

GERENCIA DE POLÍTICAS Y ANÁLISIS
ECONÓMICO

DOCUMENTO DE TRABAJO N° 38

**Aspectos económicos de la implementación de redes
inteligentes (*smart grids*) en el sector eléctrico peruano**

Arturo L. Vásquez Cordano

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
Gerencia de Políticas y Análisis Económico**

Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano

Documento de Trabajo N° 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico

Los documentos de trabajo de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin buscan contribuir a la discusión de diferentes aspectos de la problemática del sector energético y minero desde un punto de vista académico. Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los documentos de trabajo pertenecen a sus autores y no implican necesariamente una posición institucional de Osinergmin. La información contenida en el presente documento se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a

Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente y los autores.

Autor: Arturo L. Vásquez Cordano

Asistentes de investigación: Melissa Llerena y Yahaira Valdivia

Colaboradores: Tatiana Nario y Raúl García

Primera Versión: Diciembre 2012

Versión Final: Enero 2017

Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información.

Citar el documento como: Vásquez Cordano, Arturo (2017). *Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano*. Documento de Trabajo N° 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin,

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

Osinergmin
Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima, Perú
Tel. (511) 219-3400, anexo 1057
Fax (511) 219-3413

Portal Corporativo
<http://www.osinergmin.gob.pe/>

Portal de la GPAE
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos

Correo electrónico: gpa@osinergmin.gob.pe

ISSN 2307 – 4272 (En línea)

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin
Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Documento de Trabajo N° 38

Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (*smart grids*) en el sector eléctrico peruano¹

Resumen

En el presente documento de trabajo se analiza la problemática económica de la implementación de las denominadas *smart grids* o redes inteligentes en el sector eléctrico. Para ello, en la primera sección se presentan los avances en cuanto a la promoción de *smart grids* y la generación distribuida para el caso peruano. En la segunda sección se discuten las definiciones de *smart grids*, desde los aspectos tecnológicos hasta los conceptos de generación distribuida y cogeneración. En la tercera sección se analiza la justificación de su implementación y su impacto económico por el lado de la oferta y la demanda. En la cuarta sección se presenta el análisis de costos y beneficios de la implementación de *smart grids*, realizado a nivel internacional. En la quinta y última parte se presenta el impacto de la generación distribuida en el sistema energético peruano. Asimismo, en esta sección se brindan algunos alcances sobre la problemática de la implementación de las *smart grids* en el sector eléctrico peruano, incluyendo la discusión de algunas opciones de política y financiamiento.

Clasificación JEL: L50, L94, Q30

Palabras Clave: redes inteligentes, generación distribuida, confiabilidad del suministro eléctrico, energías renovables, tarifas eléctricas en tiempo real, gestión de la demanda, Perú

¹ Este Documento de Trabajo constituye un artículo de base (*background paper*) de un libro que publicará Osinergmin sobre las energías renovables y la “descarbonización” de la economía próximamente.

Supervisory Agency of Investment in Energy and Mining – Osinergmin
Bureau of Regulatory Policy and Economic Analysis
Working Paper N° 38

Economic aspects of implementing smart grids in the Peruvian electricity sector²

Abstract

This paper analyzes the economic problems of implementing the so-called *smart grids* in the electricity sector. For this, the first section presents the advances in the promotion of smart grids and distributed generation for the Peruvian case. In the second section we discuss the definitions of smart grids, from the technological side to the concepts of distributed generation and cogeneration. The third section analyzes the justification of its implementation and its economic impact on the supply and the demand sides. The fourth section presents the analysis of costs and benefits of implementing smart grids from an international perspective. The fifth part presents the impact of distributed generation in the Peruvian energy system. Also, in this section we provide some insights on the problem of implementing smart grids in the Peruvian electricity sector, including the discussion of some policy and financing options.

JEL Classification: L50, L94, Q30

Key words: Smart grids, distributed generation, electricity supply reliability, renewable energy, real-time electricity tariffs, management of electric demand, Peru

² This document is a background paper of a book that Osinergmin will publish soon on renewable energy and the “decarbonization” of the economy.

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Antecedentes | 6 |
| 2. | Definición y aspectos tecnológicos | 9 |
| 2.1 | Definición | 9 |
| 2.2 | Aspectos tecnológicos..... | 11 |
| 3. | Justificación e impacto esperado de la implementación de <i>smart grids</i> | 13 |
| 3.1 | Justificación | 13 |
| 3.2 | Impacto económico por el lado de la oferta | 14 |
| 3.3 | Impacto económico por el lado de la demanda..... | 15 |
| 4. | Análisis de costos y beneficios de la implementación de <i>smart grids</i> | 23 |
| 4.1 | Estudio del Electric Power Research Institute (EPRI) | 23 |
| 4.2 | Experiencia en Corea del Sur..... | 25 |
| 4.3 | Experiencia en Europa..... | 26 |
| 4.4 | Experiencia en Brasil | 27 |
| 5. | El Caso Peruano..... | 27 |
| 5.1 | Impacto de la Generación Distribuida..... | 28 |
| 5.2 | Retos para instalar una <i>smart grid</i> en el Perú..... | 33 |
| 5.3 | Opciones de política | 34 |
| 5.4 | Opciones de financiamiento | 35 |
| 5.5 | Regulación para las <i>smart grids</i> | 35 |
| 6. | Glosario | 37 |
| 7. | Referencias..... | 38 |
| 8. | Anexos..... | 40 |

1. Antecedentes

Actualmente los sistemas eléctricos de muchos países de la región se componen de un conjunto de centrales de generación, una red de transmisión de alta tensión y un sistema de distribución local que abastece clientes industriales y residenciales. Esta infraestructura es vulnerable a varias amenazas a la confiabilidad del sistema, como cortes de electricidad o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema, las cuales son controladas a la fecha mediante sistemas tradicionales como una reserva de capacidad y equipos de protección y racionamiento.

Frente a esta situación, la introducción de las *smart grids* (redes inteligentes en español) aparece como alternativa interesante para aliviar estos problemas. Adicionalmente, dada la preocupación mundial por las emisiones de carbono que genera el sector eléctrico, la promoción de la generación de energía con recursos renovables intermitentes y el desarrollo de vehículos eléctricos que se puedan integrar a la red hacen necesaria una infraestructura de red inteligente, pues de lo contrario la confiabilidad del sistema eléctrico estaría más expuesta a los riesgos existentes.

