC EP	27,596.56	-	1,064,204.78	1,359,141.72	-
2016	enero 2016	ENERSUR	ZORRITOS 220	CELEC EP	15,023.17	-	627,195.45	1,009,038.18	-
	febrero 2016	ENERSUR	ZORRITOS 220	CELEC EP	19,888.11	-	864,813.93	384,146.42	-
	marzo 2016	ENGIE	ZORRITOS 220	CELEC EP	2,970.32	-	123,698.97	160,106.37	-
	mayo 2016	ENGIE	ZORRITOS 220	SEIN	-	2,594.46	-	-	244,124.28
	junio 2016	ENGIE	ZORRITOS 220	SEIN	-	10,233.67	-	-	1,117,954.00
	julio 2016	ENGIE	ZORRITOS 220	SEIN	-	3,025.91	-	-	238,788.40
	agosto 2016	ENGIE	ZORRITOS 220	SEIN	-	4,998.99	-	-	334,667.55
	agosto 2016	EDEGEL	ZORRITOS 220	SEIN	-	394.54	-	-	23,755.73
<b>Total</b>					<b>281,745.42</b>	<b>32,460.56</b>	<b>14,502,255.50</b>	<b>37,153,848.55</b>	<b>2,766,908.03</b>

(1) El costo de la importación la sufragó directamente ENOSA, la liquidación la trasladó al peaje.

## A.8-2: Factor de emisión de cada proyecto RER

**Cuadro A.8-3. Factor de emisión de los proyectos RER  
(Energías renovables)**

	Tecnología	Proyecto	Factor de Emisión evitado (tcO2/MWh)
2008	Hidro	Carhuaquero IV(**)	0.5693
2009	Hidro	Caña Brava (**)	0.5693
2009	Hidro	La Joya (**)	0.4840
2009	Hidro	Poechos 2	0.5693
2009	Hidro	Sta. Cruz I Huallanca (**)	0.4840
2010	Biomasa	Paramonga***	0.6089
2010	Hidro	Roncador	0.4869
2010	Hidro	Sta. Cruz II Huallanca	0.4869
2011	Biogás	Huaycoloro	0.4534
2011	Hidro	Pias (*)	0.6173
2011	Hidro	Purmacana (Barranca)	0.6139
2012	Hidro	Huasahuasi I (Caripa)	0.6139
2012	Hidro	Huasahuasi II (Caripa)	0.6139
2012	Hidro	Nueva Imperial	0.6594
2012	Solar	Majes Solar	0.6588
2012	Biomasa	Maple etanol (*)	0.6089
2012	Solar	Panamericana solar	0.6845
2012	Solar	Repartición Solar	0.6588
2012	Solar	Tacna Solar	0.6845
2013	Hidro	Las Pizarras	0.6594
2013	Hidro	Yanapampa	0.5998
2014	Eólica	Marcona	0.6960
2014	Eólica	Talara	0.7045
2014	Eólica	Cupisnique	0.7045
2014	Hidro	Runatullo III	0.6594
2014	Hidro	Runatullo II	0.6594
2014	Solar	Moquegua FV	0.6845
2015	Hidro	Canchayllo***	0.5841
2015	Biomasa	La Gringa***	0.6089
2015	Eólica	Tres Hermanas***	0.7017

\*RER no adjudicada

\*\*Estas centrales se encontraban en operación cuando se realizó la adjudicación de la Primera Subasta RER (12.02.2010).

\*\*\* Por falta de datos se calculó como el promedio de todas las centrales hidro, eólica y de biomasa, respectivamente.

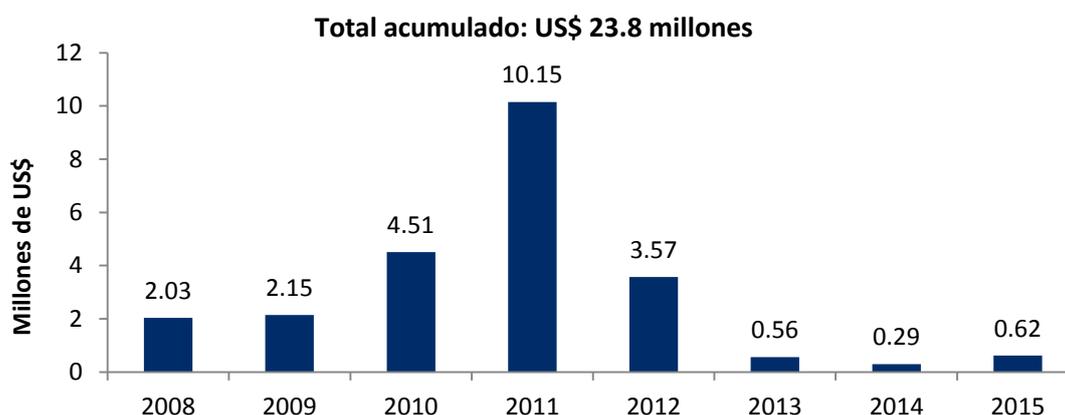
Fuente: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

<http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

### A.8-3: Valorización monetaria de las emisiones reducidas considerando el precio de los CER

Si se valorizan las mitigaciones de emisiones de CO<sub>2</sub> por precio de los CER, éstas habrían alcanzado en total un equivalente financiero de **US\$ 23.8 millones** expresados en valores monetarios de 2015<sup>1</sup>.

**Gráfico A.8-1. Valorización de las emisiones mitigadas de CO<sub>2</sub>-e por los proyectos RER, a valores de 2015**



Nota: A valores de 2015 con una TSD de 14.01%.

Fuente y elaboración: Estimaciones GPAE – Osinergmin.

### A.8-4: Mercado de carbono y la reducción de los precios CER

El mercado de carbono es un sistema de comercio de emisiones de GEI (también llamado sistema cap-and-trade) a través del cual se pueden vender o adquirir bonos de carbono. Se definió en el Protocolo de Kioto cuando se establecieron objetivos específicos de reducción de emisiones para los países desarrollados. Este mercado tiene por objetivo asignar un precio a las emisiones de GEI como incentivo para que las empresas públicas y privadas busquen alternativas más amigables con el medio ambiente y reduzcan sus emisiones.

El principio básico consiste en la fijación de un límite máximo a la cantidad total de emisiones permitidas para un periodo de tiempo determinado. Cada empresa o agente recibe una cantidad determinada de permisos de emisión o bonos de carbono, los cuales pueden comercializarse en un mercado. Estos permisos pueden entregarse a las empresas en función de sus emisiones históricas o mediante un proceso de subastas.

De tal forma, durante el periodo de tiempo especificado, las empresas que emiten menos de lo permitido pueden vender sus permisos excedentes a aquellas cuyas emisiones exceden su cantidad máxima permitida. Así, quienes pueden reducir sus emisiones sin incurrir en grandes costos (como invertir en tecnologías más eficientes) tienen el incentivo para hacerlo pues pueden beneficiarse por vender en el mercado los permisos que no utilizan. Asimismo, para quienes es difícil o costoso reducir sus emisiones, la compra de permisos puede ser la opción más eficiente. El precio de los permisos se determina por el mercado, en función de la oferta y la demanda. (Finanzas Carbono, 2016).

