

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ**  
**ESCUELA DE POSGRADO**



**Título**

**ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO DEL ESQUEMA TARIFARIO  
ÓPTIMO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN  
ELÉCTRICA DISTRIBUIDA EN EL PERÚ**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN  
REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**AUTORA**

Lady Aurora Serna Santos

**ASESOR**

Raúl Lizardo García Carpio

Julio, 2021

## RESUMEN

Bajo el contexto actual, en medio de una pandemia mundial que ha golpeado todos los sectores económicos y una prevista reforma del sector eléctrico en el Perú, la Generación Distribuida (GD) aún sigue estando en agenda con un proyecto de reglamento publicado en el año 2018 que no da luces sobre la implementación de un mecanismo efectivo de cobertura en la distribución de electricidad a los usuarios finales. En su efecto, lo que se tiene en el Perú es únicamente un reconocimiento legal de la Generación Distribuida, quedando relegado los aspectos vinculados al esquema regulatorio de la GD que se traduzcan en incremento del bienestar social.

Dicho ello, este documento tiene como objetivo analizar el impacto regulatorio de dos de los principales mecanismos regulatorios utilizados en la implementación de Generación Distribuida a nivel mundial, y sobre dicho análisis seleccionar la óptima para ser aplicada en forma efectiva en el Perú, considerando la experiencia internacional y otros estudios que antecedieron a la presente investigación bibliográfica.

En ese sentido, se ha efectuado un documento de Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) de los dos esquemas regulatorios más populares: Net-Metering y el Net-Billing, pues resultan ser los más utilizados en regiones donde ya se tiene implementado la Generación Distribuida. El Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) fue efectuado con la metodología de multicriterio, el cual consiste en un análisis de Costo & Beneficio del tipo cualitativo. Los resultados de dicho estudio arrojó que el esquema regulatorio Net-Metering resultaría más efectivo que el Net-Billing ante una implementada Generación Distribuida con energía fotovoltaica, ya que mediante el Net-Metering se alcanzaría una tasa de cobertura de casi el 100%, no obstante, existiría el riesgo que las distribuidoras asumieran costos por mantener un negocio sostenible, pues la electricidad inyectada a la red se valorizaría al precio básico de mercado y no al del Mercado Mayorista de Electricidad.

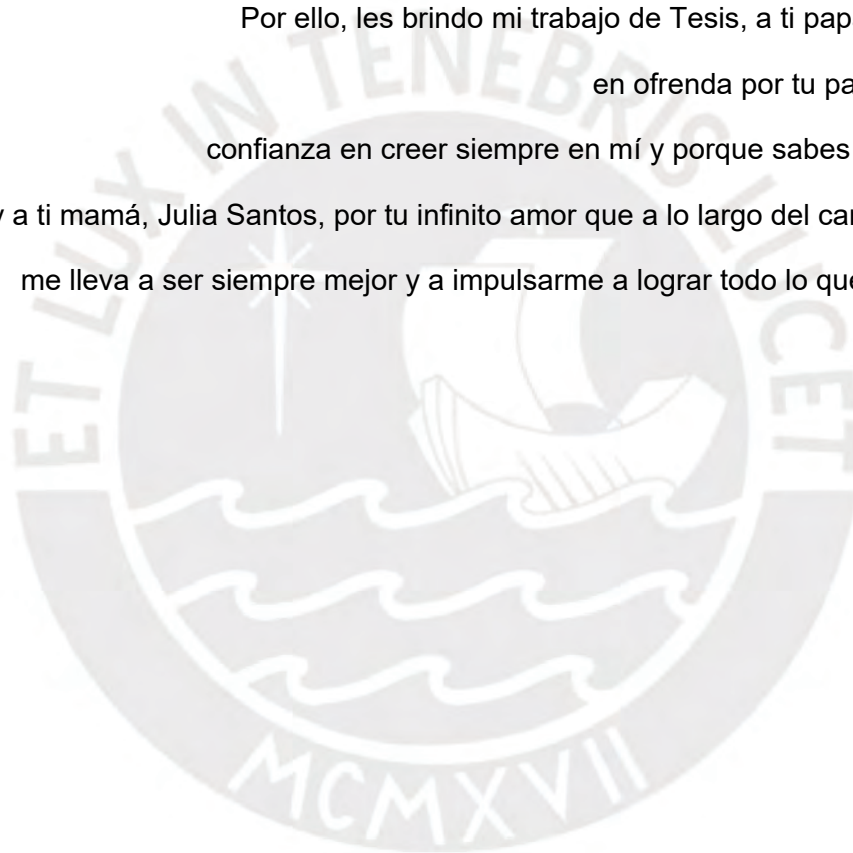
## DEDICATORIA

A mis padres, por haberme forjado como la persona quien soy.

Muchos de mis logros se los debo a ustedes.

Por ello, les brindo mi trabajo de Tesis, a ti papá, David Serna,  
en ofrenda por tu paciencia y por tu  
confianza en creer siempre en mí y porque sabes que lo lograría,  
y a ti mamá, Julia Santos, por tu infinito amor que a lo largo del camino de mi vida  
me lleva a ser siempre mejor y a impulsarme a lograr todo lo que me propongo.

¡Los amo!



# ÍNDICE

Resumen .....	ii
Dedicatoria .....	iii
Índice .....	iv
Lista de Cuadros y Gráficos .....	vi
Introducción .....	7

## **PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **CAPÍTULO I**

#### **MARCO CONTEXTUAL: INDUSTRIA Y MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

1.1. Organización de la industria eléctrica .....	8
1.2. Caracterización de la industria eléctrica .....	10
1.3. Organización del mercado eléctrico .....	11
1.4. Regulación económica tradicional del sistema eléctrico .....	14
1.4.1. Esquema regulatorio en Transmisión Eléctrica .....	15
1.4.2. Esquema regulatorio en Distribución Eléctrica .....	16

### **CAPÍTULO II**

#### **MARCO CONCEPTUAL: GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

2.1. Aspectos conceptuales .....	19
2.2. Mecanismos regulatorios .....	21
2.3. Experiencias internacionales .....	26
2.4. Experiencia nacional: Marco Normativo Peruano .....	28

## **SEGUNDA PARTE: DISEÑO METODOLÓGICO Y RESULTADOS**

### **CAPÍTULO III**

#### **ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO**

3.1. Contexto y problemática .....	36
3.1.1. Contexto .....	36
3.1.2. Identificación del problema .....	39
3.1.3. Causas del problema .....	40
3.1.4. Justificación .....	40
3.2. Objetivos .....	41
3.2.1. Objetivo General .....	41
3.2.2. Objetivos Específicos .....	41
3.3. Opciones de Alternativa .....	41
3.3.1. Opción 0: Escenario Base .....	41
3.3.2. Opción 1: Esquema regulatorio de Net-Metering .....	42
3.3.3. Opción 2: Esquema regulatorio de Net-Billing .....	44
3.4. Evaluación de las Opciones de Alternativa .....	46
3.5. Resultados .....	52
Conclusiones .....	53
Recomendaciones .....	54
Referencias bibliográficas .....	55

## **Lista de Cuadros y Gráficos**

### **Cuadros**

Cuadro 1.1. Organización del mercado de electricidad por región geográfica

Cuadro 2.1. Mecanismos regulatorios aplicados a la Generación Distribuida

Cuadro 2.2. Comparación Internacional de mecanismos regulatorios aplicados a la Generación Distribuida

Cuadro 3.1. Principales Proyectos de Generación Eléctrica

Cuadro 3.2. Potencial de Producción Fotovoltaica por Región Geográfica en el Perú

Cuadro 3.3. Comparación de las opciones

Cuadro 3.4. Impacto Net-Metering por Generación Distribuida del tipo fotovoltaico, por región

Cuadro 3.5. Evaluación de la Opción 1

Cuadro 3.6. Impacto Net-Billing Por Generación Distribuida Del Tipo Fotovoltaico, por región

Cuadro 3.7. Evaluación de la Opción 2

Cuadro 3.8. Resultados

### **Gráficos**

Gráfico 1.1. Industria eléctrica del Perú sin Generación Distribuida

Gráfico 1.2. Modelo de mercado mayorista de electricidad

Gráfico 1.3. Esquema regulatorio en distribución eléctrica

Gráfico 1.4. Esquema evolutivo de la industria eléctrica

Gráfico 2.1. Industria eléctrica del Perú con Generación Distribuida

Gráfico 2.2. Esquema Net- Metering

Gráfico 2.3. Esquema Net- Billing

Gráfico 3.1. Generación Eléctrica por fuentes energéticas

Gráfico 3.2. Mapa de Producción Fotovoltaica del Perú

Gráfico 3.3. Tarifas finales de electricidad (sin FOSE) y su estructura por región

Gráfico 3.4. Relación entre el distribuidor de electricidad, usuario final y Generador Distribuidor.



# INTRODUCCIÓN

La electricidad es uno de los motores principales que impulsa las actividades económicas, posibilita el comercio e incrementa el bienestar social, por lo que su demanda cada vez es mayor, sin embargo, bajo el escenario actual, la tecnología, las medidas adoptadas a favor del medio ambiente y una matriz energética poca diversificada no ha podido responder de forma efectiva la creciente demanda. Es así que, en la actualidad se viene desarrollando nuevos mecanismos para la generación de electricidad cada vez menos costosa y de menor capacidad (potencia).

En el Perú, además, el problema es que no se está aprovechando los Recursos de Energía Renovables (RER) ni el avance tecnológico para una mayor efectividad de la industria eléctrica y una mayor rentabilidad del mercado que se espera sea trasladado a los agentes involucrados.

En miras de reducir problemas que aquejan al sector eléctrico peruano, entre los que figuran: la sobreoferta de generación eléctrica, tarifas eléctricas ineficientes, el retraso de ejecución de proyectos de generación eléctrica ya aprobados, precios de mercado libre cada vez más competitivos y entre otros, se ha abierto la posibilidad de buscar que la generación eléctrica se encuentre más cerca de la demanda vegetativa (Usuarios Regulados), de modo que se elimine o minimice los costos inherentes al transporte de electricidad (Transmisión), y destinarla directamente al sistema de distribución. Esta figura es la que se denomina como Generación Distribuida (GD) o descentralizada, donde los usuarios finales de electricidad se conviertan en pequeños auto generadores de electricidad, con la posibilidad de vender sus excedentes a la red.

A la fecha, en el Perú, la Generación Distribuida cuenta con reconocimiento legal, sin embargo, sobre los aspectos vinculados al esquema regulatorio que se aplicaría para una implementación efectiva de la GD aún no se ha dicho ni se ha escrito lo suficiente. En tal sentido, a fin de contar con bases sólidas y transparentes sobre cómo debería desenvolverse este segmento de negocio y, tener una idea más clara sobre sus implicancias estructurales y tarifarias en el mercado eléctrico, es que se presenta este documento de investigación, mediante el cual se busca reducir la brecha de asimetría de información asociada al esquema regulatorio que se aplicaría en un contexto donde la Generación Distribuida en el Perú sea una realidad.

El documento está conformado por cuatro capítulos, donde en el primero se realiza una descripción de la organización del sector y del mercado eléctrico actual. Luego, en el segundo capítulo, se expone todo lo referido a la Generación Distribuida, conceptos, características y entre otros en base a experiencias internacionales. Además, se muestra sobre lo que se ha estado avanzando en la normativa peruana. Finalmente, en el capítulo tres se efectúa un análisis de impacto regulatorio de dos esquemas regulatorios como el Net-Metering y el Net-Billing, que resultan ser los más utilizados en regiones donde ya se tiene implementado la Generación Distribuida. En esta última sección se evalúa los dos esquemas regulatorios indicados bajo el análisis multicriterio que corresponde a un análisis de costo-beneficio cualitativo, y se presenta los resultados obtenidos de aquella evaluación.

# **PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN**

## **CAPÍTULO I**

### **MARCO CONTEXTUAL: INDUSTRIA Y MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Tan importante como el agua es la energía eléctrica. Su importancia en el desarrollo económico es indiscutible, pues no hay actividad económica que se pueda efectuar sin suministro eléctrico. Así también, el avance tecnológico e informático de las últimas décadas ha forzado que el sector eléctrico tenga que responder y ceder con cambios en su organización. Son por ello, que tanto su industria como su mercado siempre están sujetos a reformas asociadas con la organización económica y estructural.

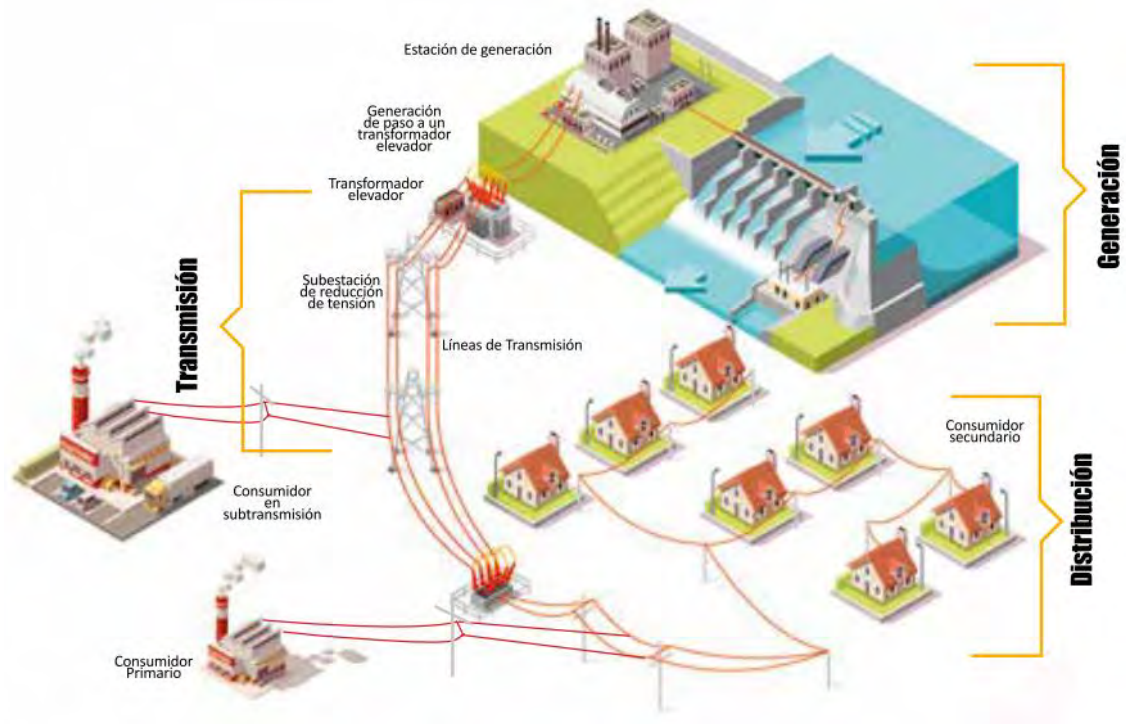
A continuación, se desarrolla la estructura bajo la cual está organizada actualmente la industria eléctrica en cuanto a la cadena de valor de la electricidad. En el Gráfico 1.1 se pueda apreciar una industria eléctrica sin Generación Distribuida (GD), a fin de tener el panorama completo, en el siguiente capítulo, se aprecie lo que constituye la industria eléctrica con GD (ver Gráfico 2.1).