En el caso peruano, existe una iniciativa por parte del Gobierno para fomentar la introducción de *smart grids* en el sistema eléctrico nacional, por lo que es necesario analizar sus alcances en el futuro. Así, en setiembre del 2010 se presentó el Proyecto de Ley N° 4335 en el que se proponía promover el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes en el país, con los objetivos de lograr una mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a una mayor utilización de energías renovables y generación distribuida, proporcionando a los usuarios un beneficio mayor que los costos correspondientes. Según información del Congreso de la República, este proyecto de Ley se encuentra en la Comisión de Energía y Minas desde septiembre de 2010.

La introducción de *smart grids* en el sistema eléctrico peruano a través de la ejecución de proyectos de redes eléctricas inteligentes (REI) ayudará a tener control sobre la Generación Distribuida producida y así lograr mitigar su impacto en las redes de distribución. Para apoyar la implementación de las redes eléctricas inteligentes, se requiere desarrollar el marco legal que lo soporte.

En este contexto, en la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 se establecen medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes, según las siguientes disposiciones: i) la venta de sus excedentes no contratados de energía al

Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia en dicho mercado, y ii) el uso de las redes de distribución, pagando únicamente el costo incremental incurrido por el Distribuidor.³

La disponibilidad de combustibles fósiles es un factor determinante que condiciona el desenvolvimiento económico global. Sin embargo, a ello se suman los problemas ambientales y la urgencia de atenderlos mediante nuevas alternativas como las energías renovables. En este contexto, mediante el Decreto Legislativo N° 1002 del 02 de mayo de 2008 se declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos energéticos renovables (RER). En esta norma se define como RER a las energías renovables no convencionales tales como: biomasa, eólica, solar, geotermia, mareomotriz y a las centrales hidroeléctricas que tengan un tamaño menor o igual a 20 MW (centrales hidroeléctricas RER). En su artículo 6 se señala que los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida pagarán por el uso de redes de distribución, conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, anteriormente mencionada.

Por otro lado, mediante el Decreto Legislativo N° 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, se modificaron diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas con el objetivo de garantizar la ampliación efectiva de la frontera eléctrica en el ámbito nacional, y el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad y seguridad, manteniendo la sostenibilidad del mercado eléctrico. Al respecto, el artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221 señala las modificaciones a los artículos, entre los que cabe destacar la modificación realizada al artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en donde en adición al Valor Agregado de Distribución (VAD) se incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética, los cuales se indica deberán ser propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinermin.

Así, mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 de julio de 2016, se establecen las disposiciones reglamentarias correspondientes para la adecuación del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por el Decreto Supremo N°

³ En el artículo 22 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM publicado el 23 de marzo de 2011 se indica que dicho costo incremental se determina en función a las inversiones en mejoras, reforzamientos y/o ampliaciones de la red de distribución para permitir técnicamente la inyección de energía producida por los Generadores RER.

009-93-EM, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1221. En el artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM se incorpora el artículo 144-A al RLCE, en el cual se indica que los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC), a los que hace referencia el artículo 64 de la LCE, tendrán las siguientes especificaciones.

En primer lugar, en cada fijación tarifaria del VAD, las empresas Distribuidoras podrán presentar los PITEC para ser aprobados por Osinergmin, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD. En segundo lugar, Osinergmin será el encargado de establecer en los Términos de Referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos para la aprobación de los PITEC, así como, los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio. En tercer lugar, el VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE; los costos de operación, mantenimiento; y de ser el caso, los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Cabe indicar que este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada empresa Distribuidora en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria. Finalmente, Osinergmin revisará la ejecución de los PITEC y, de ser necesario, establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las empresas Distribuidoras deberán descontar actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE.

Además, el Decreto Legislativo N° 1221 en su segundo artículo hace referencia a la Generación Distribuida, indicando que 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 no solo a disponer de ellos para su propio consumo, sino que también pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a la condición de que esto no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual se está conectado.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM publicado el 24 de noviembre de 2010 se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, en la cual se establece como primer objetivo contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. Para ello, se establece como un lineamiento de

política promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales, así como la generación distribuida.

A su vez, existe una iniciativa por parte del Gobierno peruano para fomentar la generación distribuida en el sistema eléctrico nacional. Así, en julio de 2011 se presentó el Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida con los objetivos de promover la eficiencia energética, diversificar la oferta de generación, proveer un suministro confiable y oportuno, y reducir las pérdidas de energía por transmisión.

Finalmente, mediante el Decreto Supremo N° 064-2005-EM publicado el 29 de diciembre de 2005 se aprobó el Reglamento de Cogeneración, con el objeto de promover el desarrollo de una tecnología que mejore la eficiencia energética y reduzca el consumo de combustibles mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor útil. Dicho Reglamento fue sustituido posteriormente mediante el Decreto Supremo N° 037-2006-EM, publicado el 07 de julio de 2006, con el objetivo de definir los criterios a considerar en la Cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico peruano.

Una vez revisados los antecedentes respecto a las *smart grids* y la generación distribuida para el caso peruano, en la siguiente sección se presentan las definiciones de *smart grids*, generación distribuida y cogeneración.

2. Definición y aspectos tecnológicos

2.1 Definición

De acuerdo a Clastres (2011), existen diferentes enfoques para definir una *smart grid*. El enfoque usado en Europa indica que es una red eléctrica que integra inteligentemente el comportamiento y acciones de todos los agentes (generadores y consumidores) con la finalidad de brindar energía eléctrica de forma sostenible, segura y económica. Por su lado, el enfoque usado en Estados Unidos indica que una *smart grid* debe tener las siguientes características: mejora inmediata por disturbios en el suministro permitiendo la participación activa de los consumidores en la respuesta de la demanda (*demand response*), con la capacidad de adaptar la operación ante ataques físicos y cibernéticos brindando energía de calidad para las necesidades actuales, adaptar todas las opciones de generación y de almacenamiento introduciendo nuevos productos, servicios y mercados optimizando los activos y operando eficientemente.

El término *smart grid* agrupa diversos tipos de tecnología, tanto en el segmento *upstream* (empresas generadora) como en el segmento *downstream* (clientes finales). En ese sentido, se puede referir, por ejemplo, a medidores inteligentes que calculan la producción, el consumo y las tarifas en tiempo real, o a instrumentos de comunicación (sensores y redes de comunicación) que transmiten información del estado de la red eléctrica en tiempo real.