A la fecha, pueden comercializarse en el mercado de carbono los siguientes activos:

- **Cuotas de emisión:** Son asignados por los gobiernos de países desarrollados del Anexo I<sup>2</sup> del Protocolo de Kioto a empresas que emiten GEI en función de sus compromisos

de reducción asumidos. El mercado más importante es el europeo (EU ETS – European Union Emission Trading Scheme), donde se transan permisos llamados EUA (European Union Allowances).

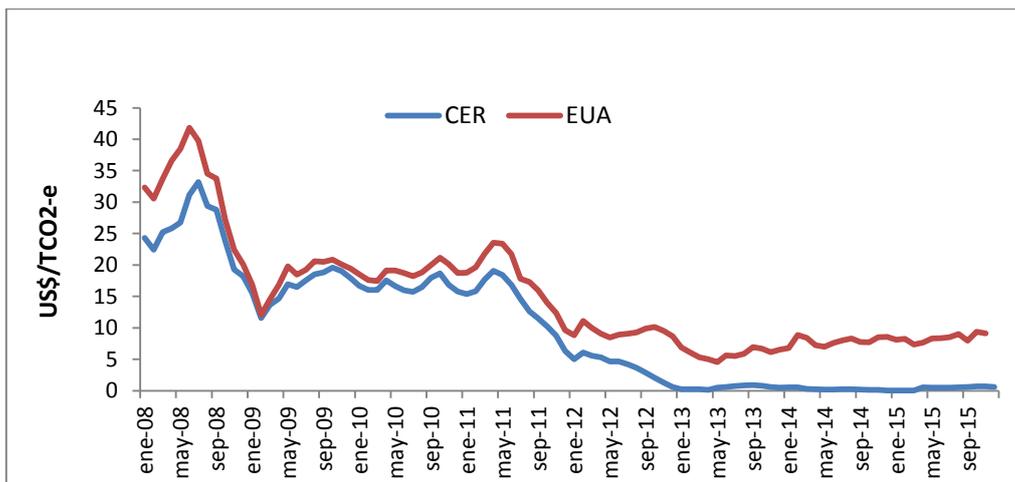
- **Certificado de reducción de emisiones originados en proyectos:** Los certificados provenientes de proyectos de mitigación realizados en países en desarrollo, en el marco del MDL, se denominan Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Por su parte, los provenientes de países de Europa del Este, en el marco del Mecanismo de Implementación Conjunta (MIC), se llaman ERUs (Emission Reduction Units). Tanto el MDL como el MIC son mecanismos contemplados en el Protocolo de Kioto.
- **Certificados de reducción de emisiones voluntarias:** Son aquellos que se comercian en los mercados de carbono voluntarios.

Los permisos de emisión y los certificados de reducción de emisiones originados en proyectos forman parte del mercado regulado, el cual tiene regímenes obligatorios de reducción de carbono. Las empresas y gobiernos que comercializan en él tienen que rendir cuenta de sus emisiones de GEI. Por el contrario, en el mercado voluntario, el comercio de bonos se produce sobre una base facultativa. Es decir, su demanda responde a diversas motivaciones como estrategias financieras, exigencias de accionistas y/o clientes, filantropía, responsabilidad social empresarial, entre otras.

A la fecha, el mercado de carbono europeo (EU ETS) es el más importante a nivel mundial y el que determina la demanda y los precios en el resto de los mercados. En tal sentido, es el mayor demandante de CERs y ERUs.

Desde su creación, el mercado de carbono tuvo un rápido crecimiento. Por ejemplo, el valor total transado creció de US\$ 11 mil millones en 2005 a alrededor de US\$ 176 mil millones en el 2012 (Banco Mundial, 2012). Sin embargo, a partir del 2012 ha ido disminuyendo siendo en el 2015 US\$ 53 mil millones. Esta reducción se dio principalmente por la caída en los precios, los cuales se encuentran a la fecha en mínimos históricos (ver **Gráfico A.8-2**).

**Gráfico A.8-2. Evolución de los precios de los bonos de carbono, US\$/TCO2-e**



Fuente: Sistema Europeo de Negociación de CO2 - Sendeco2. Elaboración: GPAE-Osinergmin

La caída dramática de los precios se explica principalmente porque hay más oferta de carbono en el mundo que demanda. En general, los mercados de carbono mantienen una oferta relativamente estable mientras que la demanda es altamente volátil y la que finalmente determina el precio. Algunos factores que explican la volatilidad de la demanda son:

- La no ratificación de Estados Unidos con el Protocolo de Kioto en el 2005, lo cual redujo la demanda de bonos de carbono repentinamente.
- La reconversión industrial de los países de la ex Unión Soviética se tradujo en una contaminación mucho menor de la prevista, lo que se tradujo en una sobreasignación de permisos de emisión para esos países.
- La entrega mayormente gratuita de permisos de emisión en el mercado europeo a las industrias reguladas.
- La crisis económica europea ha hecho que las empresas frenen por sí mismas el ritmo de crecimiento de sus emisiones. Asimismo, ha reducido el interés de las empresas para destinar fondos al cuidado del medio ambiente.
- El vencimiento del plazo oficial del Protocolo de Kioto en el 2012 se tradujo en que las empresas ya no están obligadas por sus Estados a reducir sus emisiones de GEI. En tal sentido, sin metas vinculantes, la demanda de los certificados de emisión se reduce al mercado de carbono voluntario. En la COP18, realizada en Doha, se amplió el Protocolo de Kioto hasta el 2020 con un débil compromiso de los países industrializados. Estados Unidos, Rusia y Canadá no respaldaron la prórroga.

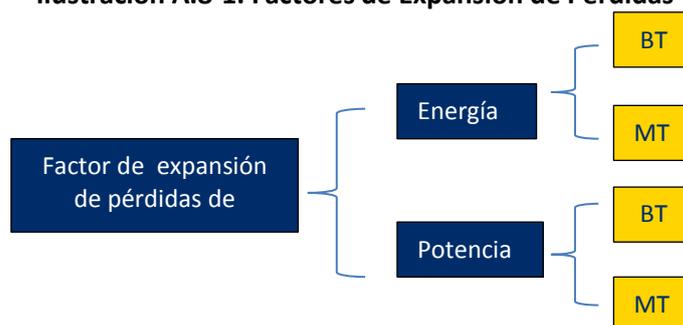
Los bajos precios han desestimulado a las industrias manufactureras y de generación eléctrica a adoptar los cambios tecnológicos necesarios para disminuir la cantidad de emisiones de GEI. En tal sentido, puesto que el precio es trascendental para que el mercado de carbono sea un mecanismo efectivo para mitigar las emisiones de GEI los países deben incidir directamente en éstos para que puedan mantenerse en un nivel suficientemente alto como para que los actores tengan el incentivo suficiente para cambiar su tecnología a una menos contaminante y reducir el cambio climático (Vargas, 2014).

En resumen, la fijación adecuada del precio de carbono es muy importante en la lucha para reducir el cambio climático pues garantiza que se reflejen en el mercado los verdaderos costos de los combustibles fósiles y los beneficios de una energía limpia. Asimismo, es importante porque promueve inversiones que respaldan un crecimiento sostenible.