#### **1.1. Organización de la Industria eléctrica**

En el Gráfico 1.1 se aprecia como hoy en día se encuentra organizada la Industria eléctrica en el Perú, sin embargo, ello no siempre fue así. En el año 1992, se implementó la reforma del sector eléctrico que consistía en que la industria eléctrica pase de estar formada por cuatro segmentos (generación, transmisión, distribución y comercialización) a tres (generación, transmisión y distribución). Producto de la reforma, la actividad de comercialización, cuya función estuvo vinculada con el suministro eléctrico mayorista y minorista, pasó a conformar el segmento de la distribución. (Osinergmin, 2017, p. 42).

#### **GRÁFICO 1.1. INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL PERÚ SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA**





Fuente: Osinermin

La unidad de análisis del sector eléctrico es la energía eléctrica o llamado también electricidad. En la industria que la constituye, la energía eléctrica logra comportarse como un *commodity*, un bien intermedio y un servicio final, dependiendo en qué segmento de su cadena de valor se encuentra, esto es, generación, transmisión y distribución.

La electricidad se comporta como un *commodity* en el segmento de generación por ser objeto de transacciones en un mercado donde compite tanto compradores como vendedores, aunque en concreto no se define como tal pues para hacerlo debe ser un bien primario, tangible y con características estandarizadas como lo es un *commodity* tradicional: granos, metales y entre otros. (Zapata, 2010, p. 14).

En cuanto a la electricidad definida como bien intermedio, son las industrias y comercios que lo emplean como fuente de energía que sostienen de forma continua sus procesos productivos de bienes y servicios destinados al consumo final. (Osinermin, 2017, p. 32). Esta figura se da en el segmento de transmisión eléctrica, porque resulta más eficiente para las industrias de grandes dimensiones como las mineras abastecerse directamente de las líneas de transmisión a fin de aprovechar la existencia de economías de densidad en el sentido que la energía en los sistemas de transmisión se transporta en alta tensión mediante un menor volumen de cables. (Dammert, García & Molinelli, 2010, Pp. 71, 73).

Finalmente, en el segmento de distribución, la electricidad es definida como servicio final, pues su utilidad de que se genere y se transporte es para llegar a los consumidores finales, quienes pagan por el servicio suministrado.

## 1.2. Caracterización de la industria eléctrica

La industria eléctrica, técnicamente, se caracteriza por ser una industria de redes pues para proporcionar la entrega del servicio requiere de un sistema de conexiones, el cual puede ser de tuberías, cables y entre otros. Por tanto, la infraestructura de redes, desde un enfoque de la teoría de regulación, constituye una facilidad esencial para el suministro de energía eléctrica. (Osinermin, 2017, p. 35).

Así también, desde un enfoque económico, la industria eléctrica se caracteriza por presentar rendimientos a escala, externalidades, economía de alcance e indicios de integración vertical, como bien lo señala (Nicita & Belloc, 2016, Pp. 17-18), ciertamente por tratarse de una industria de redes:

**(a) Rendimientos a escala:** el hecho que los costos fijos en su mayoría se hundan en relación con la infraestructura construida hace que los costos promedio de producción a largo plazo disminuyan continuamente en la medida que aumenta la cantidad producida.

**(b) Externalidades:** en referencia a los efectos producidos por las redes, estos pueden resultar una externalidad positiva en el sentido que cuanto más son los usuarios, mayores son los beneficios que se obtienen como economía de escala desde el lado de la demanda. Asimismo, pueden resultar una externalidad negativa toda vez que los mercados de redes tiendan a concentrarse, de modo que la presencia de más redes reduce las ventajas de ser usuario de una sola red o que un número relativamente alto de usuarios genere hacinamiento.

**(c) Economías de alcance:** es cuando varios servicios que se producen simultáneamente por una empresa presente un costo total promedio de producción eficiente como resultado del aumento del número de servicios producidos, en comparación con si cada servicio sea producido por diferentes empresas.

**(d) Integración vertical:** la firma que opera en la industria de redes al poseer instalaciones esenciales hace que tome el control de varios segmentos que estructura la industria.

En consecuencia, haciendo una analogía a lo afirmado por Nicita & Belloc (2016), la electricidad conducida a través de la industria de redes satisface necesidades fundamentales de la población, haciendo que nadie se encuentre excluido del suministro y siendo ofertado en condiciones iguales. Además, la infraestructura que soporta el servicio eléctrico es típicamente una instalación física que muestra

economías de escala y de alcance, así como externalidades de red que hacen que sea rentable construir una infraestructura única.

El sector eléctrico, entendido como una industria también es comprendido como un mercado. Ello, considerando el trasfondo económico que caracteriza al sector eléctrico como una industria de redes y habiéndose entendido que la electricidad se comporta como un recurso transable, según lo menciona Nicita & Belloc (2016).

El mercado eléctrico se encuentra estructurado a partir de la cadena de valor de la electricidad como servicio público, y como todo mercado, presenta una demanda y una oferta.

La oferta es el total de la producción eléctrica generada mediante todas las fuentes de energía tanto renovables como no renovables. Entre las renovables no convencionales están la biomasa, solar y eólica, principalmente; mientras que, entre las no renovables, la hidráulica, la térmica, gas natural y Diésel, entre otras.

En cuanto a la demanda, esta se encuentra conformada por los usuarios finales, quienes pueden ser clientes libres o regulados.

### **1.3. Organización del mercado eléctrico**

De acuerdo a la demanda, el mercado eléctrico está organizada en usuarios libres y regulados, cuyo costo de servicio eléctrico es obtenido a partir de específicos mecanismos de formación de precios. Mientras en el mercado libre, los precios son negociados en contratos de suministros, los del mercado regulado son fijados por la entidad reguladora, Osinergmin. El precio de electricidad es un precio agregado pues está conformado por la suma de los costos que corresponden a los sub sectores de generación, transmisión y distribución eléctrica. De los cuales, los precios referidos a los sub sectores de transmisión y distribución eléctrica son obtenidos de una regulación de tarifas. (CEPA & NEGLI, 2016).

De acuerdo al tipo de usuario se describe un modelo de mercado. Cuando se trata de usuarios libres se describe el “Mercado Libre” en el cual participan los *stakeholders*, los usuarios libres, que hacen de consumidores, las empresas generadoras y las distribuidoras, quienes hacen de suministradores. Debido a que son dos los agentes que pueden hacer de suministradores, este mercado goza de presentar competencia en precios y cantidades en aguas abajo donde se efectúa un vínculo de negociación entre el usuario libre y el suministrador, a través de contratos de suministro.

Por su parte, cuando se trata de usuarios regulados se describe el “Mercado Regulado”, el cual, a diferencia del mercado libre, su organización es lineal: las generadoras venden electricidad a las distribuidoras, y estas últimas las vende a

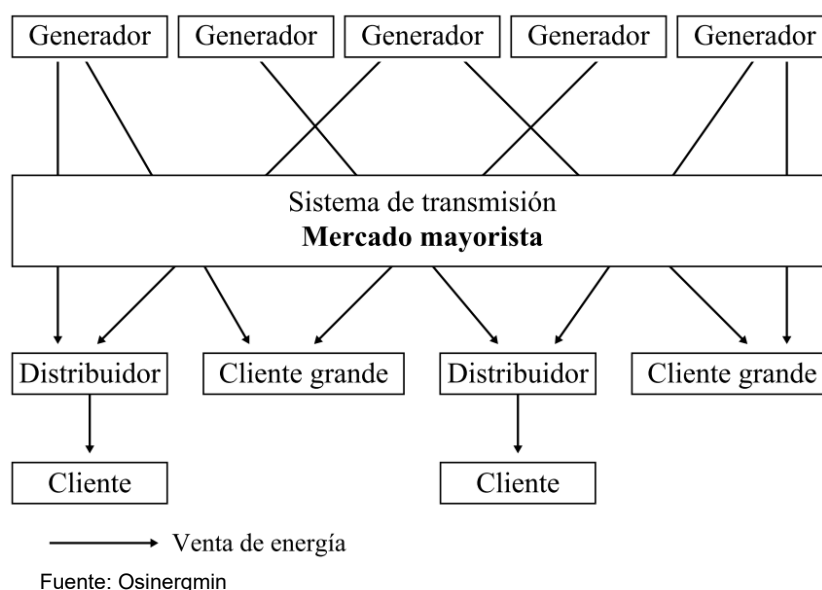
los usuarios regulados. La venta de electricidad de un distribuidor a un usuario regulado se realiza según las zonas de concesión del distribuidor, por lo que no existe la figura de competencia entre distribuidoras. Los precios de electricidad, si bien no responden a un mercado libre, estos son fijados bajo parámetros que emulan un mercado de competencia.

En cuanto a la oferta, el mercado de generación eléctrica solo puede ser comprendido conforme a las características de la provisión de electricidad, entre las cuales:

- No es posible almacenar la electricidad a costos razonables, por lo que se debe producir en el momento en que se demande;
- la demanda no responde a precios de mercado *spot*, debido a que los consumidores no hacen seguimiento a tales precios en tiempo real; y,
- el operador del sistema eléctrico, el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, el COES), no logra controlar de modo constante la cantidad de electricidad suministrada a los usuarios libres, pues estos adquieren derechos para retirar energía sin importar el costo en el mercado *spot*, vía contratos con los generadores o los distribuidores. (Dammert et al., 2008).

De otro lado, se cuenta con otro mercado, el del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), el cual está sujeto a restricciones para participar en él, según normativa y reglamentación. Sin detrimento de ello, este mercado permite la competencia entre empresas de generación que en condiciones similares ofertan electricidad a las distribuidoras y a los grandes usuarios libres, tal como se ilustra en el Gráfico 1.2.

**GRÁFICO 1.2. MODELO DE MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**





Asimismo, en (Dammert et al., 2008) se precisa que en este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras a fin de cumplir con sus contratos puedan adquirir electricidad de sus similares en el mercado *spot*<sup>1</sup> siempre y cuando las otras generadoras tengan capacidad disponible y así puedan cumplir con sus compromisos contractuales. En otro extremo, las generadoras que compran electricidad en el mercado *spot* pueden perder o ganar por la cantidad de energía comprada. Ello, dependiendo del diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado *spot*.

A fin de tener una visión global de cómo está organizado el mercado de electricidad del Perú frente a la de otras regiones geográficas. En el Cuadro 1.1, se presenta un benchmarking de la organización de la industria eléctrica.

#### **CUADRO 1.1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD POR REGIÓN GEOGRÁFICA**



---

<sup>1</sup> Llámese mercado *Spot* al mercado de corto plazo, donde los agentes económicos como las generadoras, distribuidoras y clientes libres pueden negociar precios y servicios, cuyos riesgos son asumidos por el oferente.

Región geográfica	Organización de la cadena de valor	Organización del mercado
Perú	Desintegración vertical y horizontal	Mercado mayorista regulado. Competencia parcial en retail.
Irlanda	Desintegración vertical. Múltiples empresas en generación y retail.	Mercado mayorista regulado. Competencia en retail.
Inglaterra y Gales	Desintegración vertical. Múltiples empresas en generación y retail.	British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA)
Escocia	Varias utilities integradas verticalmente y generadores independientes (IPPs).	BETTA
Irlanda del Norte	Una sola empresa de red. Múltiples empresas en generación y retail.	Mercado mayorista regulado.
Australia Federal	- Desintegración vertical. Monopolios en transmisión y distribución a nivel estatal.	Mercado mayorista. Competencia en retail.
Australia Victoria	- Desintegración vertical.	Mercado mayorista. Competencia en retail.
Países Bajos	Desintegración vertical. Múltiples empresas en generación y retail.	Automated Power Exchange (APX)
Vietnam	Operador del sistema (SOE) separado. Utility y IPPs.	Comprador único.
Pakistán	Múltiples SOEs con IPPs.	Comprador único.
Canadá Ontario	- Desintegración vertical. Múltiples empresas en generación y retail.	Mercado mayorista. Competencia en retail.
Sudáfrica	Utility verticalmente integrada y IPPs.	Comprador único.
Mozambique	Utility verticalmente integrada incluyendo el SOE.	Comprador único.
Jamaica	Utility verticalmente integrada y IPPs.	Comprador único.
USA - Florida	Utility verticalmente integrada y IPPs.	Contratos bilaterales.
Colombia	Desintegración vertical.	Mercado mayorista. Competencia parcial en retail.
Nueva Zelanda	Desintegración vertical.	Totalmente competitivo.
España	Desintegración vertical.	Mercado mayorista (integrado con Portugal). Competencia en retail.

Fuente: Cambridge Economic Policy Associated Ltd (CEPA)

#### 1.4. Regulación económica tradicional del sistema eléctrico

La regulación en el sistema eléctrico tiene lugar para saber de quién es la responsabilidad de pago y de riesgo en los segmentos de transmisión y distribución, a fin de determinar precios eficientes. En tal sentido, la elección de un esquema regulatorio resulta vital para tener una industria y un mercado con desempeño óptimo. (CEPA & NEGLI, 2016).



El segmento de generación eléctrica es exenta a una intervención regulatoria, esto es, a una regulación tarifaria, debido a la estructura de su mercado, el cual se desarrolla en base a contratos de largo plazo.

Según (Dammert et al., 2008) en los modelos donde la regulación sería, en cierto grado, desplazada por la competencia, ésta casi siempre es por precios; incluso en algunos países, ya sea por razones de tamaño de mercado u otras barreras, el regulador es quien establece el precio, dejando al mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores, la determinación del nivel de energía comercializada. Mientras eso sucede en gran parte del mundo, en el Perú existe una disociación entre el costo de producción de electricidad y los precios de energía y potencia. Por ejemplo, las empresas de generación y distribución, mediante contratos de largo plazo, vienen negociando precios de energía y potencia fijos, a fin de reducir el riesgo de una tendencia de precios altos, sin embargo, esta acción, en la medida que muchas empresas se sumaron, ha distorsionado el mercado causando que gran parte de la capacidad de generación se encuentre comprometida a precios que no revelan costos corrientes.

#### **1.4.1. Esquema regulatorio en Transmisión Eléctrica**

Debido a que el segmento de transmisión de electricidad se caracteriza por tener una estructura de oferta altamente concentrada y por presentar congestiones de transmisión y transformación en sus redes por conexión, es que este sub sector está sujeto a regulación. Por tanto, el esquema regulatorio aplicado a este segmento busca reducir los sobrecostos propios de su caracterización.

Mediante la Ley 28832 y los Decretos de Urgencia 037-2008, 049-2008, 079-2010 y 049-2011 se ha establecido los lineamientos de la regulación en transmisión eléctrica, entre los cuales está que los costos asociados al transporte de electricidad sean asumidos tanto por la oferta como por la demanda. Esta medida dibuja un desbalance en la responsabilidad de pago, pues cada agente, según el grado de riesgo, responde de diferente forma.

En ese sentido, las tarifas (peajes) y compensaciones de los sistemas de transmisión reguladas por Osinergmin son sobre la disponibilidad de instalaciones de transmisión y los ingresos que los titulares de las instalaciones de transmisión perciben por la inversión, operación y mantenimiento realizados.

Los peajes se establecen considerando un Costo Medio Eficiente de un Sistema Económicamente Adaptado, mediante el cual se le reconoce la Anualidad de la Inversión más el Costo de Operación y Mantenimiento.

No obstante, se ha evidenciado vacíos en la regulación referida a la interconexión de redes como conflictos entre las normas que tratan el acceso

abierto y los regímenes especiales implementados para determinadas instalaciones de transmisión.