Según EPRI (2008), una *smart grid* se puede entender como la superposición de un sistema integrado de comunicación y control sobre la infraestructura de suministro existente para brindar la información correcta al agente adecuado (clientes, aparatos eléctricos, sistemas de control, operador del sistema, etc.) en el momento adecuado para una mejor toma de decisiones. Así también, es un sistema que optimiza la oferta y entrega de energía, minimiza las pérdidas y establece aplicaciones innovadoras de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

Según EPRI (2011), una *smart grid* se refiere a la modernización del sistema de suministro de energía eléctrica para monitorear, proteger y optimizar la operación de los elementos del sistema interconectado, desde la generación, pasando por la transmisión de alto voltaje, el sistema de distribución y los consumidores finales residenciales e industriales.

Según Ruff (2002), las *smart grids* incluyen nuevas redes de comunicaciones y sistemas de bases de datos para modernizar las redes eléctricas y proveer importantes beneficios a las compañías eléctricas y a los consumidores. Además, incluye una comunicación bilateral con medidores inteligentes y dispositivos de gestión de energía, lo que permitiría a las empresas responder más rápido a los problemas de potencia y a comunicar precios en tiempo real.

De lo anterior se puede deducir que el concepto de *smart grids* no está restringido al segmento de distribución, sino que abarca a todo el sistema interconectado (desde la etapa de generación hasta a los consumidores finales).

En cuanto a la definición de “Cogeneración”, el numeral 4 del artículo 3 de la Resolución N° 244-2016-OS/CD la define como el “*proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil,⁴ que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.*”

⁴ Se define como calor útil a la energía térmica proveniente de un proceso de cogeneración, destinada a la actividad productiva, según el Reglamento de Cogeneración.

Por su lado, la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada el 25 de julio de 2006, define “Generación Distribuida” como la instalación de generación conectada a las redes de un concesionario de distribución eléctrica. En otras palabras, la aplicación de la generación distribuida consiste básicamente en la generación de electricidad por medio de muchas fuentes de generación cercanas a los puntos de consumo.

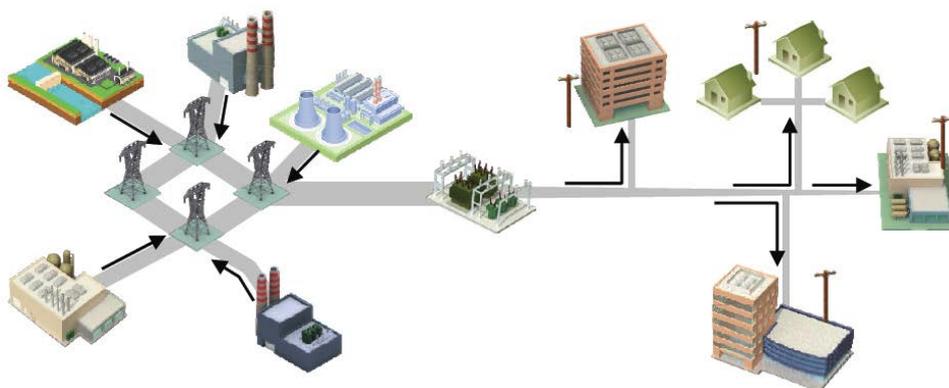
2.2 Aspectos tecnológicos

Para la implementación de *smart grids* en un sistema eléctrico se necesitan ciertos componentes:

- Medidores inteligentes e infraestructura de comunicación: una *smart grid* utiliza técnicas de medición basadas en tecnología electrónica digital avanzada. En este sentido, se prevé el reemplazo de transductores de corriente y transductores de voltaje electromecánicos por unos de tipo óptico o electrónico. La ventaja de usar esta nueva tecnología se basa en una mayor precisión y un menor costo de mantenimiento. Además, implementaría la tecnología WAMS (Wide-Area Measurement System), la cual es una red que monitorea y transmite información en tiempo real a una escala regional o nacional.
- Acciones de control y protección: estas acciones son importantes para la operación segura de una red eléctrica. Al respecto, se pueden establecer subestaciones inteligentes que trabajen como una unidad inteligente dentro de un esquema de protección especial para mejorar la confiabilidad del sistema.
- Sistema de gestión de base de datos: la finalidad de este sistema es el de administrar y compartir la información en las subestaciones y centros de control y transmitirla a la red de comunicación. Asimismo, la visualización de información en tiempo real brinda una mejor figura de la situación de la operación de la red.
- Interfaces inteligentes: debido al interés en utilizar recursos renovables, generación distribuida y un adecuado almacenamiento para abastecer la demanda futura, las *smart grids* deben brindar interfaces inteligentes de control para los recursos distribuidos con la finalidad de que puedan ser integrados a la red.

Al respecto, en el Gráfico N° 1 se describe un sistema eléctrico tradicional, compuesto principalmente por centrales de generación conectadas por redes de alto voltaje con los sistemas de distribución que atienden la demanda de energía residencial, comercial e industrial. En el sistema actual, los flujos de energía ocurren en una sola dirección (usando controles mecánicos).

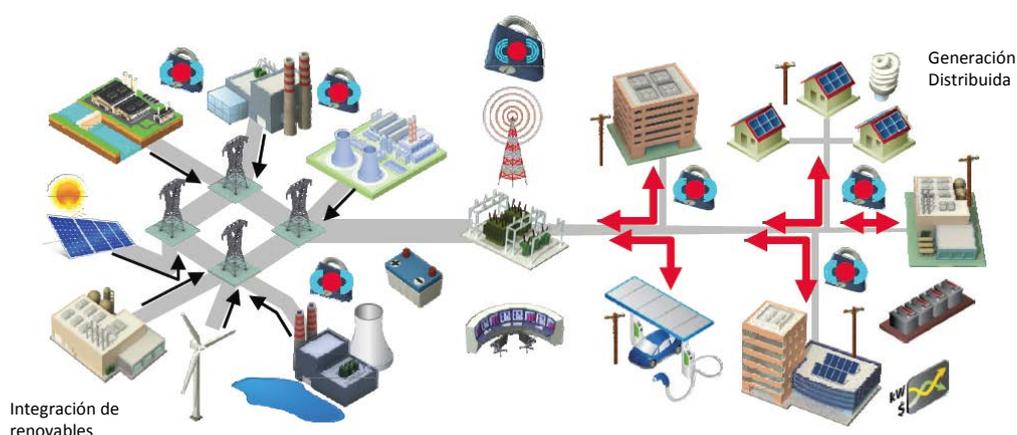
Gráfico N° 1: Representación gráfica de un sistema eléctrico tradicional



Fuente: EPRI (2011)

En el Gráfico N° 2 se muestran los elementos que serían parte de una *smart grid* completa (flujos de energía en ambas direcciones). Este nuevo esquema aún depende de centrales de generación eléctrica, pero incluye un gran número de instalaciones de almacenamiento de energía y generación en base a energía renovable. Además, la introducción de *smart grids* mejora la capacidad sensorial y de control para promover una participación directa del consumidor en la gestión de la energía.