#### **A.8-5: Regulación en pérdidas de distribución**

Las pérdidas estándar de la empresa modelo eficiente se determinan para cada sector típico. Sin embargo, la tarifa final que pagan los usuarios, las pérdidas de energía y potencia se expresan bajo el nombre de **factores de expansión de pérdidas de energía y potencia** respectivamente. Asimismo, estos factores se dividen para media y baja tensión, por lo que existen 4 factores de expansión (ver **ilustración A.8-1**):

**Ilustración A.8-1. Factores de Expansión de Pérdidas**



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

La fórmula general para los factores de expansión es la siguiente, las fórmulas son análogas para las pérdidas de energía y potencia en media tensión

$$PEBT = \frac{\text{Energía Ingresada en BT}}{\text{Energía Ingresada en BT} - \text{pérdidas de energía en BT}}$$

$$PPBT = \frac{\text{Potencia Ingresada en BT}}{\text{Potencia Ingresada en BT} - \text{pérdidas de potencia en BT}}$$

donde,

*PEBT*: Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

*PPBT*: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión

*PEMT*: Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión

*PPMT*: Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión

En el **gráfico A.8-1**, se muestra la evolución de los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia para el ST1. Como se observa, debido a los incentivos que brinda el esquema regulatorio de empresa modelo eficiente, los factores de expansión han disminuido en el tiempo. Esta disminución tiene un impacto positivo en el bienestar de los consumidores, debido a su efecto sobre las tarifas de electricidad (ver **ilustración A.8-2**). Al respecto, la tarifa que pagan los usuarios residenciales (opción tarifaria BT5B) consiste en un cargo por energía y un cargo fijo. A su vez, el cargo por energía está compuesto por dos componentes, los cuales dependen de los factores de expansión de pérdidas.

$$\text{Cargo por Energía} = b_1 + b_2$$

$$b_1 = PEMT \times PEBT \times PE$$

$$b_2 = (PPMT \times PPBT \times PP \times VMTTPP \times PPBY + VBTPP) / NHUBT$$

donde,

*PE*: Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S./kWh).

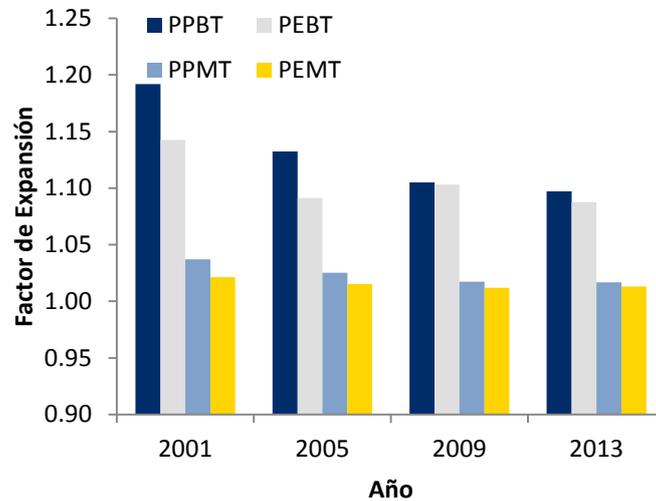
*PP*: Precio de potencia en horas punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW-mes)

*VMTTPP*: Valor Agregado de Distribución en media tensión para demandas de punta (S./kWh).

*VBTPP*: Valor Agregado de Distribución en baja tensión para demandas de punta (S./kW-mes)

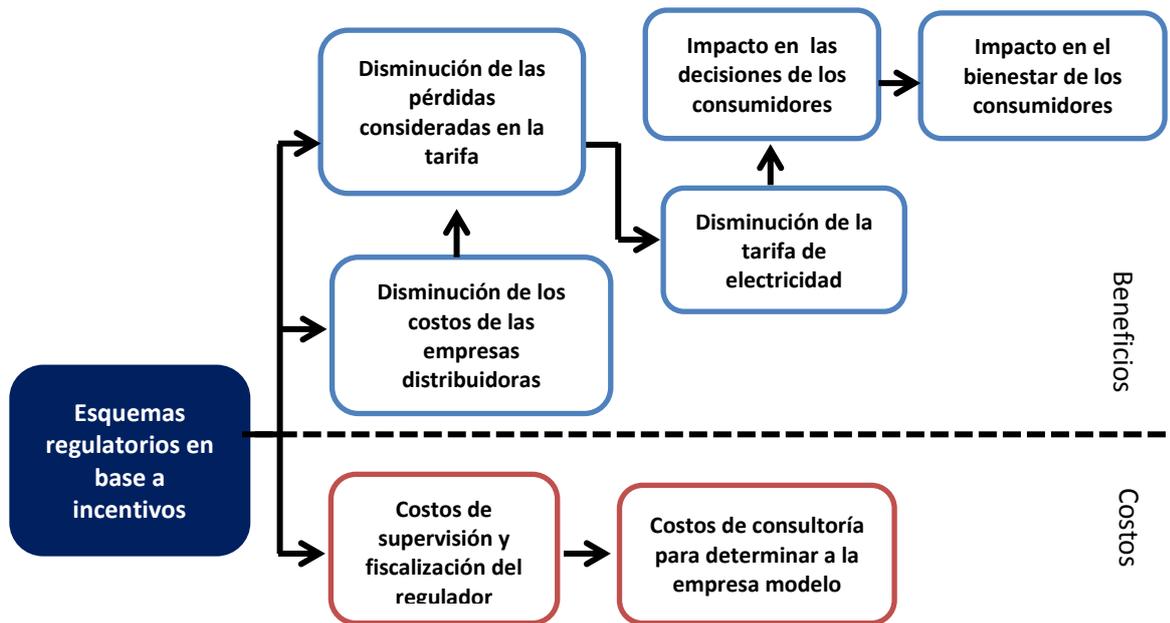
*NHUBT*: Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión

**Gráfico A.8-3. Factores de Expansión de Pérdidas para el ST1**



Fuente: Fijación tarifarias VAD- GRT. Elaboración: GPAE-Osinergmin

**Ilustración A.8-2. Teoría del cambio-Impactos de la regulación en base a incentivos**



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin

### A.8-6: Derivación de la fórmula de la Variación Equivalente

Para estimar el cambio en el bienestar, se considera una función de demanda de electricidad lineal (ver **ecuación A.8.6-1**), ya que existe evidencia de que la especificación lineal es una buena aproximación de la curva de demanda de electricidad de los usuarios residenciales,

debido a que permite obtener elasticidades precio e ingreso distintos para familias de altos y bajos ingresos (Bendezú y Gallardo, 2006).

$$x = \alpha p + \delta y + \gamma z \quad [\text{A.8.6- 1}]$$

donde,

- $x$  : Cantidad demandada de electricidad en kWh,
- $\alpha$  : Coeficiente asociado a la variable precio,
- $p$  : Precio nominal de la energía eléctrica en Soles por kWh.
- $y$  : Ingreso del consumidor
- $\delta$  : Coeficiente asociado a la variable ingreso,
- $z$  : Vector de características socioeconómicas

Utilizando el teorema de la función implícita y la identidad de Roy, Hausman (1981) encuentra la siguiente función de utilidad indirecta.

$$v(p, y) = e^{-\delta p} \left[ y + \frac{1}{\delta} \left( \alpha p + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \right] \quad [\text{A.8.6- 2}]$$

Por dualidad, si despejamos el ingreso "y" de la función de utilidad indirecta, se obtiene la función de gasto mínimo

$$e(p, \bar{u}) = e^{\delta p \bar{u}} - \frac{1}{\delta} \left( \alpha p + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \quad [\text{A.8.6- 3}]$$

Para estimar la variación equivalente (VE), se definieron cantidades y precios correspondientes al escenario real (periodo "0") y al escenario contrafactual (periodo "1"), para este último escenario, se estimó la tarifa que hubieran pagado los usuarios residenciales si los factores de expansión de pérdidas hubieran sido los correspondientes al año 2001.