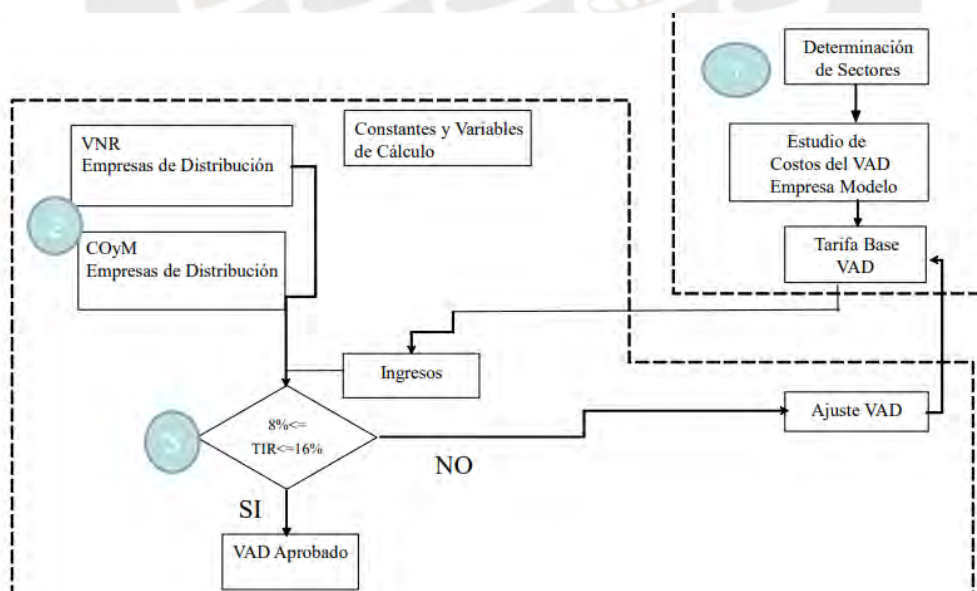
Sin desmedro de ello, el esquema regulatorio del sub sector de transmisión eléctrica se desarrolla de modo que la expansión del sistema de transmisión sea planificada de forma óptima. Para ello, el regulador cuenta con un procedimiento que le permite fijar los peajes y compensaciones para los sistemas de transmisión secundario (SST) y complementario (SCT), además, elabora cada cuatro años un plan de Inversiones en transmisión Eléctrica (PI), y, tiene a su cargo la revisión del Plan de Transmisión preparado por el COES.

### 1.4.2. Esquema regulatorio en Distribución Eléctrica

La actividad de distribución eléctrica constituye un mercado del tipo monopolio. Las tarifas de distribución eléctrica son reguladas a través de la estimación del Valor Agregado de Distribución (VAD) que representa el costo de una unidad de potencia necesaria para la prestación del servicio eléctrico puesta a disposición del usuario final. Por consiguiente, en el pago del servicio eléctrico, el usuario asume un costo fijo y variable. El costo fijo consiste en un cargo independiente del consumo, que presume el costo asociado a la lectura del medidor, su procesamiento y las gestiones de logística que implica la facturación.

Finalmente, el esquema regulatorio por el cual se rige la actividad de distribución eléctrica es el Modelo de Empresa Eficiente y se observa en el Gráfico 1.3.

**GRÁFICO 1.3. ESQUEMA REGULATORIO EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**



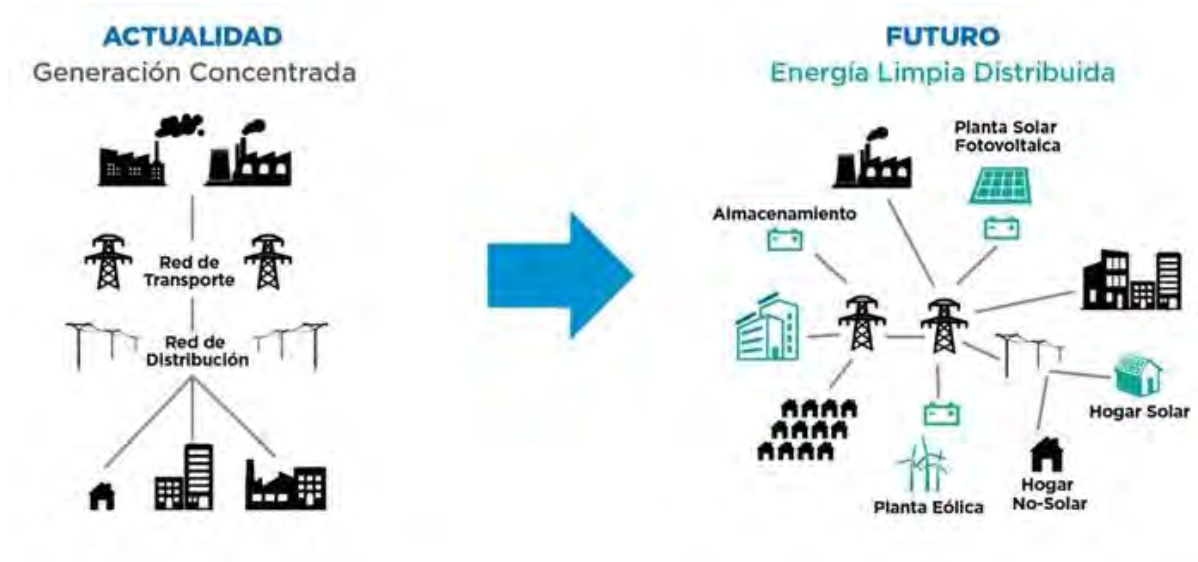
Fuente: Osinergmin

Conociendo el funcionamiento de la industria eléctrica y con ello las actividades que la comprenden, puede seguir creyéndose aún que, todo ese esquema se mantendrá. Lo cierto es que en un escenario donde lo único constante es el cambio y la tecnología se mueve a la velocidad de la luz, no solo es el hombre

quien evoluciona sino, también sus actividades económicas que, movidas por intereses económicos, medioambientales, políticos, monetarios y entre otros, siempre habrá lugar para el rediseño y el replanteamiento.

En el Gráfico 1.4 se aprecia que la generación eléctrica está evolucionando hacia la desconcentración, y es bajo este marco que se desarrolla la Generación Distribuida que, en el siguiente capítulo se desarrolla a detalle.

**GRÁFICO 1.4. ESQUEMA EVOLUTIVO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**



Fuente: <https://www.infobae.com/economia/2018/11/03/los-6-pasos-para-poder-vender-energia-electrica-hogarena-y-ahorrar-dinero-en-la-factura-de-luz/>

## CAPÍTULO II

### MARCO CONCEPTUAL: GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la década de los 90 se inicia un número de reformas en el sector eléctrico orientado a eliminar monopolios y sustituirlos por mercados en los cuales la producción de electricidad ya no tendría derechos monopólicos, es decir, se libera el mercado eléctrico. No obstante, las tecnologías aún favorecían la producción de electricidad a escala.

A partir del siglo XXI, como resultado de preocupaciones referidas a la sostenibilidad de la industria eléctrica desde el punto de vista ambiental,<sup>2</sup> y de preocupaciones basadas en la seguridad energética,<sup>3</sup> se establecen políticas que impulsan el desarrollo y aprovechamiento de tecnologías que pudieran permitir la explotación de recursos renovables y no convencionales para generación eléctrica así como de aquellas orientadas a la eficiencia energética.

Asimismo, estas políticas no solo se han limitado a incentivar el desarrollo de las tecnologías de generación eléctrica sino también al desarrollo de tecnologías complementarias orientadas a lograr el mayor beneficio posible para el consumidor.<sup>4</sup>

Este impulso ha resultado ser efectivo porque el avance tecnológico ha permitido que los costos de inversión en las tecnologías renovables se reduzcan a nivel de inversión en centrales de gran escala como a nivel de generación de pequeña escala.

La generación a pequeña escala se da lugar en el interior de las redes de distribución eléctrica tanto a nivel micro por parte de los usuarios como a nivel pequeño y mediano por parte de emprendedores dedicado a la actividad de generación eléctrica. Este nuevo fenómeno de producción de electricidad no centralizada y ubicada al interior de las zonas tradicionalmente de consumo es lo que se conoce como Generación Distribuida.

---

<sup>2</sup> Dado que los países industrializados al haber agotado la explotación de sus recursos más limpios (hidroeléctricos), expandieron sus sistemas de generación mediante el uso del carbón como fuente energética primaria, por ser de menor costo. Asimismo, la obtención de permisos para construir nuevas redes de transmisión eléctrica se ha ido complicando al irse agotando aquellas vías cuyo impacto ambiental era mínimo, lo que dificulta el transporte de electricidad generada a grandes distancias de los centros de consumo.

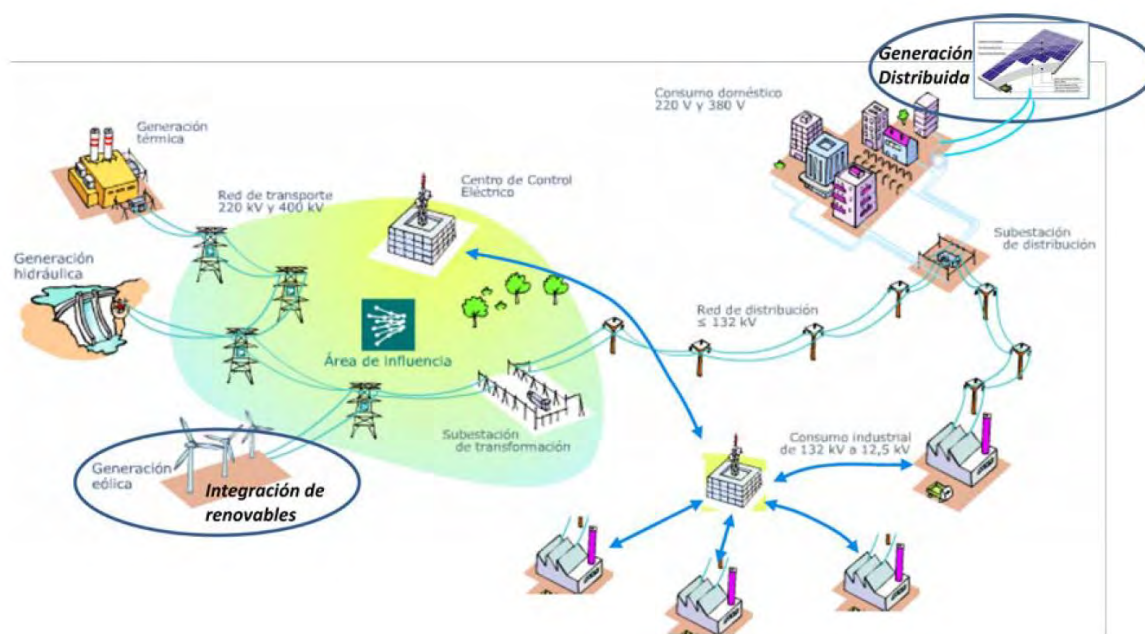
<sup>3</sup> Por ejemplo, la dependencia de Europa hacia el gas y petróleo proveniente, en su mayoría, de otras regiones del mundo.

<sup>4</sup> Por ejemplo, se impulsó el desarrollo de equipos eléctricos de bajo consumo, la sustitución de combustibles, la reutilización de desechos, el desarrollo de tecnologías de información y comunicaciones, el desarrollo de baterías eficientes, etc.



Esta nueva forma de producción de electricidad es parte de un conjunto más amplio de políticas orientadas a la implementación de las denominadas Redes Inteligentes”.<sup>5</sup> Con ello se espera que las redes de distribución sean activas, de manera similar como ocurre con la gestión de las redes de transmisión eléctrica. Ver Gráfico 2.1.

**GRÁFICO 2.1. INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL PERÚ CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA**



Fuente: REP

## 2.1. Aspectos conceptuales

### Definición

No existe consenso a nivel mundial sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (en adelante, GD), ya que son múltiples los factores que se consideran para su definición, desde tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red y entre otros. (Comunidad de Madrid, 2007).

Por su parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, siglas en inglés) la define como todo campo de acción donde la energía, la electricidad y el calor es obtenida por el consumidor final tras aprovecharse de las tecnologías existentes.

Técnicamente, se concibe a la GD como interconexión a las redes de distribución en baja tensión.

<sup>5</sup> Subiendo un peldaño más, se observa que lo denominado como Generación Distribuida resulta ser un subconjunto de tecnologías que desciende de otro más amplio denominado Recursos Energéticos Distribuidos, y que incluyen a elementos de almacenamiento de energía, de eficiencia energética y de gestión de demanda; los cuales en conjunto se espera otorguen mayor flexibilidad a la operación del sistema eléctrico (FERC, 2018; SWECO, 2015).

Sin embargo, existen elementos comunes en las diversas definiciones efectuadas, por lo que se puede afirmar que la Generación Distribuida es una forma de generación “descentralizada” donde los usuarios pasan de ser solo consumidores a ser también productores de electricidad (en adelante, prosumer), tras instalar unidades de generación de pequeña escala en sus domicilios, haciendo que esté cerca a la demanda de electricidad, al estar interconectada al SEIN.

Así que, los pequeños generadores pueden vender a los distribuidores sus excedentes de energía (energía producida no consumida) inyectándolos a la red.

En este tipo de generación, las pequeñas fuentes de GD en una región cooperan con las grandes centrales en un modelo descentralizado, haciendo que la ciudad sea más autosuficiente, en la medida que no sea dependiente de las grandes generadoras para su abastecimiento.

Por tanto, no existe una única definición aplicable al término Generación Distribuida, incluso la definición de distribución eléctrica varía de país en país; así, por ejemplo, mientras que en Perú, la identificación de las redes de distribución se basa en el nivel de tensión de las redes eléctricas, en otras realidades se orienta hacia la finalidad del servicio que presta la red eléctrica tal como es en España, Estados Unidos, Chile, Colombia, etc.

Esta definición general suele restringirse además a la fuente de producción primaria de energía utilizada (fuentes renovables y cogeneración), aunque en la práctica no es el caso, principalmente porque no necesariamente es posible conocer los recursos de generación que un consumidor puede manejar “detrás del contador”,<sup>6</sup> pudiendo tratarse de una pequeña generación térmica.

#### Aspectos técnicos de la Generación Distribuida

Entre los aspectos técnicos de la GD está en que, indiferente de si se trata de fuentes renovables (RER) o no, los impactos en los niveles de tensión de la red y flujos de potencia pueden variar, porque la implementación de la GD depende de las características del sistema de distribución y del nivel de penetración, principalmente. En efecto, según (Gómez y otros, 2018) el despliegue de la GD enfrenta varias barreras técnicas en la medida que se incrementa el nivel de penetración. Por lo que a medida que aumente el nivel de penetración, será necesario plantearse diferentes escenarios económicos que lleve cada implementación.

Adicionalmente, la introducción de la GD también puede afectar la operación de las redes de transmisión, en el sentido que las redes de distribución pasarán de

---

<sup>6</sup> En Reino Unido, uno de los problemas derivados de un diseño no suficientemente eficiente ha sido que un buen número de consumidores ha decidido instalar pequeños generadores de respaldo (diésel o gas) para evitar el pago de los costes de red.



ser un medio para retirar energía y entregarla a los consumidores finales a poder inyectar energía a la red de transmisión. Bajo este panorama se estaría introduciendo mayor incertidumbre en el despacho económico y en los requerimientos de servicios complementarios para mantener una operación segura, confiable y económica. Por tanto, esto conlleva a que ante una red de distribución activa es necesario que el operador del sistema eléctrico, el COES, debe contar con un nivel mayor de coordinación con las empresas distribuidoras, en su calidad de operadores de sus redes.