Gráfico N° 2: Representación gráfica de un sistema eléctrico con *smart grids*



Fuente: EPRI (2011)

Además, es importante mencionar que existen tecnologías que pueden ser implementadas en el corto plazo, ya que están comercialmente disponibles, tales como: (i) medidores inteligentes y redes de comunicación, que permiten una comunicación bilateral entre el proveedor y el cliente; (ii) termostatos programables, los que cuentan con tecnologías

que se modifican automáticamente ante las variaciones de precios de electricidad; (iii) *in-home information display*, el cual brinda información al consumidor sobre patrones históricos de consumo y realiza recomendaciones para consumir la electricidad de manera más eficiente.

Por su parte, existen tecnologías que podrían ser implementadas en el largo plazo como: (i) una red de distribución inteligente que permita ubicar el lugar donde se interrumpió el servicio eléctrico, brindando una respuesta rápida y reacomodando el flujo de electricidad, además permitiría contar con una red de recursos de generación mejor distribuida, incluyendo recursos renovables y vehículos eléctricos que vendan energía de vuelta a la red; (ii) generación distribuida, mediante la cual los hogares y los negocios pueden generar su propia energía a través de paneles solares o pequeñas turbinas de viento, esta energía incluso se puede vender a la empresa de distribución local, en ese sentido, la generación distribuida juega un rol importante en el aspecto ambiental; (iii) tecnologías de almacenamiento, las cuales son necesarias dada la naturaleza intermitente de las energías renovables.

3. Justificación e impacto esperado de la implementación de *smart grids*

3.1 Justificación

Se pueden mencionar cinco puntos que justifican el desarrollo de una *smart grid* en el sistema eléctrico (Clastres, 2011):

- Calidad y confiabilidad de la energía: brindaría una oferta de energía más confiable (con menores cortes), más limpia y que se adecúa a los cambios en el sistema gracias al uso de la información digital, control automatizado y un sistema autónomo.
- Eficiencia energética: es más eficiente porque hace un menor uso de la energía, reduce el pico de demanda, reduce pérdidas de energía y tiene la habilidad de inducir a los clientes finales a mejorar su consumo de energía.
- Conservación del ambiente: permite la reducción de los gases de efecto invernadero y otros contaminantes de manera directa, reduciendo el uso de los combustibles fósiles y fomentando la generación de energía mediante recursos renovables, y de manera indirecta, reemplazando vehículos que funcionan con combustibles derivados del petróleo por vehículos eléctricos que se pueden conectar a la red.
- Aspectos financieros: se generarían beneficios económicos, pues se reducen enormemente los costos de operación, los consumidores pueden elegir entre diferentes precios y tienen acceso a información sobre la energía que consumen y, finalmente, las empresas mejoran la tecnología de generación, distribución, almacenamiento y coordinación de la energía.

- Seguridad cibernética: es el sistema mediante el cual se monitorea continuamente una *smart grid*, para identificar eventos inseguros que puedan influir en su confiabilidad.

Por otro lado, también se pueden mencionar justificaciones para el desarrollo de una *smart grid* desde el punto de vista de cada uno de los agentes involucrados:

- Consumidores: se ven beneficiados por la reducción en la duración de los cortes, mejor control sobre sus gastos y el uso optimizado de la energía almacenada.
- Empresas: pueden brindar mayor confiabilidad en el suministro, especialmente durante situaciones adversas, mientras manejan sus costos de una forma más efectiva a través de una mayor eficiencia energética y un mejor manejo de información sobre la máxima demanda. Por ejemplo, las empresas generadoras, pueden tener mayor certeza sobre el comportamiento de la demanda y los distribuidores y comercializadores pueden realizar ofertas competitivas dados los diferentes perfiles de los consumidores finales.
- Sociedad: en lo que respecta a la sociedad, ésta se beneficiaría debido a la promoción de energías renovables, a una mayor eficiencia energética (menores picos de demanda y por lo tanto menores costos marginales) y a la introducción de vehículos eléctricos que reducirían los impactos negativos sobre el ambiente.

La instalación de *smart grids* en el sistema eléctrico tendría impactos económicos sobre la eficiencia de la producción y el consumo de energía. Al respecto se analiza el impacto desde una perspectiva de mercado (oferta y demanda).

3.2 Impacto económico por el lado de la oferta

a. Generación

En esta etapa, las *smart grids* permiten la integración de recursos renovables para la generación de energía en el sistema eléctrico interconectado, ya que su intermitencia sería manejada mediante el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y la conexión de vehículos eléctricos que mejoran el flujo de electricidad en las redes. Al respecto, la producción de energía con recursos renovables se puede manejar de una forma más sencilla, agrupándolas para formar centrales eléctricas virtuales.

El beneficio más importante de la generación de energía con recursos renovables es la **disminución de emisiones de CO₂**. Al respecto, Hledik (2009) realizó un estudio para calcular la reducción de emisiones al introducir *smart grids* en el sistema eléctrico de Estados Unidos y

encontró que (i) bajo un escenario conservador la reducción de emisiones de CO₂ sería de 5% en el año 2030, mientras que la tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones de CO₂ se reduciría de 0.7% a 0.5% hacia dicho año; (ii) bajo un escenario expandido, la reducción de emisiones de CO₂ sería de 16% en el año 2030 (principalmente por el uso de energías renovables en la fase de generación eléctrica) y la tasa de crecimiento promedio anual de las emisiones de CO₂ se reduciría a 0.1%; (iii) bajo un escenario conservador, la reducción de emisiones se daría por la menor construcción de plantas de carbón y gas natural, ya que existiría una menor demanda por nueva capacidad.

b. Transmisión y Distribución

Las empresas de las etapas de transmisión y distribución incurren en pérdidas de energía cuando llevan la energía producida a los consumidores finales. En este sentido, las *smart grids* tienen el potencial de reducir estas pérdidas tanto en el segmento de transmisión como en el de distribución. Esta reducción se explicaría gracias a que los sistemas de comunicación incorporados en las *smart grids* permiten monitorear los parámetros de operación de la infraestructura de red a las empresas transmisoras y distribuidoras.