Ante un aumento en el precio, la VE se define como<sup>3</sup>:

$$VE = e(p_0, \bar{u}_0) - e(p_0, \bar{u}_1) \quad [\text{A.8.6- 4}]$$

Tomando en consideración que  $e(p_0, \bar{u}_0) = y = e(p_1, \bar{u}_1)$ , tenemos que:

$$VE = e(p_1, \bar{u}_1) - e(p_0, \bar{u}_1) \quad [\text{A.8.6- 5}]$$

Reemplazando las funciones de gasto mínimo y la utilidad indirecta obtenemos:

$$VE = e^{\delta p_1 \bar{u}_1} - \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) - \left[ e^{\delta p_0 \bar{u}_1} - \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_0 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \right] \quad [\text{A.8.6- 6}]$$

$$VE = e^{\delta p_1 \bar{u}_1} - \frac{1}{\delta} (\alpha p_1 - \alpha p_0) - (e^{\delta p_0 \bar{u}_1}) \quad [\text{A.8.6- 7}]$$

Reemplazando el valor de  $\bar{u}_1$ :

$$VE = e^{\delta p_1} e^{-\delta p_1} \left[ y + \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \right] - \frac{1}{\delta} (\alpha p_1 - \alpha p_0) - e^{\delta p_0} e^{-\delta p_1} \left[ y + \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \right] \quad [\text{A.8.6- 8}]$$

$$VE = y + \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_0 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) - e^{\delta(p_0 - p_1)} \left[ y + \frac{1}{\delta} \left( \alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z \right) \right] \quad [\text{A.8.6- 9}]$$

Considerando la función de demanda lineal se obtiene la siguiente expresión de la VE:

$$VE = \frac{1}{\delta} \left( x_0 + \frac{\alpha}{\delta} \right) - e^{\delta(p_0 - p_1)} \frac{1}{\delta} \left( x_1 + \frac{\alpha}{\delta} \right) \quad [\text{A.8.6- 10}]$$

### A.8-7: Elasticidad precio e ingreso de la demanda de electricidad

En base a las estimaciones realizadas por Bendezú y Gallardo (2006), las elasticidades precio e ingreso (ver **Cuadro A.8-4**), e información del consumo y tarifa eléctrica, se obtuvieron los valores para los parámetros  $\alpha$  y  $\delta$ . Es importante señalar que la demanda de electricidad para los hogares de ingresos bajos es más elástica puesto que estas familias poseen otras fuentes alternativas de energía (como lámparas a kerosene o velas); a diferencia de los hogares de ingresos altos donde existen menores fuentes de sustitución.

**Cuadro A.8-4: Elasticidades Precio e Ingreso por deciles de ingreso**

Decil	Elasticidad precio	Elasticidad Ingreso
1	-0.9357	0.2693
2	-0.7317	0.3323
3	-0.584	0.3556
4	-0.464	0.3346
5	-0.3529	0.2578
6	-0.2665	0.171
7	-0.2334	0.1694
8	-0.2077	0.1726
9	-0.1982	0.2039
10	-0.1653	0.2552

Fuente: Bendezú y Gallardo (2006).

A partir de la elasticidad precio ( $e_p$ ), se puede obtener el parámetro  $\alpha$ :

$$e_p = \frac{dx \bar{p}}{dp \bar{x}} \quad [\text{A.8.7- 4}]$$

$$e_p = \alpha \frac{\bar{p}}{\bar{x}} \rightarrow \alpha = e_p \frac{\bar{x}}{\bar{p}} \quad [\text{A.8.7-2}]$$

Asimismo, a partir de la elasticidad ingreso ( $e_y$ ), se obtiene el valor del parámetro  $\delta$ :

$$e_y = \frac{dx \bar{y}}{dy \bar{x}} \quad [\text{A.8.7-3}]$$

$$e_y = \delta \frac{\bar{y}}{\bar{x}} \rightarrow \delta = e_y \frac{\bar{x}}{\bar{y}} \quad [\text{A.8.7-4}]$$

Donde los valores  $\bar{x}$  y  $\bar{y}$  representan la demanda promedio y el ingreso promedio dentro de cada decil.

## A.8-8: Valorización contingente

De acuerdo a lo señalado por Haab y McConnell (2002), el método de valorización contingente permite cuantificar, a través de encuestas directas, la valorización de los bienes y/o servicios que no poseen un mercado definido (servicios públicos, bienes naturales, entre otros). El diseño de la encuesta está orientado a generar un escenario contingente, que contextualiza las implicancias derivadas de la falta de provisión o disminución de la calidad del servicio y/o bien analizado, con el objetivo de que el encuestado declare su verdadera disposición a pagar (en adelante *DAP*).

Es importante señalar que la **DAP** se aproximará a la variación equivalente si es que el escenario potencial implica una pérdida en el nivel de utilidad del agente analizado. El trabajo de Willis et al. (2005) formaliza este enunciado al definir la función de utilidad de un agente representativo por la siguiente expresión:

$$u^0 = v\left(\overset{-}{\bar{p}}, \overset{+}{z^0}, \overset{+}{\bar{y}}\right), \quad [\text{A.8.8} - 1]$$

donde  $u^0$  representa el nivel de utilidad o satisfacción inicial del agente representativo,  $p$  representa el vector de precios de los bienes y/o servicios de una canasta básica, cuyo impacto es inversamente proporcional al nivel de utilidad,  $z^0$  representa un indicador de calidad del servicio de alumbrado público y genera un impacto positivo al nivel de utilidad e  $y$  expresa el nivel de ingresos del agente representativo. Si el Estado ejecutase una política sectorial cuyo efecto secundario implicase una disminución del nivel del indicador  $z^0$  hacia  $z^1$ , donde  $z^1 < z^0$ , se generaría un nuevo estado de utilidad representado por  $u^1$ :

$$u^1 = v(p, z^1, y) < u^0 = v(p, z^0, y). \quad [\text{A.8.8} - 2]$$

El objetivo del método de valorización contingente, en este escenario, será determinar cuánto será la máxima disposición a pagar para que, sin haber ocurrido la política, el agente tenga una utilidad igual como si ésta hubiese ocurrido.

$$u^1 = v(p, z^1, y) = v(p, z^0, y - \text{DAP}). \quad [\text{A.8.8} - 3]$$

## Estimación y procedimiento declaración

Con el objetivo de estimar la valorización del servicio de alumbrado público a nivel nacional, se incorporó en la Encuesta Residencial de Consumos y Usos de Energía (en adelante ERCUE) una sección vinculada al método de valorización contingente, utilizando el enfoque de *payment card*, el cual consiste en proporcionar al encuestado rangos de valores predefinidos para que éste elija el intervalo que contenga su verdadera disposición a pagar (ver **Cuadro A.8-5**). Cabe señalar que Haab y McConnell (2002) identifican en la literatura cuatro alternativas de procedimientos de declaración que permiten estimar la *DAP*: (i) *Open Ended*, (ii) *bidding game*, (iii) *payment cards* y (iv) *dichotomous choice*.