### Aspectos económicos de la Generación Distribuida

La operación de la GD hace que los costos de distribución en los diferentes horizontes temporales sean afectados. Así se tiene que, en el corto plazo, la implementación puede exigir inversiones extras en elementos y equipos técnicos (circuitos, subestaciones y elementos de protección, y control) que permiten recibir flujos de energía y conservar la seguridad de los mismos; como también puede ocasionar variaciones en los costos de operación y mantenimiento, producto de las modificaciones que se generen en las pérdidas eléctricas, la provisión de servicios complementarios y de nuevos esquemas de monitoreo y control, a fin de cumplir las normas de calidad de tensión y confiabilidad de suministro.

Mientras que, en el largo plazo, los costos que serán afectados son aquellos atribuidos al proceso de planificación de las redes de distribución, debido a la presencia de mayor incertidumbre en el proceso que constituye el desarrollo de la red que sumado a la incertidumbre asociada a la evolución de la demanda, pueden incrementar la incertidumbre del desarrollo de la generación. Por ello, corresponde determinar bajo principios de proporcionalidad, quién está en condiciones de asumir tales costos.

### **2.2. Mecanismos regulatorios**

Antes de introducir el término de mecanismo regulatorio, es de precisar que la Generación Distribuida es un proceso que involucra a diferentes agentes económicos y con ello sus intereses. Por tanto, el marco regulatorio en el que se desarrolle la GD debe contener los derechos y deberes de los agentes involucrados, los cuales deben estar relacionados con los siguientes puntos: (i) el proceso de interconexión; (iii) la aplicación de las normas de fiabilidad y seguridad; y (iv) los mecanismos de remuneración y las tarifas para los clientes de la GD, ya que son comunes en la regulación de la GD de acuerdo a la experiencia internacional. (Sheaffer, 2011)

En esta sección, siguiendo el objetivo de la presente investigación se desarrollará los principales mecanismos tarifarios que, conforme a la experiencia internacional, se establecieron para implementar la GD. Así se tiene al Net-Metering, Autoconsumo y Net-Billing. Ver Cuadro 2.1.

## CUADRO 2.1. MECANISMOS REGULATORIOS APLICADOS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

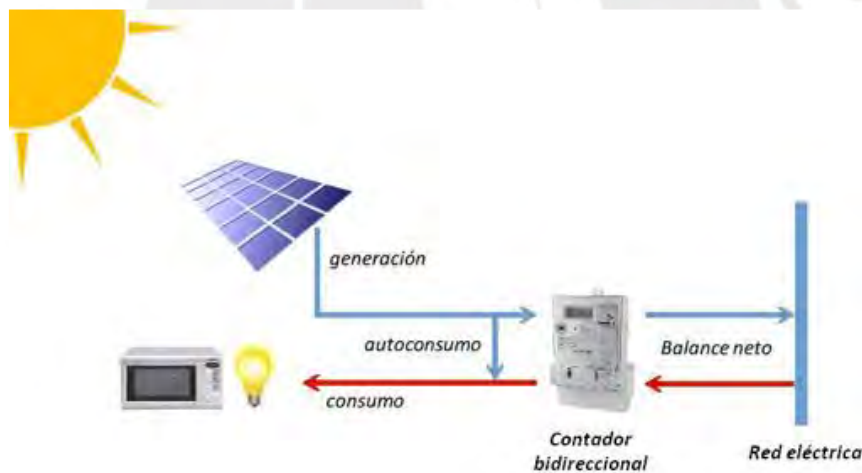
Mercado	Mecanismo	Definición
Generación Distribuida	Net-Metering	Balance a nivel físico. Se compensa los excedentes inyectados a la red, el valor de la tarifa minorista. Esquema sencillo de administrar mediante medidor bidireccional.
	Autoconsumo	Producción que es consumida en tiempo real, no se contabiliza ni se factura. No existe compensación por excedentes.
	Net-Billing	Balance a nivel económico. Venta de energía a un precio menor al valor de la tarifa. Requiere un medidor que registre flujos de energía por separado.

Fuente: [http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12/Humpire-David\\_peruano.pdf](http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12/Humpire-David_peruano.pdf)

### Esquema regulatorio de tarifas: Net-Metering

Bajo un esquema de Net-Metering (Medición neta o balance neto), la electricidad que genere un usuario por su cuenta a partir de energía solar, comúnmente conocida como energía Fotovoltaica, es estimada de forma que cualquier exceso de electricidad generada puede ser depositado o acumulado (crédito a favor) a la cuenta del usuario para un consumo futuro, estableciéndose la figura de un crédito eléctrico, según indica (Arias, 2017).

### GRÁFICO 2.2. ESQUEMA NET- METERING



Fuente: Arias, D. (2017)

En este mecanismo de medición se utiliza un único medidor bidireccional como se observa en el Gráfico 2.2 para registrar el consumo de energía eléctrica al inicio y al final del periodo de facturación. Si se utilizara un medidor convencional sería imposible determinar cuánta electricidad se generó o se consumió. (Bell & Hughes, 2005).

En otras palabras, este mecanismo constituye un balance a nivel físico, pues se compensa la energía inyectada al mismo valor económico que la energía consumida. Bajo su aplicación, los flujos de energía son medidos en periodos mensuales o anuales. De esta manera, el prosumer pretende generar la misma cantidad de energía consumida. (Humpire, 2017).

A la medición neta se le conoce como “rotación del medidor en ambas direcciones”. Cuando se produce energía eléctrica en exceso entonces se inyecta a la red produciendo una acumulación de energía a favor del prosumer. El monto a pagar por el prosumer se calcula a partir de la diferencia entre lo producido y lo consumido (SWH-Group, 2019).

De otro lado, debido al creciente número de pequeñas instalaciones de energía renovable, en los últimos años, el autoconsumo con balance neto empezó a ser regulado en diversos países del mundo como Bélgica, Francia, Alemania, Holanda, Portugal, Grecia, Italia, Dinamarca, Japón, Australia, Estados Unidos, Canadá y México, entre otros. Así que según (Bell & Hughes, 2005) este mecanismo puede ser comprendido de acuerdo a tres enfoques, los cuales se detallan a continuación:

- **Net-Metering simple**

A través de un único medidor bidireccional para registrar la cantidad de electricidad almacenada en un periodo dado, se transfiere la propiedad de la energía eléctrica que constituye una compensación o intercambio de la misma en lugar de compra o venta de energía eléctrica, con esta medición el intercambio se hace en kilovatios-hora y no en unidades monetarias.

- **Net-Metering con recompra**

Es una extensión de la medición neta simple, en la cual la distribuidora paga al prosumer por cualquier exceso de electricidad generada durante el período de facturación. El exceso de electricidad se puede valorar a una tarifa menor a la minorista, a la minorista o una tarifa minorista superior (con una prima).

- **Net-Metering con crédito renovable**

Es otra extensión de la medición neta simple donde el periodo de compensación (periodo bancario) puede ser mayor al periodo de facturación. Los excesos de energía eléctrica generada son créditos para reducir los cargos de un periodo posterior. Al igual que con las anteriores, el prosumer gana valor por cualquier electricidad generada. Cuando finaliza el período bancario, los créditos vuelven a cero y el generador no recibe ninguna compensación.

- **Net-Metering con crédito renovable y recompra**

Al combinar la medición neta con crédito renovable y la medición neta con recompra, el prosumer obtiene un crédito monetario por cualquier exceso de electricidad al final del período bancario. Bajo este esquema, el período bancario es mayor que un período de facturación.

El crédito renovable permite que el prosumer reciba un crédito minorista por toda la electricidad generada hasta el último período de facturación dentro del período

bancario, es decir, cualquier exceso en un período de facturación se aplica al consumo en el siguiente. Al final del período bancario, el prosumer recibirá un pago por el exceso de electricidad generada.

Finalmente, se establece que con Net-Metering, el prosumer es quien instala un medidor bidireccional para enviar la electricidad de vuelta a la red, compensando la electricidad comprada en otro momento.<sup>7</sup>

### Esquema regulatorio de tarifas: Net-Billing

El esquema regulatorio Net-Billing, que traducido es Facturación neta, permite a los usuarios generar electricidad fotovoltaica para uso personal y vender cualquier excedente de energía a la empresa suministradora eléctrica a precios al por mayor o "tarifa de venta". (Arias, 2017).

A diferencia del anterior esquema, bajo el esquema de Net-Billing, el precio de energía inyectada es menor al valor de energía comprada (tarifa minorista), haciendo que los flujos de energía sean constantemente medidos e instantáneamente contabilizados.

**GRÁFICO 2.3. ESQUEMA NET- BILLING**



Fuente: <https://www.infobae.com/economia/2018/11/03/los-6-pasos-para-poder-vender-energia-electrica-hogarena-y-ahorrar-dinero-en-la-factura-de-luz/>

En otras palabras, el Net-Billing o balance de facturaciones consiste en la medición por separado de la energía consumida y de la energía generada por un usuario de la red de distribución. Ver Gráfico 2.3. En este caso, en cada ciclo de facturación, se factura la energía consumida al valor de la tarifa minorista (generación y redes) y se descuenta el valor de la energía producida a la tarifa de generación, la cual puede ser valorizada con los precios del mercado mayorista o mediante alguna tarifa equivalente a dicho precio mayorista.

En términos sencillos – el prosumer como propietario de la fuente tiene en el techo de su casa, por ejemplo, paneles fotovoltaicos y a la vez está conectada a

<sup>7</sup> Según el Consejo Americano para una Economía Energéticamente Eficiente (ACEEE). Disponible en <https://aceee.org/topics/net-metering>

la red de electricidad. Usa ambas fuentes de energía al mismo tiempo, es decir, en el día consume la energía producida a través de sus paneles fotovoltaicos y si es que necesita más energía o es de noche entonces consume la energía de la red. Sin embargo, si produce más energía de la que en ese momento necesita, entonces "regresa" la electricidad a la red o sea "hace rotar el medidor en sentido contrario" o "realiza una acumulación virtual con ayuda de la red".

La factura de la luz, la cual el prosumer debe pagar, se calcula luego de la diferencia entre lo que ha producido y su propio consumo en el periodo de facturación dado. En resumen, este mecanismo de regulación permite a la empresa distribuidora cobrar al prosumer por toda la electricidad consumida y al prosumer obtener el pago por toda la electricidad generada (Bell & Hughes, 2005). El nombre entonces significa "medición neta" o "medición del consumo neto", de ninguna manera "medición de la red", como podría parecer a primera vista.”<sup>8</sup>

De acuerdo a este mecanismo, lo que se aplica es un balance a nivel económico, el precio de la energía que se inyecta al sistema es menor al valor de la energía eléctrica comprada. Los flujos son medidos y contabilizados instantáneamente, para ello se requiere dos medidores que contabilicen los flujos por separado. (Humpire, 2017).

Este mecanismo puede ser comprendido de acuerdo a tres enfoques, los cuales se detallan a continuación:

- **Net-Billing con recompra**

Bajo este esquema no se les permite a los prosumers depositar el exceso de energía eléctrica a la red de un próximo periodo de facturación. Al final del periodo, el prosumer paga por su energía consumida.

La distribuidora puede comprar electricidad del prosumer mediante un esquema de recompra, a un precio por debajo del minorista y vender al precio minorista, vender y comprar al precio minorista o comprar con prima y vender al precio minorista.

- **Net-Billing con crédito renovable**

Este esquema permite a los prosumers obtener un crédito renovable por cualquier exceso de energía electricidad generada. Este crédito puede usarse para compensar los cargos en el próximo período de facturación. Al final del período bancario (o de créditos), el prosumer no recibe compensación por ningún exceso de créditos porque estos se transfieren al siguiente período bancario.

---

<sup>8</sup> Extraído de <http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>.



## - Net-Billing con crédito renovable y recompra

Este esquema se da cuando la distribuidora permite el almacenamiento del exceso de electricidad entre períodos de facturación y compra cualquier exceso de crédito al final del período bancario.

Por tanto, el esquema Net-Billing consiste en que los excedentes de energía eléctrica que presentarían los agentes con Generación Distribuida (prosumers) puedan venderlo a su suministrador (empresa distribuidora), de forma que inyecte dichos excedentes a la red. Este flujo de energía es lo que conlleva a la existencia de una liquidación económica de los excedentes. (Osinergmin, 2018).

Una vez revisados los dos principales mecanismos regulatorios, a fin que este nuevo medio de generación sea viable, los *policy makers* deben especificar las características técnicas en función de sus objetivos, como se puede apreciar en el Cuadro 2.2.

**CUADRO 2.2. COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE MECANISMOS REGULATORIOS APLICADOS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

País	Mecanismo	Características técnicas
Brasil	Net-Metering	Residencial y comercial de 75 kW, y mini generación de 5 MW.
Chile	Net-Billing y autoconsumo	Capacidad límite 100 kW.
México	Net-Metering	Residencial: hasta 10 kW a 500 kW.
EEUU	Net-Metering	Capacidad límite de 1000 kW. Hay condiciones particulares por estado.
Francia	FiT <sup>9</sup>	Los rangos de kW en [0-3], [3-9], [9-100], [100-12000].
Alemania	FiT y autoconsumo	Gamas de kW [0-40], [40-1000], [1000-10000].
Italia	Net-Metering	kW rangos en [0-3], [3-9], [9-100].

Fuente: (Humpire, Rios & Luyo: 2018)

## 2.3. Experiencias internacionales

### Chile

En Chile, la Generación Distribuida comprende todo medio de generación conectada a las instalaciones de una empresa de distribución hasta el límite de 9 MW. En su normativa, la Ley 20571, promueve que los clientes finales de las empresas distribuidoras instalen sistemas de generación mediante fuentes renovables no convencionales y cogeneración eficiente hasta una capacidad instalada de 100 kW con el objetivo principal de abastecer sus requerimientos de

<sup>9</sup> Feed in Tariff (FiT)



energía (autoconsumo) y permitir vender sus excedentes de energía. Asimismo, el Decreto Supremo N° 244 introduce el concepto de pequeños medios de Generación Distribuida<sup>10</sup> como medios de generación con una capacidad mayor a 100 kW hasta el límite de 9 MW que se conectan en las instalaciones del sistema de distribución.<sup>11</sup>

### Reino Unido

En el Reino Unido, la Generación Distribuida comprende a toda unidad de generación que opera conectada a la red de distribución.

### Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda, el Código de Participación de la Industria Eléctrica publicada en el año 2010 define a la Generación Distribuida como todo generador conectado directamente a la red de distribución o conectado a las instalaciones de un consumidor de la red de distribución,<sup>12</sup> sin embargo, no incluye a las centrales de generación operadas por el distribuidor para mantener y/o restaurar en parte o todo el suministro en la red de distribución o aquellas centrales de generación que se sincronizan momentáneamente a la red de distribución.

### Estados Unidos de Norteamérica

En Estados Unidos, la regulación del sector eléctrico está en parte descentralizada, con un cierto reparto entre las competencias de la FERC (que se encarga de la regulación federal) y las competencias de los Estados. La regulación sobre la Generación Distribuida no es una excepción, y desde la misma definición del concepto de Generación Distribuida es posible encontrarse con diferentes matices dependiendo del tipo de regulación federal, estatal o de una determinada jurisdicción.