En el caso específico de transmisión, una *smart grid* facilita el control de tensión del sistema para mantener ésta dentro de los límites aceptables y minimizar las pérdidas de energía. De igual manera en la etapa de distribución, se minimizan las pérdidas de energía mediante el control de la tensión en las subestaciones. Además, una *smart grid* puede reconfigurarse automáticamente para minimizar las pérdidas durante el día, lo que requiere estimaciones del estado de la distribución, sensores y control en tiempo real.

3.3 Impacto económico por el lado de la demanda

La asimetría de información genera pérdidas de eficiencia social, entre éstas se tiene a la ineficiencia asignativa y productiva. En el sector eléctrico se generan ineficiencias de este tipo, debido a la limitada capacidad de conocimiento de la demanda de energía por parte de los productores. En la medida que se corrija la asimetría de información, mediante un sistema que permita mayor disponibilidad de información, se generarían ganancias de eficiencia asignativa (precios más cercanos al costo marginal) y ganancias de eficiencia productiva (mayor información que permite una respuesta más rápida del sistema, por lo que se puede satisfacer la demanda de energía con costos más eficientes).

La instalación de *smart grids* puede generar mayor disponibilidad de información y podría establecer un sistema de tarifas más dinámico para los consumidores finales, los que podrían conocer la tarifa de electricidad en tiempo real.⁵ Pero la implementación de *smart grids* implica una mayor inversión y un mayor costo de regulación, elementos que generarían un incremento en el precio de energía. Sin embargo, el mayor precio de energía sería contrarrestado por la mayor eficiencia en el consumo. Esta eficiencia sería originada debido al sistema eficiente y dinámico de tarifas implementado, por lo que no se tendría que analizar el impacto final en el monto que pagará el consumidor.

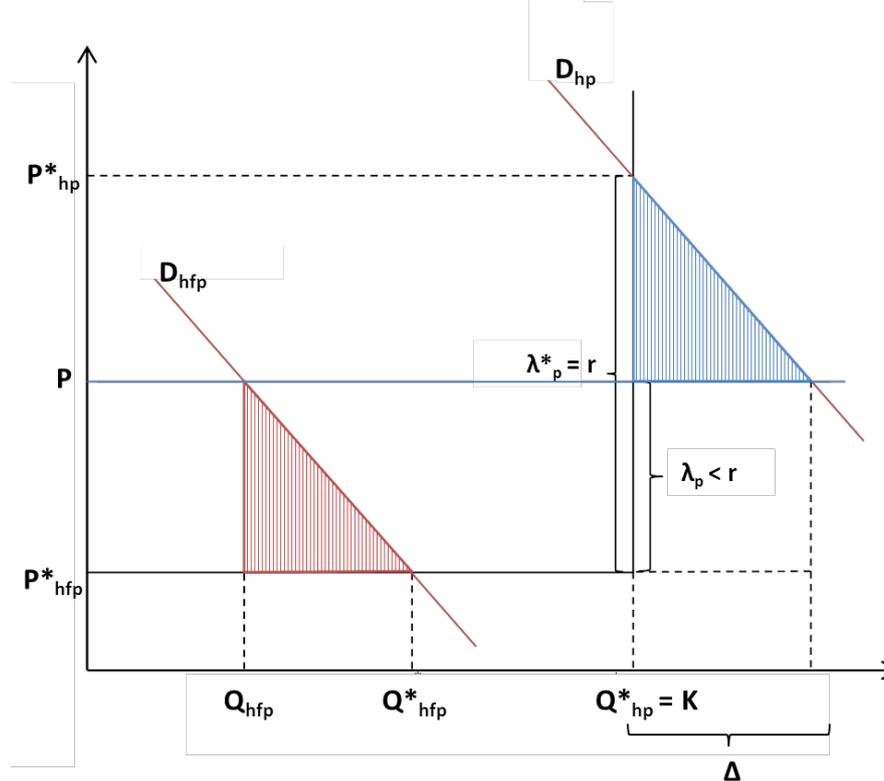
a. Tarifas en tiempo real

El sistema de tarifas en tiempo real (*real-time pricing*) refleja de forma más precisa el balance oferta-demanda en el mercado eléctrico, dadas las características de la demanda de este mercado. Veamos el siguiente ejemplo, en el Gráfico N° 3 se asume que hay sólo dos niveles de demanda, en hora punta (*hp*) y en hora fuera de punta (*hfp*). Además, se asume que todos los productores tienen el mismo costo de producción (*c*).

En un primer escenario, considérese que la capacidad total instalada es *K*, se establecen diferentes precios para cada tipo de demanda y ningún productor es capaz de ejercer poder de mercado. En este caso, ningún productor podría establecer precios por encima de P_{hfp}^* en periodos fuera de punta ya que existe capacidad ociosa que podría utilizarse. Por otro lado, en horas punta ningún productor estaría dispuesto a vender a precios menores a P_{hp}^* porque no existe capacidad ociosa y cualquier productor puede vender toda su producción a ese precio; tampoco podría cargar un precio mayor a P_{hp}^* , ya que ninguna empresa puede ejercer poder de mercado.

Ahora, considérese un escenario en el que se establece un precio único, *P*. Para el periodo de demanda fuera de punta, se incrementaría el precio y se desalentaría el consumo, lo que genera una pérdida de eficiencia social, equivalente al área sombreada de rojo.

⁵ La introducción de solo medidores inteligentes brinda la oportunidad, al consumidor final, de conocer la tarifa de energía en hora punta y en hora fuera de punta. A largo plazo, se espera que la tarifa pueda ser observada en tiempo real (cada hora por ejemplo) con la introducción de los elementos necesarios para el desarrollo de *smart grids* en el sistema eléctrico.