**Cuadro A.8-5. Rangos de valorizaciones del servicio de alumbrado público**

¿Cuánto dinero estaría dispuesto a pagar mensualmente por asegurar que no le corten el alumbrado público en las noches?
No quiere pagar
De 1 a 10 soles al mes
De 10 a 20 soles al mes
De 20 a 50 soles al mes
Más de 50 soles al mes

Fuente: ERCUE-2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin

El procedimiento de preguntas aplicado en la ERCUE, asume la existencia de un modelo estructural subyacente a la disposición a pagar declarada. Si se asume una especificación lineal de la *DAP*:

$$DAP_i = \alpha + x_i'\beta + \varepsilon_i \quad [A.8.8 - 4]$$

donde  $DAP_i$  representa la variable latente vinculada a la disposición a pagar,  $\alpha$  es la constante del modelo,  $x$  es el vector de variables socioeconómicas del individuo  $i$ ,  $\beta$  es el vector de estimadores de impacto asociados al vector de variables socioeconómicas y  $\varepsilon$  representa el error idiosincrático del modelo, entonces la probabilidad de que la verdadera *DAP* se encuentre entre el límite inferior ( $t_l$ ) y límite superior ( $t_u$ ) estará representada por la siguiente expresión:

$$P\{DAP_i \in [t_l, t_u]\} = P\{t_l \leq DAP_i \leq t_u\} \quad [A.8.8 - 5]$$

$$= P\{t_l \leq \alpha + x_i'\beta + \varepsilon_i \leq t_u\} \quad [A.8.8 - 6]$$

$$= P\{t_l - \alpha - x_i'\beta \leq \varepsilon_i \leq t_u - \alpha - x_i'\beta\} \quad [A.8.8 - 7]$$

$$= P\left\{z_{lu} = \frac{t_l - \alpha - x_i'\beta}{\sigma} \leq z_i \leq \frac{t_u - \alpha - x_i'\beta}{\sigma} = z_{lu}\right\}. \quad [A.8.8 - 8]$$

Si el error sigue una distribución normal con media cero y varianza  $\sigma$ ,  $\varepsilon_i \sim N(0, \sigma)$ , entonces la variable  $z_i$  presentará una distribución normal estándar,  $z_i \sim N(0, 1)$ . Modificando la expresión [A.8.8-8] a través de la diferencia de las funciones de distribución acumuladas de la normal estándar, se obtiene la siguiente expresión:

$$P\{DAP_i \in [t_l, t_u]\} = \Phi(z_{iu}) - \Phi(z_{il}) \quad [A.8.8 - 9]$$

$$P\{DAP_i \in [t_l, t_u]\} = \left[ \int_{-\infty}^{\frac{t_u - \alpha - x'_i \beta}{\sigma}} \phi[z] dz \right] - \left[ \int_{-\infty}^{\frac{t_l - \alpha - x'_i \beta}{\sigma}} \phi[z] dz \right], \quad [A.8.8 - 10]$$

donde  $\phi[*]$  es una función de densidad de probabilidad de la distribución normal estándar.

De acuerdo a los intervalos de valores exhaustivos y mutuamente excluyentes presentados en el **Cuadro A.8-5**, se aplicó una generalización del proceso de estimación Tobit, conocida como regresión por intervalos. La disposición a pagar de cada individuo por el servicio de alumbrado público estará representada por la siguiente expresión:

$$DAP_i \begin{cases} ] -\infty, 0] \\ [1, 10] \\ ]10, 20] \\ ]20, 50] \\ ]50, +\infty[ \end{cases}, \quad [A.8.8 - 11]$$

Por tanto, la función de verosimilitud total estará representada por la siguiente expresión:

$$L = \prod_{i=1}^N [\Phi(z_{iu1})]^{d_1} * [\Phi(z_{iu2}) - \Phi(z_{il2})]^{d_2} * [\Phi(z_{iu3}) - \Phi(z_{il3})]^{d_3} * [\Phi(z_{iu4}) - \Phi(z_{il4})]^{d_4} * [1 - \Phi(z_{iu5})]^{d_5}, \quad [A.8.8 - 12]$$

donde la variable  $d_j$ ,  $j = 1, \dots, 5$ , toma el valor de 1 si el individuo encuestado ubicó su  $DAP$  en el intervalo  $j$  y 0 en caso contrario. Aplicando el algoritmo propuesto por Newton-Raphson, se hallaron los estimadores de máxima verosimilitud (ver **Cuadro A.8-6**). El vector de variables socioeconómicas utilizado incluye los siguientes aspectos: el gasto anual per cápita (en soles), el número de miembros del hogar menores de edad, la edad del jefe del hogar, dos variables dicotómicas que identifican si el hogar está ubicado en una zona urbana o rural y si el hogar posee o no uno o más vehículos y dos variables categóricas que identifican el nivel educativos del jefe del hogar y el principal beneficio del alumbrado público percibido por el hogar.

**Cuadro A.8-6. Resultados de la regresión por intervalos**

Variables	Coefficiente	Desviación Estándar	z	P >  z	[95% Intervalo Conf.]	
Gasto anual pc (S/)	0.002	0.0005	4.14	0.000	0.001	0.003
# Miembros < 18	0.621	0.1625	3.82	0.000	0.302	0.939
Edad del Jefe del Hogar	-0.056	0.0126	-4.42	0.000	-0.080	-0.031
Área						
0-Urbana	(base)					
1-Rural	-0.980	0.3714	-2.64	0.008	-1.708	-0.252
Tenencia vehículo						
0-No	(base)					
1-Si	2.967	0.4407	6.73	0.000	2.104	3.831
Educación del JH						
0-Primaria	0.292	0.4125	0.71	0.480	-0.517	1.100
1-Secundaria	(base)					

Variables	Coefficiente	Desviación Estándar	z	P >  z	[95% Intervalo Conf.]	
2-Superior	0.898	0.4307	2.08	0.037	0.053	1.742
Beneficio A.P.						
0-Seguridad ciudadana	(base)					
1-Accidentes Tránsito	2.07	0.5094	4.06	0.000	1.070	3.067
2-Act. Comerciales	3.12	0.7259	4.30	0.000	1.696	4.541
3-Valor del Predio	4.35	0.9132	4.77	0.000	2.562	6.142
4-Interacción Social	2.92	0.7005	4.16	0.000	1.544	4.290
Constante	5.026	0.8579	5.86	0.000	3.345	6.708

Notas: <sup>1</sup> 10 254 observaciones. <sup>2</sup> Valor calculado de la variable Z. <sup>3</sup> Probabilidad vinculada al valor calculado de Z.