Asimismo, en dicho país, el concepto de la Generación Distribuida se aborda como parte del concepto de recursos energéticos distribuidos (*Distributed Renewable Resource*, DER), que incluyen además, el almacenamiento, manejo de demanda y entre otros.<sup>13</sup>

---

<sup>10</sup> No incluye Generadores de Emergencia Móvil.

<sup>11</sup> En Chile, se define Sistema de Distribución como el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a los usuarios ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros, o a instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV que utilicen bienes nacionales de uso público.

<sup>12</sup> El Código de Participación de la Industria Eléctrica la define como las líneas eléctricas y el equipo asociado operado o que pertenece al distribuidor.

<sup>13</sup> Ver "Distributed Energy Resources Technical Considerations for the Bulk Power System Staff Report Docket No. AD18-10-000. February 2018".

En términos generales, para efectos de esta revisión, se puede considerar que la Generación Distribuida es aquella de capacidad instalada menor a 20 MW que se encuentra conectada a la red de distribución. La GD engloba tanto aquella que se usa parcialmente para el autoconsumo (y suele estar detrás del contador) como aquella que se usa enteramente para participar en los distintos mercados.

En el caso particular de la Generación Distribuida, la FERC tiene competencias en lo referente a las ventas en el mercado mayorista (que es interestatal) y en los cargos de la red de transporte. Por otro lado, los estados tienen competencias a la hora de determinar los procedimientos de interconexión o las tarifas. Esta distinción lleva por ejemplo a que el Net-Metering sea una competencia estatal, pero las ventas de energía en el mercado sea competencia de la FERC. Del mismo modo, la participación de los consumidores en programas de respuesta de la demanda a nivel distribución es competencia estatal, pero la agregación de recursos para la participación en mercados mayoristas es competencia de la FERC.

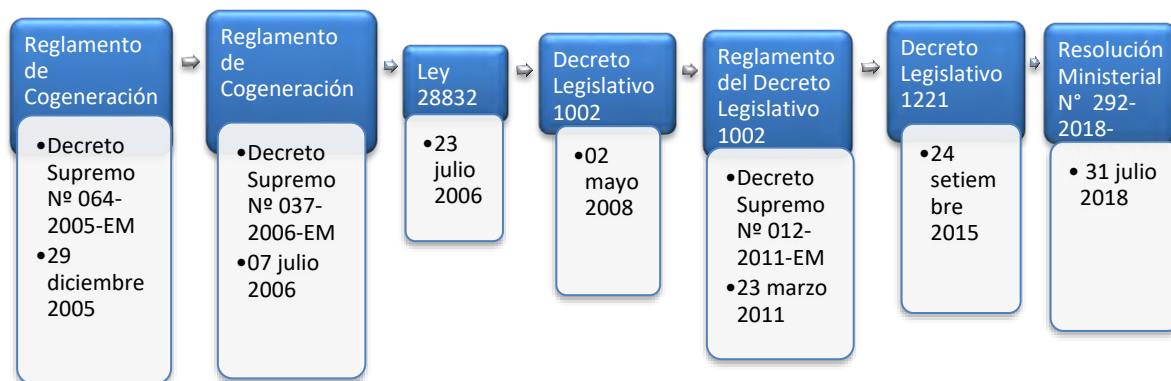
Según la definición de la FERC, un generador de pequeña escala (*small generator*) comprende a las instalaciones con potencia instalada hasta 20 MW. El propietario de la instalación de generación o cliente de interconexión que desea conectar y operar de forma paralela su generador al sistema de transmisión o distribución debe cumplir con los requisitos establecidos por el *Small Generator Interconnection Agreement* (SGIA, 2016) publicado en el año 2016.

#### **2.4. Experiencia nacional: Marco Normativo Peruano**

El marco jurídico vigente en el Perú regula diversas formas de generación eléctrica, con regímenes diversos y reglas específicas para casos particulares. Existen formas de generación eléctrica que se rigen, además de las normas jurídicas peruanas, por las disposiciones contractuales propias suscritas con el Estado Peruano a iniciativa de la inversión privada para la construcción, operación y mantenimiento de unidades de generación.

La Generación Distribuida es una forma de generación eléctrica con reconocimiento legal en el Perú. Se trata de un reconocimiento legal que ha ido evolucionando y complementándose a partir de la Ley 28832 hasta la Resolución Ministerial N° 292-2018.

## LÍNEA DE TIEMPO DE LA NORMATIVA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ



Elaboración propia

En efecto, se puede afirmar que la regulación de la Generación Distribuida se inició con el Reglamento de Cogeneración, aprobado por Decreto Supremo N° 064-2005-EM, que luego fue reemplazado por Decreto Supremo N° 037-2006-EM, actualmente vigente.<sup>14</sup>

Posteriormente, con la emisión de la Ley 28832 se regula expresamente la actividad de Generación Distribuida. Finalmente, con el Decreto Legislativo 1002 y su reglamento, y el Decreto Legislativo 1221 regulan las formas especiales de Generación Distribuida.

### Definición de Generación Distribuida en la Ley 28832

De acuerdo con el numeral 11 del artículo 1° de la Ley 28832, se define a la Generación Distribuida como: “11. *Generación Distribuida.* - *Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.*”

Sobre el particular, dicha definición contenida en la Ley 28832 considera como Generación Distribuida a las unidades de generación conectadas a las redes del concesionario de distribución, sin embargo, no se hace diferencias entre redes de muy alta, alta, media o baja tensión. Asimismo, un concesionario de distribución puede ser titular de redes de transmisión, por lo que una unidad de generación conectada a un sistema de transmisión, que forme parte de las redes del concesionario de distribución eléctrica, también podría ser calificada como Generación Distribuida bajo los alcances de la Ley 28832.

De lo dicho anteriormente, la Generación Distribuida sería una instalación de generación cuya capacidad está limitada a la potencia que señale el reglamento indicado, empero si se superase este límite máximo, la instalación de generación

<sup>14</sup> Cabe resaltar que esta norma no tipifica la actividad de Generación Distribuida como tal, sino la de cogeneración, la cual conforme numeral 3.5 del artículo 3° del Nuevo Reglamento de Cogeneración, consiste en la producción combinada de energía eléctrica y calor útil donde la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y el excedente es comercializado en el mercado eléctrico.

dejará de ser calificada como “Generación Distribuida”, por lo que ya no le serían aplicables las reglas establecidas en la Ley 28832.

Los beneficios que la Ley 28832 otorga a la Generación Distribuida se encuentran en su Disposición Complementaria Final Octava:

*“OCTAVA.- Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes*

*Las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se registrarán por las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:*

*a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,*

*b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.”*

Así también, la definición de generador que contiene la Ley 28832 es la siguiente:

*“10. Generador. - Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.”*

#### Definición de Generación Distribuida en el Decreto Legislativo 1002

En el año 2008, se publicó el Decreto Legislativo 1002, que regula la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

De acuerdo con el Artículo 6° de esa norma, *los generadores RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida, conforme lo establezca el Reglamento, pagarán por el uso de las redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley 28832.*

Al respecto, si bien el Decreto Legislativo 1002 señala que, las características que debe cumplir un generador RER para ser considerado como un generador distribuido serán precisadas en el Reglamento de Generación Distribuida, hasta la actualidad no se dio la aprobación de dicho reglamento y se cuenta con un Reglamento de Cogeneración aprobado con anterioridad a la aprobación del DL 1002.

La generación RER que es calificada como distribuida tendrá derecho a las siguientes características estipuladas en el DL 1002 aplicables a toda la generación RER:



- (i) La generación RER tiene prioridad en el despacho diario de carga efectuado por el COES, para lo cual se le considerará un costo variable de producción igual a cero.
- (ii) Para vender total o parcialmente la producción de energía eléctrica, los titulares de centrales RER deben colocar su energía en el MCP. El precio de este mercado será complementado con la prima fijada por Osinergmin, siempre que el costo marginal sea menor a la tarifa respectiva y el generador haya sido beneficiario de una subasta convocada por el Minem.

De ello se desprende que, se regula un tipo de Generación Distribuida basado en el uso de Recursos Energéticos Renovables y que se trata de un subconjunto de Generación Distribuida regulada por la Ley 28832. Este tipo de Generación Distribuida con RER tendría además de prioridad de acceso en el despacho diario, prioridad de acceso a las redes eléctricas:

*“Artículo 8.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución.*

*En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2 de este Decreto Legislativo.”<sup>15</sup>*

En el Artículo 3° de dicho Decreto Legislativo, las RER vienen a ser los recursos energéticos de biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidráulica. Este último únicamente cuando la capacidad instalada no supera los 20 MW.

#### Definición de Generación Distribuida en el Decreto Legislativo 1221

En el año 2015, se publicó el Decreto Legislativo 1221 cuyo objetivo era promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú a partir de la mejora de la regulación de la distribución de electricidad. De acuerdo con el Artículo 2° de esta norma, los Usuarios Regulados que cuenten con equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración hasta una potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ello para su propio consumo de electricidad o inyectar sus excedentes de consumo a la red,<sup>16</sup> toda vez no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado.

---

<sup>15</sup> El mencionado artículo 2° señala que el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Actualmente dicho porcentaje es igual a 5%.

<sup>16</sup> Hay que tomar en cuenta que hoy en día, Osinergmin considera que las tarifas de distribución remuneran las redes que inician en los alimentadores de 23 kV, no obstante, en el Código de Electricidad se define que



Asimismo, el Decreto Legislativo 1221 en su artículo 2° regula lo que se denominaría como Microgeneración Distribuida (MCD), conforme se dispone en lo siguiente:

“2.1 Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado.

2.2 La potencia máxima señalada en el numeral anterior, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la Generación Distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre Generación Distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas”.

#### Definición de Generación Distribuida en la Ley de Concesiones Eléctricas

La LCE señala que, de forma general, si una unidad de generación se encuentra conectada directamente a las redes del concesionario de distribución eléctrica, y que no cumple con las condiciones señaladas en la Ley 28832 o los Decretos Legislativo 1002 y 1221, deberá regirse por el régimen general establecido en la mencionada LCE y los reglamentos que le sean aplicables.

De otro lado, en los artículos 3° y 4° de la LCE se establece que cuando la potencia instalada supere los 500 kW solo se requiere Concesión o Autorización para generación de electricidad. En su efecto, la generación de menor tamaño no es un generador de acuerdo con la Ley 28832.

En cuanto a las condiciones técnicas, comerciales, regulatorias y entre otras que permiten Generación Distribuida, estas deben hallarse establecidas en un reglamento que a la fecha solo se encuentra en términos de Proyecto o en el mejor de los casos está siendo objeto de un análisis exhaustivo a la luz de la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad<sup>17</sup>, instaurada mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM publicada el 20 de junio de 2019.

---

las tensiones de distribución son aquellas menores que 60 kV. No está claro entonces a qué redes se refiere el DL 1221.

<sup>17</sup> Cabe indicar que la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad fue creada con el objetivo de “realizar un análisis minucioso del mercado de electricidad y del marco normativo relacionado a los Subsectores Electricidad ..., en lo relacionado a la previsión de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), a fin se formule propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”.

## Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida

Mediante la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, el Minem publicó el proyecto del Reglamento de la Generación Distribuida que tiene como objetivo regularla de acuerdo a la legislación que la define, estableciendo requisitos que permitan su incorporación al sistema, operación y régimen comercial.

Son dos los aspectos que caracterizan este proyecto:

(i) División en dos segmentos: La Mediana Generación Distribuida (MGD) y la Microgeneración Distribuida (MCD). La primera relacionada a la GD regulada según la Ley 28832, la cual es aplicable únicamente a instalaciones con capacidad entre 200 kW y 10 MW, y podrían estar conectadas en redes de media tensión; mientras que la segunda está referida a la GD regulada según el Decreto Legislativo 1221, la cual se encuentra vinculada con la demanda vegetativa (usuarios de servicio público de electricidad) cuya instalación estaría conectada a las redes de distribución de baja o media tensión (hasta 33 kV) y donde la capacidad máxima sería hasta 200 kW.

(ii) Aplicación de reglas diferenciadas a la MGD y MCD:

Regla	MGD	MCD
En relación a la conexión	Los agentes interesados deben cumplir una serie de reglas a fin que las empresas de distribución eléctrica ("EDE") puedan prestar sus redes de distribución para la conexión. Para ello, debe haber un estudio de conexión, elaborado por el interesado o la EDE. El cumplimiento de las reglas en relación a la conexión derivará en la suscripción de un Convenio de Conexión y de Operación.	A diferencia de la MGD, en la MCD, el agente interesado deberá pagar a la EDE un cargo de conexión asociado a los costos de conexión. Al igual que en la MGD, debe haber un estudio de conexión, el cual sería elaborado por la EDE solo en caso lo considere pertinente. Asimismo, de igual manera que para la MGD, se prevé la suscripción de un Convenio de Conexión y de Operación.
En relación a la comercialización	Son las referidas a la comercialización de potencia y energía de la MGD. Es la empresa de generación eléctrica quien asumiría el pago de peajes y a la vez realizaría las transferencias de lo recaudado en conformidad con el artículo 137° del Reglamento de la Ley de	A diferencia de la MGD, estas corresponden a reglas asociadas con la comercialización de excedentes, entre las cuales figuran que la MCD es quien pagaría los peajes y cargos tarifarios por el consumo de energía establecidos según normativa. El Proyecto

Regla	MGD	MCD
	<p>Concesiones Eléctricas (“RLCE”). De otro lado, el uso de las redes de distribución para la MGD solo estaría sujeto únicamente al costo incremental incurrido.</p>	<p>dispone que, en caso, en un determinado mes se generen excedentes de MCD, estos funcionarían como un “crédito de energía” a favor del titular de la MCD, de modo que podría ser empleado a cargo de su consumo de energía en los meses siguientes en un periodo de un año calendario. Posterior a dicho año, ese derecho de crédito se pierde y la energía permanecerá en beneficio del sistema de distribución eléctrica.</p>
<p>En relación a la instalación y coordinación</p>	<p>La existencia de una coordinación constante del tipo operativo es imprescindible entre las EDE y el COES para el tema de las condiciones de operación de la MGD en la red de distribución. Al respecto, parte del proyecto es también modificar el artículo 92° del RLCE, con el cual se le estaría trasladando las funciones del COES a las EDE para que coordine la operación de la Generación Distribuida en su zona y por su parte, el COES solventaría aquellos “costos eficientes” relacionados con el ejercicio de las funciones de coordinación.</p>	<p>En cuanto a la instalación de la MCD, no sería necesario de la participación del COES. De otro lado, la producción de energía sería utilizada para abastecer el consumo del Usuario Regulado, donde los excedentes de la MCD serían inyectados a la red de distribución.</p>

Fuente: Ramos, E. (2020)

Si bien el reglamento de la GD es todavía un proyecto, ello no ha impedido que algunas empresas eléctricas entre generadoras, distribuidoras e industrias con usos intensivos de energía hayan puesto en marcha proyectos de GD, a fin de tener un mayor control de su suministro de electricidad, según (Ramos, 2020).

Una vez tratado sobre qué se entiende por Generación Distribuida y los avances normativos en cuanto a su implementación recogidos de la experiencia internacional como de nacional, en el capítulo siguiente se realiza un Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) considerando dos de los mecanismos regulatorios

más utilizados en la implementación de la GD en el mundo, a fin que el regulador tenga identificado los aspectos calificados como costos y beneficios, para cuando tenga que definir cuál esquema regulatorio considerar.