Gráfico N° 3: Fijación de tarifas con dos precios diferentes y con precio único

Fuente: Borenstein (2005)

Para el periodo de demanda punta, el precio sería menor, lo cual incrementaría la demanda por encima de la capacidad de mercado. Esto generaría escasez y, por ende, algún tipo de racionamiento sería requerido. La pregunta que salta a la vista en este caso es si es eficiente expandir la capacidad para cubrir el exceso de demanda. Para responder esta pregunta, se debe analizar la eficiencia en la inversión en capacidad instalada en ambos escenarios (precios diferentes y único precio).

En el caso del periodo fuera de punta, la capacidad adicional no tiene valor. Para el periodo punta, la capacidad adicional tiene valor porque el valor marginal de la energía es mayor al costo marginal de una unidad adicional de capacidad. El valor de una unidad adicional de capacidad sería " $P_{hp} - c$ ", el cual se representa como λ_p , el cual es el valor sombra de la capacidad adicional en el periodo punta. En el periodo fuera de punta, el valor sombra de la capacidad adicional es nulo. Asumiendo que el costo de una unidad adicional de capacidad es r , el criterio óptimo sería expandir la capacidad mientras la suma de los valores sombra de todos los periodos sea mayor al costo, es decir, hasta que $\sum \lambda = r$. En el mundo real, esta ineficiencia se presenta en forma de exceso de capacidad que no está siendo utilizada, si se fijan precios que varían en el tiempo. Este exceso de capacidad no es necesario porque los

precios altos incentivan a los clientes a consumir menos en periodos punta o a trasladar su consumo desde periodos punta a periodos fuera de punta.

Bajo el escenario en que se establece un precio único, el valor sombra de la capacidad para el periodo fuera de punta sigue siendo cero. Para el periodo punta se construye capacidad adicional ΔK , pero esto no es eficiente ya que el valor neto de la energía producida con la capacidad adicional es menor al costo de expandir la capacidad. La construcción de esta capacidad adicional crea una pérdida de eficiencia social equivalente al área sombreada de azul.

En la práctica, los detalles de la implementación de precios que varían en tiempo real son más complejos. En el mundo real, el balance oferta-demanda cambia continuamente y puede existir incertidumbre por el lado de la oferta y la demanda. Esto plantea dos cuestiones fundamentales:

- a. *Granularity of Prices*: Frecuencia con la que cambian los precios minoristas en el día
- b. *Timeliness of Prices*: Diferencial de tiempo en que un precio es fijado y después es efectivo.

Estas características son distintas, pero están relacionadas entre sí. Con esta base, se pueden analizar diferentes programas que han sido diseñados para implementar precios al por menor que varían en el tiempo. La característica de *granularity* afecta la precisión de la señal de precios. En cuanto a la característica de *timeliness*, el asunto es determinar si los precios se fijan un día antes, una hora antes o minutos antes. Esta elección tiene un efecto importante en la eficiencia de la tarifa RTP.

Real-Time Pricing (RTP): describe un sistema que tiene un alto grado de *granularity* y *timeliness*. En muchos diseños de mercado las tarifas RTP cambian cada hora, estos precios son fijados con un día de anticipación (*day ahead*) o en tiempo real (*real time*). Bajo la modalidad *day ahead* (día adelante), el proveedor minorista anuncia los precios para cada hora un día antes. Bajo la modalidad *real time*, el proveedor minorista anuncia los precios entre 15 y 19 minutos antes del inicio de esa hora.

En términos de eficiencia económica, la tarifa RTP bajo la modalidad *real time* genera un mayor valor. A pesar de esto, muchas implementaciones de tarifas RTP han sido realizadas bajo la modalidad *day ahead*. Aquí es importante conocer cuánto se está perdiendo considerando que no se está utilizando la modalidad *real time*. Esto se puede resolver

averiguando de qué manera cambiarían su comportamiento los consumidores si recibieran mejor información.

Tarifa Time-of-use (TOU): La tarifa RTP no ha sido ampliamente utilizada en Estados Unidos, a diferencia de la tarifa TOU, que ha sido utilizada por consumidores comerciales e industriales. En este caso, la tarifa TOU genera precios minoristas por bloques, cada uno de los cuales es ajustado sólo 2 ó 3 veces por año.

La tarifa TOU no posee las características de *granularity* y *timeliness*, que sí posee la tarifa RTP. La falta de la característica de *timeliness* genera que no pueda capturar alguna variación de corto plazo en el balance oferta-demanda. La falta de la característica de *granularity* ocasiona que la variación de precios en el mercado minorista refleje muy poca de la verdadera variación en el mercado mayorista. El costo de la información perdida va a depender de cómo reaccionarían los consumidores si les dieran la información más fina, si los consumidores reaccionan con ajustes de largo plazo no se generan ineficiencias por usar la tarifa TOU en vez de la tarifa RTP. Por otro lado, si el consumidor puede realizar ajustes de más corto plazo, semanal o mensual, o puede ajustar la configuración del aire acondicionado e iluminación se generan ineficiencias por usar la tarifa TOU en vez de la tarifa RTP.

En este aspecto, la tecnología juega un rol importante ya que los avances han mejorado la capacidad de respuesta de los consumidores para responder a cambios en los precios en tiempo real. La respuesta a cambios en el precio no requiere intervención humana sino de una computadora programada para responder.

Los programas de demanda interrumpible brindan al operador del sistema el derecho de restringir el uso de la energía para algunos consumidores; a cambio el consumidor recibe una reducción en su tarifa o un pago fijo periódico. En la práctica, el servicio a estos consumidores no es interrumpido físicamente, sino que se genera un gran incremento en el precio. En un programa en California, en periodos de escasez los consumidores debían escoger entre dejar de consumir o pagar por un precio 40 veces mayor. Visto desde esta perspectiva, este tipo de programas pueden ser vistos como tarifas RTP con cambios muy extremos en los precios.