Fuente: ERCUE-2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin

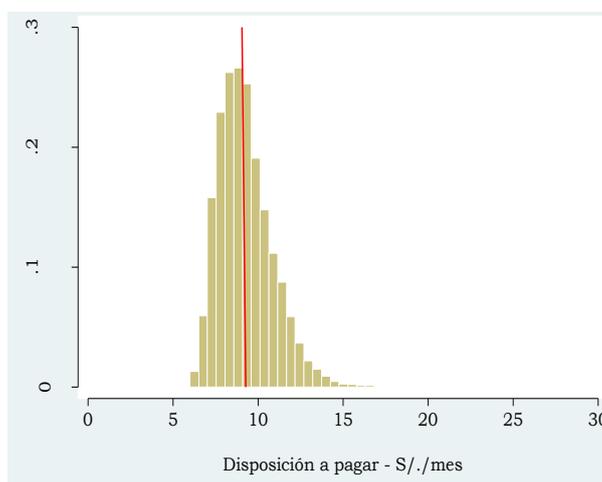
Finalmente, es importante señalar que con el objetivo de evitar generar problemas en la calidad de la información recogida por la ERCUE,<sup>4</sup> sólo se incorporaron algunas preguntas vinculadas a la valoración contingente del servicio de alumbrado público. En tal sentido, la presente estimación es una primera aproximación a la valoración del servicio analizado.

El estimador de tendencia central a utilizar estará representado por la siguiente expresión:

$$E[DAP_i | DAP_i^* \geq 0] = E[\hat{\alpha} + x_i' \hat{\beta} | DAP_i^* \geq 0] \quad [A.8.8 - 13]$$

En base al modelo estimado, se determinó que el valor promedio de la disposición a pagar fue de 9.28 soles al mes (ver **gráfico A.8-4**).

**Gráfico A.8-4. Distribución muestral de la DAP**



Fuente: ERCUE-2016. Elaboración: GPAE-Osinergmin

## A.8-9: Atención y disposición de medidas ante situaciones de riesgo eléctrico grave

El proceso de atención de medidas antes situaciones de riesgo eléctrico, se aplicó de manera universal a nivel nacional de manera sistemática desde el 2008. Debido a la información disponible, se procedió a realizar un análisis de impacto pre–post test; es decir, un análisis antes y después del tratamiento (ver **ilustración A.8-3**). El primer paso fue definir la teoría del cambio, es decir, una descripción de cómo la intervención conseguirá los resultados deseados. Luego se describen las variables resultado sobre la cual se estimó el impacto (ver **cuadro A.8-7**).

**Ilustración A.8-3: Teoría del Cambio**



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin

**Cuadro A.8-7: Definición de Variables**

Intervención o tratamiento	Variable Resultado
Paralización de actividades que impliquen riesgos eléctricos graves	Probabilidad de sufrir un accidente eléctrico mortal

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin

### La reducción del riesgo de fallecimiento y el Valor de la Vida Estadística (VVE)

El modelo desarrollado por Viscusi (2006) permite analizar las decisiones de los individuos en situaciones riesgosas que pueden atentar contra su salud. En particular, el modelo se centra en dos decisiones. Primero, la decisión de los individuos de invertir recursos en su propia salud y segundo, la elección de un posible trabajo riesgoso. En general, los individuos solo estarían dispuestos a aceptar un trabajo más riesgoso si el salario que perciben es mayor.

El individuo puede elegir el nivel de seguridad del empleo que desea ( $s$ ) de un rango continuo de posibles oportunidades de trabajo, indicadas por el salario  $w(s)$  en cada caso, donde  $w_s > 0$  y  $w_{ss} \leq 0$ . El riesgo individual también depende del nivel de gastos en salud,  $h$ . En

concreto, existirán dos estados de la naturaleza, buena salud y la muerte, cada uno asociado al nivel de utilidad  $u$  y  $v$  respectivamente. Donde  $v$  es una función de herencia. Se asume que las personas son adversas o neutrales al riesgo se tiene que:  $u(x) > v(x) > 0, u'(x) > v'(x)$ , es decir se asume que el estado de buena salud es preferible a la muerte y que la utilidad es cóncava (o cuasicóncava)  $u''(x), v''(x) \leq 0$ . La probabilidad de encontrarse en el estado de buena salud ( $\pi$ ) se incrementa con los niveles de seguridad del empleo  $s$  y los gastos en salud  $h$ . El riesgo de muerte  $1 - \pi(s, h)$  se asume que es percibido adecuadamente por los consumidores. Finalmente, se denota por  $y$  al stock de activos del individuo.

Un consumidor maximizador de utilidad elegirá los niveles de  $s$  y  $h$ , tal que se maximice la siguiente función de utilidad esperada

$$\text{Max } E(U) = \pi(s, h)u(y + w(s) - h) + (1 - \pi(s, h))v(y + w(s) - h) \quad [\text{A.8.9-1}]$$

La condición de primer orden para el valor óptimo de  $h$  es

$$\frac{1}{\pi_h} = \frac{u - v}{\pi u' + (1 - \pi)v'} \quad [\text{A.8.9-2}]$$

Y la ecuación para  $s$  es la siguiente

$$-\frac{w_s}{\pi_s} = \frac{u - v}{\pi u' + (1 - \pi)v'} \quad [\text{A.8.9-3}]$$

Juntando ambas ecuaciones, se tiene que:

$$\frac{1}{\pi_h} = -\frac{w_s}{\pi_s} = \frac{u - v}{\pi u' + (1 - \pi)v'} = VVE \quad [\text{A.8.9-4}]$$

Si el nivel de seguridad  $s$  es equivalente a la probabilidad de sobrevivir, entonces  $\pi_s = 1$ . En consecuencia, para pequeños cambios en  $s$ , el valor de  $-w_s$  será igual al incremento marginal del salario que es necesario para soportar un riesgo mayor, o en términos equivalentes, igual a la disminución del salario debido a mayores niveles de seguridad. Esta variación en el salario es igual a la diferencia de utilidades en ambos estados de la naturaleza dividida por la utilidad marginal del consumo, la cual es igual a la utilidad marginal en cada estado de la naturaleza ponderada por las respectivas probabilidades de cada estado.

En equilibrio, el individuo incorpora las decisiones óptimas en los gastos en salud y los niveles de riesgo sobre su probabilidad de fallecimiento, de esta forma se determina el valor de la vida estadística (VVE). Debe notarse que en la **ecuación A.8.9-4**, según los supuestos planteados el valor de la VVE es positivo

Este resultado tiene varias implicancias de política, puesto que permite determinar el impacto de reducción en el riesgo de mortalidad. En primer lugar, si las personas están al tanto de los riesgos entonces elegirán la combinación óptima entre las actividades que disminuyen y aumentan sus riesgos de tal forma que sus acciones reflejen el VVE. Una aplicación de la utilización del valor de la VVE se puede encontrar en la Guía para Evaluar el Impacto de la Regulación elaborada por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) de México.

Por ejemplo, considerando que una persona está dispuesta a renunciar a USD 10,000 a cambio de disminuir en 1% su probabilidad de muerte en un accidente automovilístico. Entonces, para reducir la probabilidad de este tipo de muerte en un 100%, el individuo está dispuesto a pagar USD 10 000x100 = USD 1'000 000. Es decir, el individuo en cuestión asigna un valor a su vida equivalente USD 1'000 000.