## SEGUNDA PARTE: DISEÑO METODOLÓGICO Y RESULTADOS

### CAPÍTULO III

#### ANÁLISIS DE IMPACTO REGULATORIO

En esta sección, se desarrolla el Análisis de Impacto Regulatorio (en adelante, RIA) de dos esquemas regulatorios que se implementarían en el marco de una Generación Distribuida en el Perú.

Dicho análisis se realizó considerando los lineamientos formulados por la OCDE y la Guía RIA de Osinergmin.

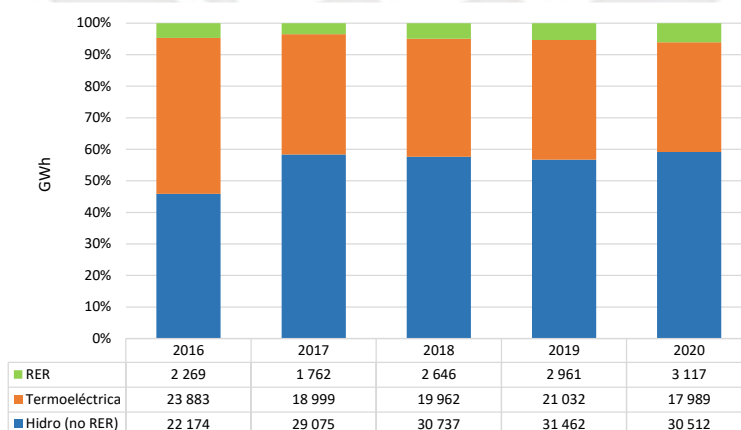
#### 3.1. Contexto y problemática

##### 3.1.1. Contexto

En el subsector de generación, se tiene que las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a Usuarios Regulados, mediante las empresas de distribución, y a los Usuarios Libres, que contratan más de 2,5 MW de potencia a través de contratos de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements (PPA)*.

A diciembre 2019<sup>18</sup>, la tasa de variación en el uso de recursos energéticos renovables (RER) para la producción de electricidad ha sido de +11,93%, mayor que con otros recursos como el termoeléctrico (+5,36%) y el hidroeléctrico (+2,36%) en comparación con sus similares del año 2018, como se puede ver en el Gráfico 3.1.

**GRÁFICO 3.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTES ENERGÉTICAS**



Elaboración: Minem, Apoyo & Asociados.

<sup>18</sup> En el presente documento se ha considerado coherente tomar información estadística al 2019 a fin de reducir los efectos de contar con información atípica, lo cual se dio en el año 2020 cuando el sector eléctrico y otros se vieron afectados por el fenómeno de la pandemia a causa del COVID-19.



Sin embargo, este potencial de las RER en la generación está sujeto a que los proyectos que las involucren estén puestos en operación. En abril 2021, la Gerencia de Supervisión de Energía de Osinergmin informó que para el periodo 2021- 2024, siete proyectos de inversión privada de centrales de generación eléctrica presentaban avances con un monto de inversión de 1 521,6 millones USD. Ver Cuadro 3.1. Sin embargo, debido a la pandemia por el COVID-19 y entre otros factores hay un número significativo de proyectos que se encuentra paralizado, retrasado y/u observado por el Minem. Por lo que únicamente 10 de los 22 proyectos anunciados para el periodo 2021-2024, cuentan con avances.

### CUADRO 3.1. PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Central	Región	Empresa	Potencia (MW)	Fecha de Puesta en Operación Comercial (POC)
C.H. La Virgen	Junín	La Virgen	84	31-Jul-21
C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Cía. Energética Del Centro	180	30-Dic-21
C.S.F. Continua Chachani	Arequipa	CSF Continua Chachani	100	15-Nov-21
C.H. San Gabán III	Puno	Hydro global Perú	205,8	1-Feb-22
C.E: Wayra Extensión	Ica	Enel Green Power	108	30-Dic-22
C.S. Clemesi	Moquegua	Enel Green Power	116,45	2023
C.E. Punta Lomitas	Ica	Engie Energía Perú	260	29-May-24

Elaboración propia

Fuente: Compendio de Proyectos de Generación y Transmisión Eléctrica en Construcción.

Bajo ese contexto, se presume que, si en los próximos años no se empieza la construcción de capacidad adicional de generación, el incremento de la demanda obligará a utilizar fuentes menos eficientes como el Diésel y carbón<sup>19</sup>, elevando significativamente los precios pactados en los PPA. Sumado a ello, las condiciones actuales del mercado no estarían incentivando tales inversiones; y, considerando el tiempo que requiere la construcción de una central de generación, el incremento de tarifas sería una constante por un prolongado periodo.

Por tanto, el panorama de hoy y de mañana está lleno de incertidumbre por el lado de la oferta. Así que ante ello, las RER sería en conjunto el nuevo punto de partida para la generación eléctrica. Aprovechando este potencial se prevé explotarlas mediante la Generación Distribuida, donde el usuario pasaría a tener un papel activo como Prosumer (productor y consumidor).

<sup>19</sup> Ello en referencia a que:

En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H), luego las térmicas (C.T) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel. (Apoyo & Asociados 2019: 1).

Disponible en: <http://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2019/08/Sectorial-Junio-2019.pdf>

En un escenario en el cual se cuenta con diversos recursos energéticos no convencionales, se apuesta por el fotovoltaico para la implementación de GD, debido a condiciones que favorecen la producción fotovoltaica, como, por ejemplo, ubicación geográfica, irradiación solar incidente en la superficie, temperatura, ángulo óptimo de inclinación, que se verifica en varios departamentos del Perú, en comparación con otras RER, según (Humpire, 2017).

**GRÁFICO 3.2. MAPA DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA DEL PERÚ**



Extraído de Humpire (2017).

Del Gráfico 3.2, se desprende que el recurso solar disponible para generación eléctrica en el Perú va ascendiendo de norte a sur.

En el Cuadro 3.2 se especifica el nivel de recurso solar encontrada por zona geográfica y departamento. Según dicho Cuadro, los departamentos de Arequipa, seguido por Puno y Moquegua tienen mayor incidencia en la producción fotovoltaica que otros departamentos.

**CUADRO 3.2. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA POR REGIÓN GEOGRÁFICA EN EL PERÚ**

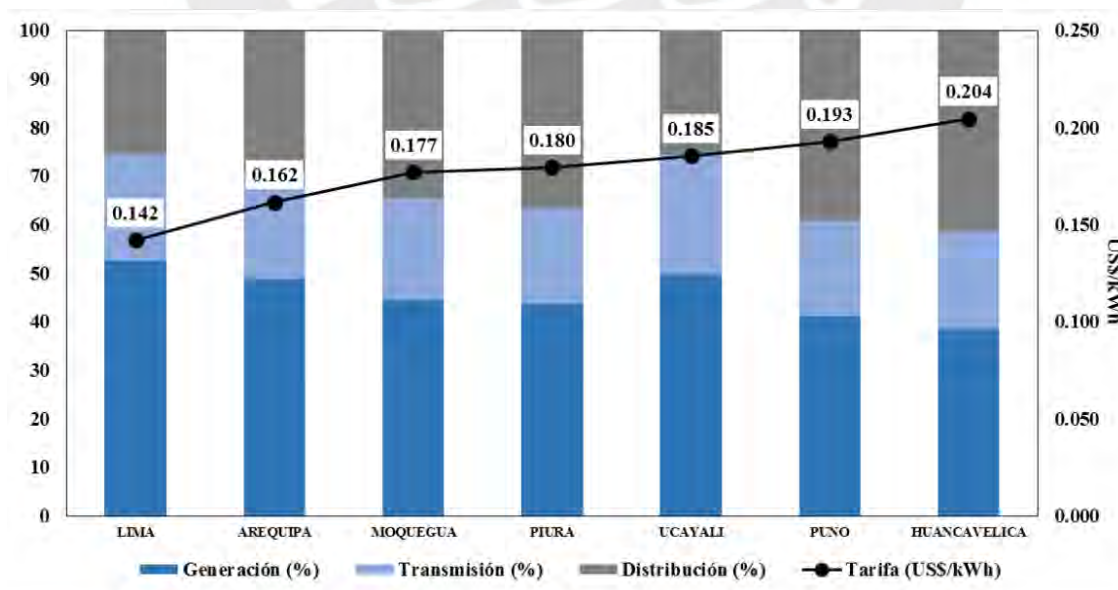
Zona Geográfica	Departamento	Recurso Solar (kWh /kWp)
Costa Norte	Piura	1 340
Costa Centro	Lima	1 372
Selva Centro	Ucayali	1 400
Sierra Centro	Huancavelica	1 700
Sierra Sur	Moquegua	2 062
Sierra Sur	Puno	2 070
Sierra Sur	Arequipa	2 088

Fuente y elaboración: Humpire (2017).

### 3.1.2. Identificación del problema

La tarifa por el servicio público de electricidad refleja el costo agregado por los servicios de generación, trasmisión y distribución eléctrica. En el Gráfico 3.3 se observa cómo se encuentra constituida la tarifa BT5B, en el cual se resalta que el pago por distribución de electricidad tiene la mayor variación en la estructura de los costos según la región (departamento) y el sector (urbano, rural o muy rural).

**GRÁFICO 3.3. TARIFAS FINALES DE ELECTRICIDAD (SIN FOSE) Y SU ESTRUCTURA POR REGIÓN**



Extraído de Humpire (2017).

La tarifa eléctrica residencial tiende a incrementarse periódicamente, debido, principalmente, a los costos que implica la actividad de distribución.

Así también, en el Perú, las tarifas eléctricas para el usuario residencial BT5B, son constantes en el día – *Flat Rate Price*. A ello se suma la aplicación de un subsidio cruzado entre usuarios residenciales, denominado Fondo de Compensación Social Eléctrica - FOSE. Este permite beneficiar a poblaciones vulnerables, haciendo que la tarifa que paga el usuario de consumo menor a 100 kWh/mes sea financiada a través de un incremento en la tarifa del usuario de consumo mayor a 100 kWh/mes.

Por tanto, mientras la tendencia de la tarifa eléctrica sea creciente en el tiempo, el usuario residencial tendrá mayor incentivo económico a convertirse en prosumer.

### **3.1.3. Causas del problema**

La actividad de Generación Distribuida entendida como el desarrollo de la actividad de generación conectada a las redes de distribución tiene reconocimiento legal. Sin embargo, esta regulación no presenta argumentos sostenibles del esquema del negocio de la GD tampoco permite tener una idea sobre sus implicancias estructurales y tarifarias en el mercado eléctrico.

Esta falta de desarrollo reglamentario hace necesario realizar esfuerzos a nivel técnico, económico y jurídico, a efectos de identificar opciones para el mejor tratamiento regulatorio para esta forma de generación, de modo que el desarrollo de la Generación Distribuida no afecte la eficiencia y seguridad del servicio de distribución eléctrica.

### **3.1.4. Justificación**

Se ha identificado que la normativa vigente presenta vacíos en relación a la implementación de la Generación Distribuida en tres aspectos fundamentales:

- a) No han desarrollado de forma integral los aspectos vinculados a la GD, ya que no permite sentar una base clara sobre cómo debería desarrollarse este segmento de negocio ni tampoco permite tener una idea sobre sus implicancias estructurales y tarifarias en el mercado eléctrico.
- b) La implementación de la GD sobre la red de distribución traerá aciertos y desaciertos que conlleven a soluciones como también a nuevos problemas de los tipos técnicos, económicos y regulatorios.
- c) La unificación en conceptos y objetivos de la GD es necesaria con la finalidad de que en forma gradual se pueda desarrollar e implantar este nuevo negocio en el mercado energético y como consecuencia de ello, no afecte la integridad y operatividad de los sistemas eléctricos.



## **3.2. Objetivos**

En concordancia con el problema identificado, los objetivos que se lograrían alcanzar con la intervención regulatoria son:

### **3.2.1. Objetivo General**

Implementar la Generación Distribuida en el sector eléctrico del Perú aprovechando la energía fotovoltaica y el avance tecnológico, de modo que contribuya a una eficiencia asignativa en el sector eléctrico.

### **3.2.2. Objetivos específicos**

- Identificar opciones de políticas para el mejor tratamiento regulatorio de la GD.
- Contar con un óptimo esquema tarifario de aplicación de la GD.

## **3.3. Opciones de Alternativa**

Las opciones de alternativa a las que se hace mención son los diferentes esquemas tarifarios que se aplicarían en una implementación de la GD. Para ello se ha considerado para evaluación del RIA dos de los muchos esquemas tarifarios existentes, por ser los mayormente empleados y presentan un mayor estado de arte.

Estas son:

**Opción 0:** Escenario Base. Consiste en no hacer nada. Mantener un *Status Quo*.

**Opción 1:** Consiste en aplicar el esquema regulatorio de Net-Metering.

**Opción 2:** Consiste en aplicar el esquema regulatorio de Net-Billing.

A continuación, se detalla cada opción de alternativa.

### **3.3.1. Opción 0: Escenario Base**

Consiste en mantener el estado que existe actualmente, es decir, con normas con rango de ley que regulan de manera general y poco desarrollada la generación embebida en las redes de distribución.

Esta opción consiste en no realizar modificación o agregación alguna al cuerpo normativo vigente, el cual regula la Generación Distribuida. Por tanto, se mantendría una regulación de forma general, con poco desarrollo sobre las definiciones, procedimientos y entre otros aspectos relevantes que pueda ayudar a su desarrollo y desenvolvimiento.

Cabe agregar que, tampoco se contará con un reglamento oficial, ya que a la fecha se encuentra como proyecto, impidiendo tener una idea clara sobre sus



implicancias estructurales y tarifarias, a fin de no afectar la eficiencia y seguridad del servicio de distribución eléctrica.

### **3.3.2. Opción 1: Esquema regulatorio de Net-Metering**

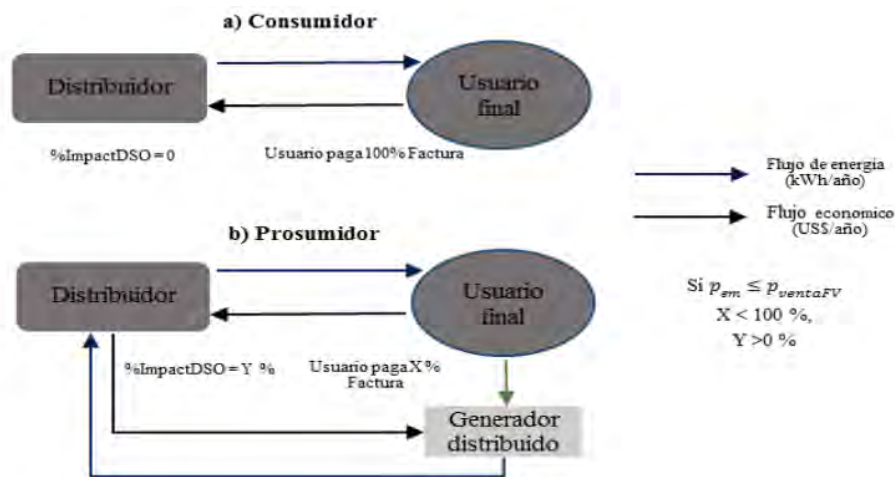
Bajo este esquema, el usuario recibe los cargos a la tarifa estándar por su consumo neto durante meses y además recibe un crédito a la tarifa estándar por la energía entregada a la red durante los meses en lo que el usuario es productor neto, según (Deloitte, 2018).