b. Demanda inelástica

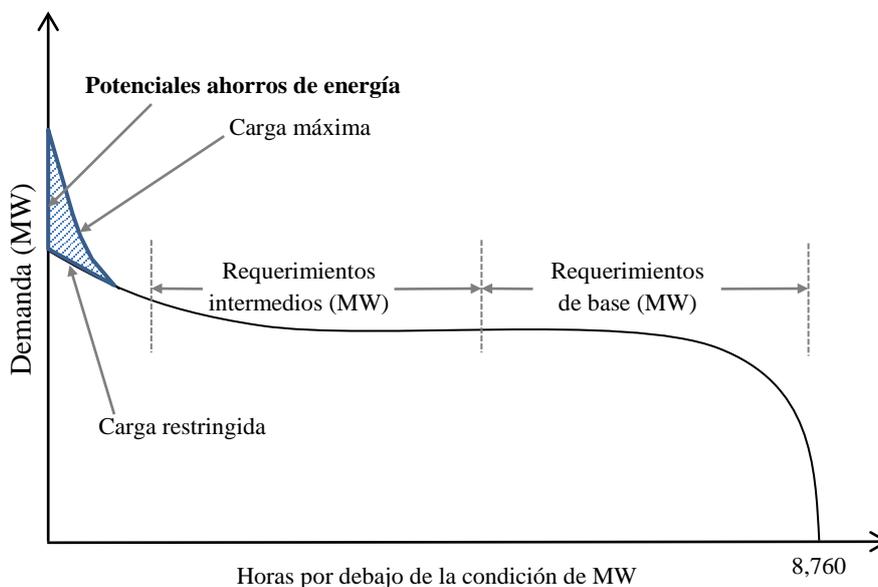
La demanda inelástica (corto plazo) que resulta de la falta de fijación de tarifas en tiempo real hace que las empresas generadoras incrementen su poder de mercado; por lo tanto, pueden fijar precios por encima del costo marginal, lo que genera una ineficiencia asignativa. La fijación de tarifas en tiempo real generaría una demanda más elástica, pues los

consumidores conocerían los costos reales de consumir una unidad de energía en horas punta, reduciendo el poder de mercado de las empresas y mejorando la eficiencia asignativa del mercado.

Con una *smart grid* se obtiene información en tiempo real del perfil del consumo y del estado del Sistema Eléctrico. En este caso, las ganancias para el consumidor serían un mayor ahorro por reducir la demanda o por cambiarse a un periodo fuera de punta; es decir, se aplanan los picos y se reduce la volatilidad de la demanda, por lo que el margen de reserva disminuye. La ganancia para el productor sería un mayor ahorro en los costos de producción.

En el Gráfico N° 4 se muestra que la reducción de la carga durante un evento de respuesta de la demanda permite un ahorro de energía, y por lo tanto, una reducción de emisiones. El total de energía ahorrada es una función de la frecuencia y duración del evento de respuesta de la demanda.

Gráfico N° 4: Ahorro de energía por reducción de la demanda en horas punta



Fuente: EPRI (2008)

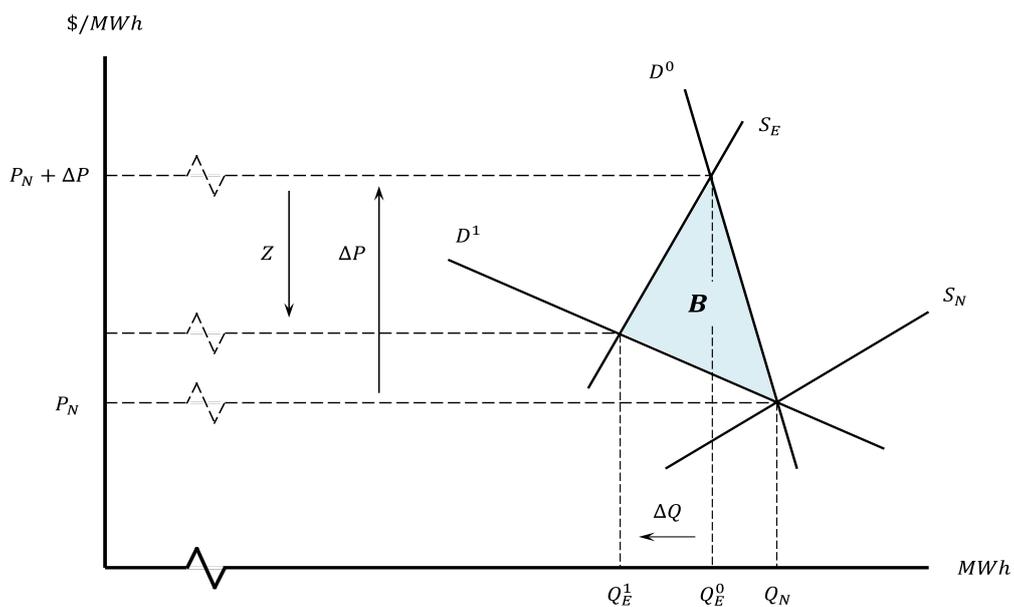
c. Respuesta de la demanda

En el Gráfico N° 5 se analiza la reducción de los costos totales (costos de oferta y de demanda) debido a la respuesta de la demanda ante incrementos en los precios. En este modelo, la curva de oferta " S_N " ocurre en condiciones normales, pero reacciona hasta " S_E " durante shocks negativos de oferta, causando incrementos en el precio. El precio del mercado

bajo condiciones normales es " P_N ", pero se incrementa hasta " $P_N + \Delta P$ " cuando ocurren los shocks de oferta. Este incremento en el precio " ΔP " dependerá de la magnitud de la respuesta de la demanda.

En este ejemplo, en un primer momento se tiene una demanda de energía muy inelástica " D^0 " que reacciona poco ante incrementos sustanciales en el precio (bajando de Q_N a Q_E^0). En caso que la demanda sea más elástica " D^1 ", la respuesta sería mayor ante la reducción de la oferta y el incremento en el precio (pasando de Q_N a Q_E^1). Bajo este último escenario, con una mayor respuesta de la demanda, el incremento en el precio será menor que en el primer caso (generando menores costos que en el caso anterior) y es que cuando hay problemas de racionamiento o de suministro de electricidad, se generan elevados costos para abastecer la energía demandada, la misma que puede ser incentivada a reducirse en estas circunstancias para evitar que los costos sean mayores.