Sobre la base del análisis anterior, Viscusi (2006) plantea el siguiente método para valorizar los beneficios de una intervención regulatoria o en este caso un procedimiento de supervisión.

$$beneficios = n\delta v \quad [A.8.9-5]$$

Donde,

- $n$  : Número de personas afectadas por el procedimiento
- $\delta$  : Reducción en el riesgo de fallecimiento
- $v$  : Valor de la Vida Estadística (VVE)

Donde el producto de la reducción en el riesgo “ $\delta$ ” por el VVE, representa la disposición a pagar (DAP) del individuo por ver su riesgo de mortalidad disminuido en un cantidad “ $\delta$ ”. Luego, multiplicando la DAP individual por el número de personas afectas por el procedimiento se obtiene el beneficio total para la población.

### A.8-10: Derivación del impacto de contraste de medidores

En un enfoque de equilibrio parcial, los errores de medición de energía por la existencia de medidores defectuosos tiene un efecto directo de pérdida de bienestar en los usuarios debido a que estos pagarían en exceso con respecto a su consumo real. Por ejemplo, si el consumo registrado por el medidor fuese de 126 kWh-mes y el error promedio del medidor fuese de 5%, el usuario estaría pagando por 6 kWh mensuales en exceso. Este efecto puede aproximarse mediante una variación en el precio real que paga el usuario por cada kWh consumido. Si la tarifa nominal que enfrenta el consumidor asciende a S/. 0.52 por kWh, entonces la tarifa real que paga el consumidor equivale a la multiplicación de uno más el error de medición:

$$T_R = T_N(1 + d\%) \quad [A.8.10- 1]$$

donde:

- $T_R$  : Tarifa real por kWh,
- $T_N$  : Tarifa nominal por kWh,
- $d\%$  : Porcentaje de error en la medición de energía.

Para estimar el cambio en el bienestar, se utilizó la variación equivalente (representa lo máximo que están dispuestos a pagar los consumidores de electricidad para que el Estado mantenga la política pública de contraste de medidores que les brindan mayor bienestar). Se

considera una función de demanda de electricidad lineal y se definieron cantidades y precios correspondientes al escenario real (periodo "0") y al escenario contrafactual (periodo "1"), para este último escenario, se estimó la tarifa que hubieran pagado los usuarios residenciales si los porcentajes de errores de medición hubieran sido los correspondientes al año 2001. La derivación de la fórmula de la variación equivalente (VE) se encuentra en el **acápito 8.6** del presente anexo.

$$VE = \frac{1}{\delta} \left( x_0 + \frac{\alpha}{\delta} \right) - e^{\delta(p_0 - p_1)} \frac{1}{\delta} \left( x_1 + \frac{\alpha}{\delta} \right) \quad [\text{A.8.10- 2}]$$

Por otro lado, debido a que solo un porcentaje del parque total de medidores se encuentra defectuoso, el efecto generado hacia los consumidores estará determinado por el valor esperado del cambio. En consecuencia, el impacto atribuible al proceso de supervisión de contraste de medidores está determinado por el efecto asociado en la reducción de la probabilidad de medidores defectuosos. En ese sentido el impacto estará determinado por la **expresión**

[A.8.10- 1]

$$E[\Delta W] = \bar{\omega} * VE - \underline{\omega} * VE \quad [\text{A.8.10- 3}]$$

donde:

- $E[\Delta W]$  : Valor esperado del cambio en el bienestar de los hogares
- $\bar{\omega}$  : Probabilidad de encontrar un medidor defectuoso en el escenario contrafactual
- $\underline{\omega}$  : Probabilidad de encontrar un medidor defectuoso en el escenario real.
- $VE$  : Variación Equivalente.

# CAPÍTULO 09

## A.9-1. Proyectos incluidos en el Plan de Transmisión 2015 – 2024

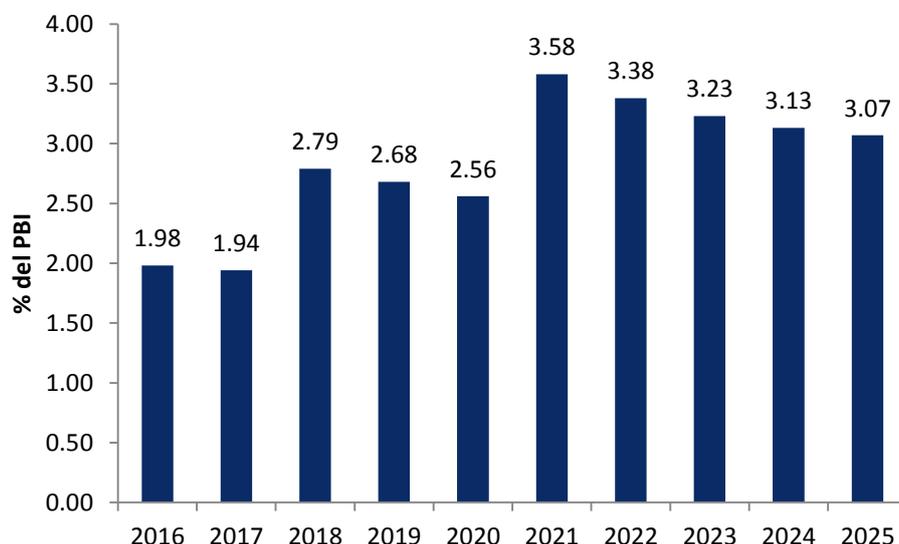
**Cuadro A.9-1. Proyectos incluidos en el Plan de Transmisión 2015 – 2024. Aprobado por Resolución Ministerial N° 575-2014-MEM/DM.**