Asimismo, según (Varas, T et al, 2016) con Net-Metering la energía inyectada a la red será compensada al mismo valor económico que la energía consumida. Para ello debe considerarse que los flujos de energía serán medidos y contabilizados mensualmente o anual. Por consiguiente, el usuario pretenderá generar la misma cantidad de energía consumida, a fin que el balance anual entre demanda y producción de energía se reduzca a cero (*Net zero energy building*).

Por tanto, en su modelo, (Varas, T et al, 2016) minimiza el diferencial que puede haber entre la energía ofertada y demandada en un balance anual, a fin que la potencia instalada de la producción eléctrica fotovoltaica sea la óptima. A partir de dicho modelo, el mecanismo Net-Metering es indiferente al tamaño que tenga la instalación a escala residencial puesto que:

- En un caso con Generación Distribuida, pero con usuario en modo de solo consumidor, su consumo de electricidad estaría cubierto al 100% mediante la red de distribución.
- En un caso con Generación Distribuida, pero con usuario en modo de prosumidor, este tendrá un beneficio equivalente a la reducción de su facturación de electricidad. El efecto sobre la empresa distribuidora es que, por cada usuario, la pérdida económica que le genera la inyección de su energía fotovoltaica será a un valor superior al del mercado mayorista. Ver Gráfico 3.4.

#### **GRÁFICO 3.4. RELACIÓN ENTRE EL DISTRIBUIDOR DE ELECTRICIDAD, USUARIO FINAL Y GENERADOR DISTRIBUIDOR**



Donde DSO es empresa distribuidora eléctrica.  
 Extraído de Humpire (2017).

A continuación, se resume los aspectos más relevantes de la Opción 1:

**Al estar conectados a la red de distribución, los recursos distribuidos pueden modificar con su funcionamiento, la forma de operación tradicional de estas redes.** El operador de la red de distribución tiene que estar preparado (y de la regulación depende de que este agente tenga incentivos para llevar a cabo este proceso de adaptación) para que la Generación Distribuida se asimile de manera eficiente. Estos recursos también representan una oportunidad para la red de distribución, al poder prestar servicios que antes no existían como tales.

Por su parte, la actividad de distribución minorista de electricidad (a usuarios regulados y libres) puede ser encargada a una empresa del tipo comercializadora, que podría desempeñarse en un régimen de monopolio legal, en tanto el sistema eléctrico peruano madure en el sector de distribución y pueda ser expuesto directamente en un mercado competitivo.

**Sobre el desarrollo de las redes de distribución:** dado que en el sector de la distribución no existen señales de largo plazo, se genera una doble incertidumbre.

Por un lado, el operador de la red de distribución no puede prever cómo se van a desarrollar los recursos distribuidos y en consecuencia no puede planificar de manera eficiente la expansión de la red. Por otro lado, los consumidores no pueden prever las decisiones de inversión de los otros usuarios, aunque estas decisiones puedan tener un enorme impacto en el valor de sus inversiones.

Adicionalmente, las empresas de distribución deberán organizar subastas competitivas periódicas para el uso de la red (opciones sobre la capacidad de distribución). A través de este mecanismo, el operador de la red comunicaría a los usuarios el coste marginal esperado de la expansión de la red y esto incentivaría a los usuarios a revelar el valor que dan al servicio de red.

Algunos usuarios adquirirían la opción para el uso futuro de la red, mientras para otros sería más conveniente evitar los nuevos cargos de red a través de la instalación de recursos distribuidos. En este segundo caso, los usuarios se comprometerían a entregar un servicio de red al operador durante los periodos de mayor congestión.

**Sobre el esquema de remuneración para la producción eléctrica de los generadores distribuidos:** El mecanismo Net-Metering o Balanceo neto del consumo consiste en la facturación, por parte de la empresa de distribución eléctrica, de la energía neta medida por el contador de energía de un consumidor eléctrico.

En esencia, este mecanismo supone una cuenta acumulada de energía consumida menos energía generada en cada ciclo de facturación, que no necesitan medirse independientemente, sino solo registrarse el balance final. Por ello, para su aplicación solo se requiere de un medidor bidireccional en el punto de conexión del usuario a la red.

Finalmente, si en el balance final del ciclo de facturación se genera más energía de la que se consume, este exceso de energía se registra como un crédito de energía a favor del usuario eléctrico que generalmente puede ser utilizado en un plazo máximo de un año contra sus futuros consumos de energía. De este modo, si en un ciclo de facturación, el usuario consume más energía de la que genera, puede además descontar el crédito de energía de que disponga.

### **3.3.3. Opción 2: Esquema regulatorio de Net-Billing**

En comparación con el anterior esquema regulatorio, el Net-Billing o Facturación neta emplea un método diferente para cobrar a los usuarios de GD, con el uso de contadores electromecánicos. Con la Facturación Neta, el usuario recibe un cargo si el contador indica que el usuario es consumidor neto durante el periodo de facturación. Sin embargo, las tarifas para calcular los cargos y créditos son diferentes en la facturación neta, según (Deloitte, 2018).

Esta opción establece que el incremento de los recursos distribuidos no implicará la reducción de los montos necesarios para mantener las redes del distribuidor.

En este caso, en cada ciclo de facturación, se factura la energía consumida al valor de la tarifa minorista (generación y redes) y se descuenta el valor de la energía producida a la tarifa de generación, la cual puede ser valorizada con los precios del Mercado Mayorista o mediante alguna tarifa equivalente a dicho precio mayorista.

Bajo un esquema Net-Billing, (Varas, T et al, 2016) plantea que el precio de energía inyectada es menor que el valor de energía comprada. Para ello, debe considerarse que los flujos de energía deben ser medidos de forma constante y contabilizados en el instante.

En tal sentido, esta segunda opción regulatoria propone la implementación de mercados intradiario, es decir, una secuencia de mercados, con un despacho vinculante en el día anterior a la operación y una serie de sesiones que permitan actualizar los compromisos comerciales en el horizonte intradiario (tiempo real), hasta llegar a un mercado de balance final en el tiempo real.

Se concluye de dicho modelo que, en beneficio del distribuidor, mediante el mecanismo Net-Billing se restringe el precio de la energía fotovoltaica inyectada a la red, haciendo que esta no debe ser mayor al precio de energía que podría adquirir en el Mercado Mayorista de Electricidad. Bajo esta restricción, al distribuidor le será indiferente quien inyecte la energía, ya sea el generador centralizado o el distribuido (prosumer).

A continuación, se resume los aspectos más relevantes que comprende esta Opción 2:

**Sobre el esquema tarifario de distribución eléctrica:** Esta opción ordena desacoplar la remuneración del servicio de distribución del volumen de energía. Si este cambio no se produce, una inversión en Generación Distribuida significaría para la empresa una reducción de su remuneración sin que esté asociada con una reducción de sus costes, imponiéndole una pérdida económica. Para niveles de inversión pequeños, esta pérdida puede ser asumible, pero a partir de ciertos niveles de penetración de GD, esta dinámica puede generar problemas financieros a las compañías del sector.

Además, esta medida debe ser complementada con la obligación del pago de un cargo fijo, que remunere los costos residuales que no puedan ser cubiertos con el esquema de remuneración del costo marginal de largo plazo. Al respecto, todos los costes que no se pueden asignar a través de una metodología eficiente tienen que ser considerados como costes residuales. Estos costos deben ser recuperados a través de cargos complementarios fijos desiguales que no distorsionen las otras señales del mercado.

Estos cargos fijos se calcularían a través de una metodología que considere el consumo histórico de electricidad (a nivel tanto de energía como de demanda de punta). De este modo, el cambio tarifario modificaría las señales económicas que se envían a los consumidores, pero la tarifa que paga cada consumidor variaría poco.

**Sobre el desarrollo de las redes de distribución:** Así como en la Opción 1, esta medida implica también que las empresas de distribución eléctrica organicen subastas competitivas periódicas para el uso de la red (opciones sobre la capacidad de distribución).



A través de este mecanismo, el operador de la red comunicaría a los usuarios el coste marginal esperado de la expansión de la red y esto incentivaría a los usuarios a revelar el valor que dan al servicio de red.

Algunos adquirirían la opción para el uso futuro de la red, mientras para otros sería más conveniente evitar los nuevos cargos de red a través de la instalación de recursos distribuidos. En este segundo caso, los usuarios se comprometerían a entregar un servicio de red al operador durante los periodos de mayor congestión.

**Sobre el esquema de remuneración para la producción eléctrica de los generadores distribuidos:** Este esquema o balanceo de facturaciones consiste en la medición por separado de la energía consumida y de la energía generada por un cliente y entregada a la red de distribución. En este caso, en cada ciclo de facturación, se factura la energía consumida al valor de la tarifa minorista (generación y redes) y se descuenta el valor de la energía producida a la tarifa de generación, la cual puede ser valorizada con los precios del Mercado Mayorista de Electricidad o mediante alguna tarifa equivalente a dicho precio mayorista.

En este caso, al usuario se le reconoce el valor del costo evitado de generación por la cantidad de energía inyectada a la red, y debe abonar lo correspondiente a las componentes de redes por el total de su consumo neto. Lo que evita pagar mediante este mecanismo, en la proporción en la que reduce su consumo efectivo de la red, son los otros costes regulados que puedan estar incluidos en la tarifa, por ejemplo, el coste adicional que pudiera derivarse de los contratos RER.

### **3.4. Evaluación de las Opciones de Alternativa**

Esta sección comprende el análisis de los impactos de las opciones de alternativa. Cada opción de política fue evaluada desde un enfoque cualitativo, con la posibilidad de que sean comparables, para así elegir la que brinde mayores beneficios y menores costos.

Cabe indicar que la Opción 0 no aplica a la evaluación, pues como escenario base parte la interrogante de actuar o no. El enfoque Cualitativo es sobre la identificación de aspectos calificados como beneficios y como costos que afectan a determinados grupos de interés (agentes involucrados en el proceso), en relación a la Opción 0.

La evaluación cualitativa se realizó bajo la premisa que cada opción de alternativa comprende diversas medidas que se complementan las unas con las otras, cuyos efectos recaerán sobre los agentes involucrados.

Cada una de las opciones de alternativa se elaboraron considerando una serie de criterios de carácter cualitativo, con la finalidad de que sean comparables y



así la elección sea sobre la que mayores beneficios, en términos agregados. Dichos criterios son:

**a) Efectividad.** Capacidad de la opción de alternativa en conseguir el objetivo específico trazado.

**b) Costo y Eficacia.** Es cuando las empresas incurren en costos mínimos para implementar la opción de alternativa.

**c) Simplicidad regulatoria.** Es cuando la implementación de cada opción de alternativa está supeditada a bajos costos de supervisión, seguimiento y control.

**d) Objetividad de incentivos.** Permite evaluar las opciones de alternativa de acuerdo al número de incentivos que garanticen el retorno de beneficios colaterales.

Cada opción de alternativa es evaluada según los criterios indicados. Para efectos de elegir la mejor opción de política se emplea el Cuadro 3.3.

**CUADRO 3.3. COMPARACIÓN DE LAS OPCIONES**

Beneficios				Costos		
3	2	1	0	-1	-2	-3
Con beneficio muy significativo al del escenario Base	Con beneficio significativo al del escenario Base	Con beneficio no significativo al del escenario Base	No presenta cambios con respecto al escenario Base	Con costo no significativo al del escenario Base	Con costo significativo al del escenario Base	Con costo muy significativo al del escenario Base

Nota: la escala de evaluación se ha realizado conforme a los beneficios y costos que presenta cada opción.

Fuente: Osinergmin

Elaboración propia

Para que una opción resulte más atractiva que otra y pueda ser considerada, se espera que el total de puntos (beneficios menos costos) por criterios sea mayor.

### 3.4.1. Evaluación de la Opción 1

Para una evaluación objetiva de la Opción 1 se tomará los resultados del estudio de (Humpire, 2017).

No si antes de precisar que, (Humpire, 2017) ha considerado los siguientes supuestos:

**Demanda de energía:** Dato extraído de los estudios de caracterización de carga y se muestra en términos de la relación entre la demanda instantánea y la máxima demanda. Se considera un usuario con un consumo mensual 430 kWh/mes, como caso de estudio del estudio.

**Oferta de energía fotovoltaica:** Según el modelo SOLARGIS, toma en cuenta la ubicación geográfica, irradiación solar incidente en la superficie, temperatura,

ángulo óptimo de inclinación a fin de estimar la producción de electricidad específica.

**Tarifas de electricidad:** En el Perú, las tarifas de energía eléctrica para el usuario del tipo residencial BT5B, son constantes en el día – Flat Rate Price. Además, se aplica un subsidio cruzado entre usuarios residenciales, denominado Fondo de Compensación Social Eléctrica - FOSE, que permite la reducción de tarifa en usuarios de consumo menor a 100 kWh/mes, financiada por un incremento en la tarifa de los usuarios de consumo mayor a 100 kWh/mes. (Humpire 2017: 5- 6)

Dicho aquello, en el Cuadro 3.4 se puede apreciar algunos resultados del estudio de (Humpire, 2017). En él se muestra dos indicadores que medirían los criterios de Costo y Eficacia, y Objetividad de incentivos que, en conjunto estima la efectividad de la opción de alternativa. El término “P/B” es el tiempo en años del retorno de la inversión inicial del proyecto y el término “%ImpactDSO” es el porcentaje cómo impacta el esquema Net-Metering en el negocio de la distribución de electricidad.

En dicho Cuadro, se observa que los departamentos Arequipa, Huancavelica, Moquegua y Puno presentan un indicador P/B menor que seis. Ello indica que, en menor de seis años, la inversión realizada de 2 000 USD/kWp retorna. Mientras que para un costo menor de inversión de 1 500 USD/kWp, el tiempo de retorno de la inversión en dichas regiones se reduce hasta 3,8 años. Este último implica un gran incentivo del tipo económico para los usuarios, pues la tecnología fotovoltaica tiene una vida útil que supera los 25 años.

En cuanto a la lectura del %ImpactDSO, la expresión de 0,5 kWp, indica un sistema fotovoltaico sin excedentes, lo cual indica no generar ningún impacto sobre el distribuidor; mientras que las otras expresiones 2,5 kWp y 5 kWp señalan lo contrario, altos excedentes, los cuales deben estar asociados a tasas de autoconsumo bajas, por un sistema fotovoltaico sobredimensionado y/o un mayor recurso solar.

#### **CUADRO 3.4. IMPACTO NET-METERING POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL TIPO FOTOVOLTAICO, POR REGIÓN**

Departamento	Net metering				
	P/B		%ImpactDSO		
	2000 US\$/kWp	1500 US\$/kWp	5 kWp	2.5 kWp	0.5 kWp
Lima	10.3	7.7	45%	15%	0%
Arequipa	5.9	4.4	82%	32%	0%
Moquegua	5.5	4.1	89%	34%	0%
Piura	8.3	6.2	50%	16%	0%
Ucayali	7.7	5.8	48%	16%	0%
Puno	5.0	3.8	94%	36%	0%
Huancavelica	5.8	4.3	77%	28%	0%

Fuente y elaboración: Humpire (2017).

De otro lado, en el Cuadro 3.5 se presenta los principales beneficios y costos en términos cualitativos asociados con el esquema regulatorio Net-Metering en el marco de una Generación Distribuida con energía Fotovoltaica.