<b>Proyecto 1</b>	<b>Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanago – Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>
	L.T. Mantaro – Nueva Yanago 500 kV (1 circuito).
	L.T. Nueva Yanago – Carapongo 500 kV (1 circuito).
	L.T. Yanago – Nueva Yanago 220 kV (1 circuito).
	S.E. Nueva Yanago 500/200 kV.
<b>Proyecto 2</b>	<b>Enlace 500 kV Nueva Yanago – Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:</b>
	L.T. Nueva Yanago – Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito).
	L.T. Nueva Huánuco 200 kV (1 circuito).
	L.T. Tingo María – Chaglla 220 kV (1 circuito).
	L.T. Nueva Huánuco – Amarilis 138 kV (1 circuito).
	S.E. Nueva Huánuco 500/200/138 kV.
	S.E. Yungas 220 kV.
	Seccionamiento de la L.T Chaglla – Paragsha 220 kv en la SE Nueva Huánuco.
	Seccionamiento de la L.T Tingo María – Vizcarra en la SE Nueva Huánuco.
<b>Proyecto 3</b>	<b>Cambio de nivel de tensión de la L.T Chilca – La Planicie – Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:</b>
	Reconfiguración de la LT Chilca – La Planicie – Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y enlaces en 500 Kv a las SSEE Chilca y Carabayllo.
	Segundo transformador 500/330 kV-600MVA en la SE Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV.
	Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayllo
<b>Proyecto 4</b>	<b>Nueva Subestación La Planicie 500/330 kV, que comprende:</b>
	Patio de 500 Kv configuración Interruptor y Medio
	Autotransformador 500/220 kV de 600 MVA y enlace con patio de 220 kV La Planicie
	Enlace con la LT Chilca – Carabayllo 500 kV
<b>Proyecto 5</b>	<b>Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400*-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV</b>
<b>Proyecto 6</b>	<b>Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo – Chimbote – Trujillo 500 kV, que comprende:</b>
	Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo – Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie.
	Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote - Trujillo 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie.
<b>Proyecto 7</b>	<b>Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV</b>
<b>Proyecto 8</b>	<b>Banco de Reactores de 100 MVAR – 500 kV en SE La Niña 500 Kv</b>
<b>Proyecto 9</b>	<b>L.T. Tintaya – Azángaro 220 kV (1 circuito)</b>
<b>Proyecto 10</b>	<b>Repotenciación a 250 MVA L.T Chiclayo – Carhuaquero 220 kV</b>
<b>Proyecto 11</b>	<b>Repotenciación a 250 MVA L.T Oroya – Carhuamayo 220 kV</b>
<b>Proyecto 12</b>	<b>Repotenciación a 250 MVA L.T Mantaro – Huancavelica 220 kV</b>
<b>Proyecto 13</b>	<b>Seccionamiento de la L.T. Piura – Chiclayo 220 kV y enlace con la SE La Niña 220 Kv</b>
<b>Proyecto 14</b>	<b>L.T. Aguaytía – Pucallpa 138 kV (segundo circuito)</b>
<b>Proyecto 15</b>	<b>Banco de condensadores de 20 MVAR – 60 kV en SE Zorritos</b>

Fuente y elaboración: R.M. N° 575-2014-MEM/DM.

## A.9-2. Impacto del cierre de la brecha de infraestructura

**Gráfico A.9-1. Impacto del cierre de la brecha de infraestructura sobre la actividad económica del sector eléctrico, 2016 -2025 (% del PBI)**



Fuente: Plan Nacional de Infraestructura 2016 - 2025 – AFIN. Elaboración: GPAE – Osinermin.

## A.9-3. Resultados del Estudio de Planificación de Infraestructuras

El estudio **Planificación de Infraestructuras** concluyó que, dentro de ámbito bilateral, las alternativas de interconexión factibles económicamente son las que se muestran en el **cuadro A.9-2**.

**Cuadro A.9-2. Alternativas de interconexión factibles en el ámbito bilateral**

Sistema	Proyecto	Año más temprano de P/S
<b>Ecuador – Perú</b>	Línea 500 kV La Niña-Daule (540 km, 500 MVA)	2017
<b>Perú – Chile</b>	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 km, 130 MVA)	2017
	Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 km, 1000 MVA) 2020	2020
<b>Chile - Bolivia</b>	Línea 220 kV Laguna Colorada – Chuquicamata (140 km, 140 MVA)	2017

Fuente: BID. Elaboración: GPAE - Osinermin.

Con base en las alternativas planteadas en el SINEA, el COES y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CDEC-SING) llevó a cabo un estudio que tuvo como objetivo desarrollar los análisis, a nivel de factibilidad y elaborar la ingeniería a nivel de licitación de concesión, del enlace 220 kV – Los Héroes (Tacna) – Parinacota (Arica). Esta

interconexión, tendría una longitud de 55 km y una capacidad de transferencia entre 100 y 200 MW.

Como resultado del estudio se plantearon dos opciones para la interconexión:

- La primera opción considera una línea de 220 kV con una estación convertidora Back-to-Back en la frontera entre Perú y Chile, con una capacidad entre 100 y 200 MW y una inversión entre US\$ 82 y 131 millones, dependiendo de la capacidad de transmisión.
- La segunda opción considera una línea en corriente continua con estaciones convertidoras en las subestaciones de Los Heroes (Perú) y Parinacota (Chile), las capacidades también serían entre 100 y 200 MW y los montos de inversión estarían entre US\$ 92 y 146 millones, dependiendo de la capacidad de transmisión.

# BIBLIOGRAFÍA

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (s.f.). CDM Project Design Document. Disponible en <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/SGS-UKL1160995060.18/view>

Dong, Y. (2013). **Contingent Valuation of Yangtze Finless Porpoises in Poyang Lake, China**. Springer.

Finanzas Carbono (2016). Cambio Climático y Economía de Carbono. Disponible en <http://finanzascarbono.org/mercados/acerca/economia/>

Haab, T. y K. McConnell (2002). **Valuing Environmental and Natural Resources: The Econometrics of Non-Market Valuation**. Edward Elgar Publishing. Northampton, MA.

Lascano, Adrain. (2014). **Análisis del mercado eléctrico en Escandinavia: Nord Pool**. Tesis de Grado. Universidad del País Vasco. Disponible en: <https://addi.ehu.es/bitstream/10810/14483/1/%20Nordpool.pdf>. Último acceso: 20/10/16.

Martinez, C. (2014). **Repercusión de las energías renovables en la liberalización del sector eléctrico en España: análisis comparativo incluyendo Reino Unido, California y Brasil**. Tesis de Maestría. Universitat politècnica de Valencia.

OFGEM (2005). **BETTA User Guide: A summary of the new British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA) and a high-level guide to the key activities required to implement the new arrangements and run-off the pre-BETTA arrangements**. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2005/02/9549-2605.pdf>. Último acceso: 20/10/16.

OFGEM (2015). **The Betta way forward 2015 (Folleto)**. Disponible en: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/64116/1105-factsheet070215april.pdf>. Último acceso: 20/10/16.

[www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com)

Ronald Y. Barazarte (2013). **La Batalla de las Corrientes: Edison, Tesla y el nacimiento del sistema de potencia**. Prisma Tecnológico Vol. 4, n.º 1, pág. 51-53. Disponible en: [http://www.utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/15\\_Batalla\\_de\\_las\\_corrientes.pdf](http://www.utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/15_Batalla_de_las_corrientes.pdf)

Steve Taranovich (2012). **War of Currents: Tesla vs Edison**. EDN Network.

Vargas, A. (2014). **El problema de los precios en los mercados de carbono. Entre el éxito económico y el fracaso climático**. Trabajos y Ensayos, Departamento de Derecho Internacional Público de la Universidad del País Vasco, España.

# NOTAS

---

<sup>1</sup> Para la actualización a valores de 2015, se utilizó la Tasa Social de Descuento (TSD) de 9% establecida por el MEF para los proyectos de inversión pública, pero se ajustó por la inflación y devaluación, lo que resultó en una TSD ajustada de 14.01%.

<sup>2</sup> Este grupo de países está integrado por 41 países desarrollados, los cuales están obligados a reducir sus emisiones en 5.2% de manera conjunta, por debajo de los niveles de emisión de 1990.

<sup>3</sup> Se define de esta forma, para que la VE sea positiva puesto el gasto mínimo necesario para alcanzar el nivel de utilidad final es menor al gasto necesario para alcanzar el nivel de utilidad inicial. Dado que se ha asumido un aumento en el precio por lo que la utilidad final es más baja.

<sup>4</sup> Información vinculada al consumo, usos y percepción de la calidad de los servicios de electricidad, gas natural e hidrocarburos líquidos a nivel residencial.