**CUADRO 3.5. EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN 1**

Agente involucrado	Beneficios	Costos
Usuario	Es independiente del tamaño de la instalación a escala residencial.	
	El operador de la red comunicaría a los usuarios el coste marginal esperado de la expansión de la red.	No se puede prever las decisiones de inversión de los otros usuarios.
	El exceso de energía se registra como un crédito de energía a favor del usuario.	
	El usuario podrá pretender generar la misma cantidad de energía consumida, a fin de tener un balance anual de cero entre consumir e inyectar a la red.	
Distribuidor	Estos recursos también representan una oportunidad para la red de distribución, al poder prestar servicios que antes no existían como tales.	Probabilidad de pérdida económica que le genera la inyección de energía fotovoltaica por parte del prosumer, el cual equivale a un valor por encima del Mercado Mayorista de Electricidad.
		El operador de la red de distribución tiene que estar preparado para que la Generación Distribuida se asimile de manera eficiente.
		No se puede prever cómo se van a desarrollar los recursos distribuidos y, consecuentemente, no puede planificar de manera eficiente la expansión de la red.

		Organizar subastas competitivas periódicas para el uso de la red (opciones sobre la capacidad de distribución).
Osinermin	Los usuarios se comprometerían a entregar un servicio de red al operador durante los periodos de mayor congestión.	La actividad de distribución minorista de electricidad puede ser encargada a una empresa con actividades de comercialización, que podría desempeñarse en un régimen de monopolio legal.
		De la regulación depende de que este agente tenga incentivos para llevar a cabo este proceso de adaptación.

Elaboración propia.

### 3.4.2. Evaluación de la Opción 2

Para una evaluación objetiva de la Opción 2 se tomará también los resultados del estudio de (Humpire, 2017) siguiendo los mismos supuestos especificados en la sección 3.4.1. En el Cuadro 3.6 se tiene los dos mismos indicadores apreciados en el Cuadro 3.4.

De la lectura del Cuadro 3.6. es bajo el esquema de Net-Billing que, en cualquiera de los departamentos de Lima, Arequipa, Moquegua, Piura, Ucayali, Puno y Huancavelica, el sistema fotovoltaico se encuentra dimensionado de tal forma que la energía inyectada a la red es menor comparada al Net-Metering, lo que resulta más conveniente para el distribuidor de electricidad por no afectar su negocio.

**CUADRO 3.6. IMPACTO NET-BILLING POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA DEL TIPO FOTOVOLTAICO, POR REGIÓN**

Departamento	Net billing						Factor de cobertura 2.5 kWp
	2000 US\$/kWp			1500 US\$/kWp			
	5 kWp	2.5 kWp	0.5 kWp	5 kWp	2.5 kWp	0.5 kWp	
Lima	15.3	13.0	10.2	11.5	9.8	7.6	67%
Arequipa	10.0	8.7	5.9	7.5	6.5	4.4	101%
Moquegua	9.8	8.3	5.4	7.3	6.2	4.1	<b>100%</b>
Piura	13.7	11.1	8.4	10.3	8.3	6.3	64%
Ucayali	12.0	10.0	7.7	9.0	7.5	5.8	67%
Puno	9.4	7.9	5.0	7.1	5.9	3.8	100%
Huancavelica	10.7	8.6	5.7	8.1	6.5	4.3	82%

Fuente y elaboración: Humpire (2017).

De otro lado, en el Cuadro 3.7 se presenta los principales beneficios y costos asociados con el esquema regulatorio Net-Billing en el marco de una Generación Distribuida con energía Fotovoltaica.

**CUADRO 3.7. EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN 2**



Agente involucrado	Beneficios	Costos
Usuario	El operador de la red comunicaría a los usuarios el coste marginal esperado de la expansión de la red y esto incentivaría a los usuarios a revelar el valor que dan al servicio de red.	El usuario es sujeto de un cargo si el contador indica que el usuario es consumidor neto durante el periodo de facturación.
	Al usuario se le reconoce el valor del costo evitado de generación por la cantidad de energía inyectada a la red, y debe abonar lo correspondiente a las componentes de redes por el total de su consumo neto.	Adquisición de contadores electromecánicos.
Distribuidor	El precio de la energía fotovoltaica inyectada a la red por el prosumer no debe ser mayor que el precio de energía que el distribuidor adquiera en el mercado mayorista para abastecer a sus clientes.	Organizar subastas competitivas periódicas para el uso de la red (opciones sobre la capacidad de distribución).
	Obligación del pago de un cargo fijo, que remunere los costos residuales que no puedan ser cubiertos con el esquema de remuneración del costo marginal de largo plazo.	Desacoplar la remuneración del servicio de distribución del volumen de energía. Si este cambio no se produce, una inversión en Generación Distribuida comportaría para la empresa una reducción de su remuneración sin que ésta esté asociada con una reducción de sus costes, imponiéndole una pérdida económica.
	Todos los costes que no se pueden asignar a través de una metodología eficiente tienen que ser considerados como costes residuales. Estos costos deben ser recuperados a través de cargos complementarios fijos desiguales que no distorsionen las otras señales del mercado.	
Osinergmin		El incremento de los recursos distribuidos no implicará la reducción de los montos necesarios para mantener las redes del distribuidor.
		Implementar mercados intradiario como una secuencia de mercados, con un despacho vinculante en el día anterior a la operación y una serie de sesiones que permitan actualizar los



		compromisos comerciales en el horizonte intradiario.
--	--	--

Elaboración propia.

### 3.5. Resultados

**CUADRO 3.8. RESULTADOS**

Criterio	Opción 0		Opción 1		Opción 2	
	Beneficio	Costo	Beneficio	Costo	Beneficio	Costo
Efectividad	0	0	1		3	
Costo y Eficacia	0	0	2		3	
Simplicidad regulatoria	0	0		-1		-3
Objetividad de incentivos	0	0	3		1	
<b>TOTAL</b>	0	0	6	-1	7	-3
<b>Beneficio más Costo</b>	0		5		4	

Finalmente, conforme se puede ver del Cuadro 3.8, se concluye que las opciones ordenadas de mayor a menor son las siguientes:

Opción 1: 5 puntos.

Opción 2: 4 puntos.

Opción 0: 0 puntos.

Con la Opción 1, como bien lo menciona Humpire:

*Resulta en un mayor incentivo para promover la generación distribuida fotovoltaica, con tasas de cobertura cercanas al 100%. Los usuarios residenciales ubicadas en zonas geográficas con recurso solar mayor a los 1 600 kWh/kWp y tarifa mayor a los 0,15 US\$/kWh tienen el incentivo económico para convertirse en prosumer. Estas condiciones se habrían identificado en departamentos como Puno, Huancavelica, Arequipa y Moquegua (Humpire 2017: 9).*

Sin embargo, de acuerdo con la experiencia internacional, la Opción 2 obtiene una mejor calificación por reconocer una metodología de remuneración que es más apropiada por insertar en el precio, el concepto de costo marginal de la energía.

En consecuencia, si bien con la Opción 2 se cuenta con medidas que garantizan al distribuidor recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento, es con la Opción 1 que se obtiene un incremento del bienestar social, en el sentido que se cuenta con incentivos económicos para que todo usuario se empodere como un prosumidor que decida gestionar su suministro eléctrico.

## CONCLUSIONES

- El usuario residencial tendrá mayor incentivo económico a que se implemente la Generación Distribuida, ya que mientras más elevada sea la tarifa eléctrica por el costo que implica la actividad de distribución, crece la probabilidad de que el usuario prefiera ser prosumer.
- De acuerdo al Análisis de Impacto Regulatorio, mediante el esquema regulatorio de Net-Metering se alcanzaría una tasa de cobertura de casi el 100% en un escenario con Generación Distribuida, haciendo que todo usuario sea prosumer. Sin embargo, por otro lado, el negocio de distribución de electricidad perdería sostenibilidad en el tiempo, pues las inyecciones a la red serían valorizadas a un precio superior al que podría adquirir en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- En cuanto al esquema regulatorio Net-Billing, el usuario todavía dependería de la red eléctrica para su consumo total, lo que no sería un incentivo económico adecuado, pero sí un efecto positivo para las distribuidoras, cuyos negocios seguirían siendo sostenibles en el tiempo.
- De acuerdo al Análisis de Impacto Regulatorio (RIA), el esquema regulatorio Net-Metering sería el óptimo en caso se implemente la Generación Distribuida en el Perú con energía Fotovoltaica en comparación con el otro esquema analizado.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda los siguientes lineamientos para ser considerados en las propuestas de acciones para la implementación de la Generación Distribuida (GD), las cuales se han estructurado en tres partes: el diseño y estructura del mercado, el rediseño de los mecanismos de remuneración y planificación de la distribución, y el diseño de tarifa.

- Diseño y estructura del mercado para permitir una integración eficiente de la generación de Recursos Energéticos Renovables y la Generación Distribuida.

Al respecto, se tiene dos líneas de acción principales que se debería emprender antes de implementar la GD: (i) Desarrollar las señales de precios y cargos de corto plazo (intradía) en el mercado mayorista, porque incentivaría la mejora de las técnicas de predicción, reduciría los desvíos de los recursos intermitentes y valorizaría la flexibilidad ofrecida por los recursos convencionales y (ii) separar las actividades de la operación con las del sistema de distribución.

- Nuevos mecanismos de remuneración y planificación de la actividad de distribución.

Una vez que la empresa de distribución esté separada de otras actividades competitivas, se debe garantizar que el régimen de remuneración de este servicio sea el adecuado para el fomento de la GD. Para ello se debe tomar en cuenta que: (i) la remuneración del servicio de distribución debe estar desacoplada del volumen de energía distribuida a través de la red; (ii) los esquemas de remuneración deberían medir las prestaciones de los operadores de la red de distribución; y, (iii) los periodos tarifarios deberían incrementarse paulatinamente para fomentar inversiones en innovación con elevados periodos de restitución.

- Diseño de tarifa.

El diseño tarifario es el elemento que definirá el punto de equilibrio entre recursos centralizados y distribuidos en los sistemas eléctricos del futuro. Cada elemento de coste debe estar asociado con el que lo ha ocasionado y cargarse oportunamente. En tal sentido, el diseño tarifario tiene que buscar ser robusto toda vez que evite desconexiones ineficientes de la red.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Apoyo & Asociados (2019). Informe Sectorial. Sector Energía. Disponible en: <http://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2019/08/Sectorial-Junio-2019.pdf>

Arias, Diego (2017). Sistemas Net-Metering y Net-Billing para Generación Distribuida: ¿Cuál es la mejor opción? Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/328107143>

Bell, J., & Hughes, L. (2005). Compensating Customer-Generators: A taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. Retrieved from [http://dclh.electricalandcomputerengineering.dal.ca/environment/2005/net\\_met\\_tax.pdf](http://dclh.electricalandcomputerengineering.dal.ca/environment/2005/net_met_tax.pdf)

CEPA & NEGLI. (2016). *Revisión del Marco Regulatorio del sector eléctrico peruano*. Lima.

Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES) (2013). Procedimiento Técnico COES (PR-20).

Comunidad de Madrid (2007). Guía Básica de la Generación Distribuida.

Dammert Lira, A., García Carpio, R., & Molinelli Aristondo, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Disponible en: <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat02225a&AN=pucp.437738&lang=es&site=eds-live&scope=site>

Dehays Rocha, J., & Schuschny, A. (2018). Una propuesta de Indicadores para medir la pobreza energética en América Latina y El Caribe. *Revista de Energía de Latinoamérica y El Caribe. Enerlac., Volume II. Número 2*(Una propuesta de Indicadores para medir la pobreza energética en América Latina y El Caribe), 106–124.

Deloitte. (2018). Apoyo Técnico para el desarrollo de la energía y la integración de la electricidad en Perú. Análisis de la Generación Distribuida. Preparado para la Oficina de Programas Energéticos. Dirección de Recursos Energéticos. Departamento de Estado de los EUA.

Humpire, D. (2017). Análisis comparativo de los mecanismo net metering y net billing para generación distribuida fotovoltaica residencial en el mercado eléctrico peruano. XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XXIV-SPES), Huaraz, 13-17.11.2017. Disponible en [http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12/Humpire-David\\_peruano.pdf](http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2017/12/Humpire-David_peruano.pdf)

Humpire, D., Rios, A., & Luyo, J. (2018). Impact Assessment of Net Metering for Residential Photovoltaic Distributed Generation in Peru. *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH*, 8(3). Retrieved from <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/7093/pdf>

International Energy Agency. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Retrieved from <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>

Luyo, J. E. (2010). Hacia La Definición De Una Política Energética Para El Desarrollo Sostenible En Perú. *Revista Observatorio de La Economía Latinoamericana*, (131).

Ministerio de Energía y Minas del Perú (Minem)

2015 Ley N° 28832. Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

Ministerio de Energía y Minas (Minem)

1992 Ley de Contrataciones Eléctrica (LCE).

Ministerio de Energía y Minas (Minem)

2008 Decreto Legislativo 1002 y su Reglamento: Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

Ministerio de Energía y Minas (Minem)

2015 Decreto Legislativo 1221: Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.

Ministerio de Energía y Minas (Minem)

2018 Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, por la cual se autoriza la publicación del Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida.

Nicita, A., & Belloc, F. (2016). *Liberalizations in Network Industries : Economics, Policy and Politics*. Retrieved from

<http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsebk&AN=1287299&lang=es&site=eds-live&scope=site>

Osinergmin (2016). Guía de Política Regulatoria No 1: Guía Metodológica para la realización de Análisis de Impacto Regulatorio en Osinergmin. Tamayo, Salvador, Vásquez y Vílchez (editores). Disponible en: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/RIA/Guia-Politica-Regulatoria-N-1.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/RIA/Guia-Politica-Regulatoria-N-1.pdf)

Osinergmin. (2017). *La industria de la electricidad en el Perú : 25 años de aportes*



al crecimiento económico del país. Disponible en <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat02225a&AN=pucp.599261&lang=es&site=eds-live&scope=site>

Osinermin. (2018). Reporte de Análisis Económico Sectorial. Sector Electricidad: Generación distribuida: Marco normativo comparado para Perú, Chile, Colombia y México. Año 6 – N° 11 – diciembre 2018.

Osinermin. (2021). Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. Disponible en [https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf](https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf) , accedido en mayo 2021.

Ramos, E. (2020). La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación. *Forseti. Revista De Derecho*, 8(11), pp. 07 - 35. <https://doi.org/https://doi.org/10.21678/forseti.v8i11.1255>

Santiváñez Seminario, R. J. (1998). Mercado eléctrico peruano : principios y mecanismos de operación y sistemas de precios. *Thémis* --. Disponible en <http://ezproxybib.pucp.edu.pe:2048/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat02225a&AN=pucp.357612&lang=es&site=eds-live&scope=site>

Sheaffer, Paul (2011). Distributed Generation to Utility Systems: Recommendations for Technical Requirements, Procedures and Agreements, and Emerging Issues. Retrieved from <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-sheafferinterconnectionofdistributedgeneration-2011-09.pdf>.

SWH-Group. (04 de Noviembre de 2019). Como funciona el NET METERING. Disponible en <http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>

Varas, T. et al. (2016). Evaluation of incentive mechanism for distributed generation in Northern Chile. *IEEE Latin America Transactions*, 14(6), 2719-2725

Zapata, S. R. E. (2010). Sistema de monitoreo de mercado como base para el análisis de riesgo en el segmento de generación eléctrica.