Gráfico N° 5: Ahorros por incrementos en respuesta de la demanda



Fuente: Ruff (2002)

Pero existe una diferencia entre incrementar la respuesta de la demanda y mejorar la respuesta de la demanda. Por un lado, incrementar la respuesta de la demanda consiste en un subsidio directo a los consumidores para generar respuestas negativas en su consumo de energía en horas pico, para así evitar el incremento en los costos marginales. Por su parte, mejorar la respuesta de la demanda es un proceso más amplio en el que se consideran mejores señales de precios al consumidor, mejor tecnología en el suministro y mayor

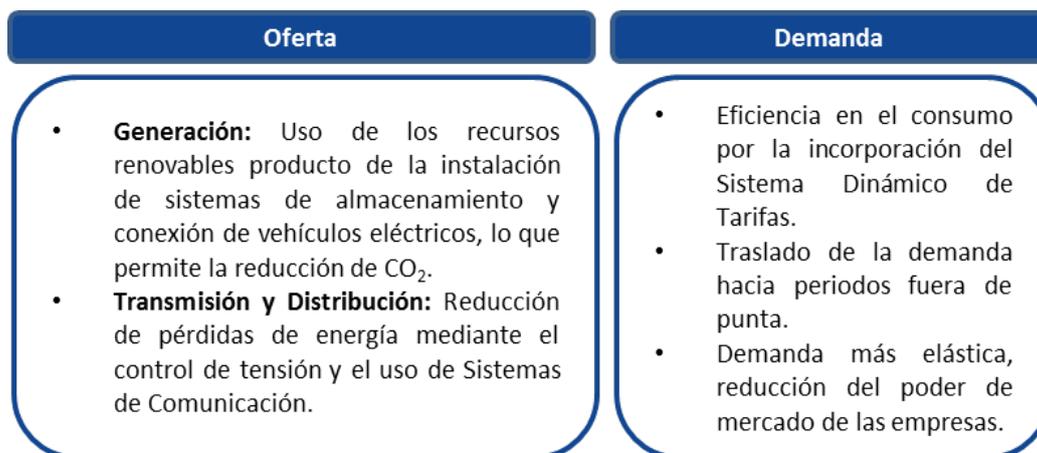
información con el objetivo de otorgar herramientas de información al consumidor para que reduzca su demanda en horas pico, ya que sería consciente de la tarifa real de suministrar energía en esos momentos.

Para mejorar la respuesta de la demanda, se tienen que tomar ciertas acciones de política que permitan alcanzar las reacciones necesarias en el consumo, con el objetivo de evitar incrementos inesperados y no deseados en las tarifas de energía. Entre estas acciones se pueden considerar acciones de mediano plazo, como la creación de un mercado *spot* de energía en el que se permita la compra de energía de parte de los consumidores que sobrepasen cierto consumo; así también, permitir la participación de empresas comercializadoras de energía en este mercado. Entre las acciones a seguir en un plazo mayor se puede considerar la instalación de medidores inteligentes, que indiquen la tarificación en hora punta y fuera de punta, para que el usuario decida sobre su consumo óptimo en cada caso. Así también, se podría impulsar una política de energía distribuida en la que exista una empresa generadora de energía por cada región del país, con el objetivo de reducir las importaciones de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y así reducir las pérdidas en los sistemas de transmisión.

Por otro lado, la gestión de la demanda (*demand side-managment*) puede tomar dos formas: (i) de emergencia, tiene como finalidad absorber la variación repentina en la demanda que no puede ser abastecida por la oferta; (ii) económica, tiene la finalidad de ajustar el consumo para evitar que se incrementen los precios o mayores costos de generación, mediante incentivos financieros para los consumidores por reducir consumo en periodos de mayor demanda.

La evidencia empírica muestra que los consumidores pueden alterar su consumo con información adicional. Este cambio genera reducciones en el consumo, que a su vez reducen el monto a pagar en los recibos. La *smart grid* y la información transmitida a los consumidores pueden ser más efectivas si se combina con tarifas dinámicas, ya que se generan incentivos a los consumidores para ajustar la demanda en respuesta a las señales de precios. Por lo tanto, la gestión de la demanda optimiza las inversiones en generadores de punta, transmisión y distribución; estas ganancias son reforzadas por el ahorro en el consumo de energía.

En Cuadro N° 1 se resume el impacto económico de las *smart grids* sobre la oferta y la demanda de energía descritas anteriormente.

Cuadro N° 1: Impacto económico de las *smart grids* sobre oferta y demanda de energía

Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinerghmin.

4. Análisis de costos y beneficios de la implementación de *smart grids*

El correcto análisis de costo - beneficio de las *smart grids* ha sido difícil de implementar debido a que el impacto real de estos proyectos es mayor al que se pueden cuantificar; y por otro lado, los costos pueden ser difícilmente estimables.

La literatura sobre el análisis costo - beneficio de las *smart grids* aún es limitada por la poca información disponible debido a temas de confidencialidad. Otra razón es la falta de consenso sobre la metodología adecuada para el análisis económico de las *smart grids*.

Sin embargo, existen algunas experiencias internacionales exitosas en la implementación de *smart grids* en el sector eléctrico. Entre los beneficios estimados se tiene la reducción de costos, disminución de pérdidas de energía, diversificación de la matriz energética, eficiencia energética, mejoras en la calidad del servicio, y desarrollo de la industria y el empleo. A continuación, se muestran los aspectos económicos (costos y beneficios) de algunas de ellas.

4.1 Estudio del Electric Power Research Institute (EPRI)

El EPRI realizó un estudio en marzo de 2011 en el que cuantifica los costos y beneficios de implementar una *smart grid* durante un periodo de inversión de 20 años. En una primera etapa fueron identificados las tecnologías y sistemas a implementar (por ejemplo, medidores inteligentes). En la segunda etapa se consideraron las funciones de cada una de las instalaciones a ser implementadas. En una tercera etapa se identificaron los impactos respecto a variables como el consumo, pérdidas de energía, interrupciones, etc. En la última etapa se

procedió a realizar el cálculo del valor monetario de dichos impactos. En el Cuadro N° 2 se observa que el ratio beneficio - costo estuvo entre 2.7 y 6 veces.

Cuadro N° 2: Estimación de costos y beneficios de implementar una *smart grid* en 20 años, millones de US\$

| Rubros | Max | Min |
|--------------------------------|------------|------------|
| Costo (Inversión neta) | 476 190 | 337 678 |
| Beneficio | 2 028 000 | 1 294 000 |
| Ratio Beneficio - Costo | 6.0 | 2.7 |

Fuente: EPRI (2011)

Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinergmin

Los costos incluyen la infraestructura necesaria para integrar recursos de energía distribuida y para lograr la conectividad completa del cliente:

- Incremento en el uso de tecnología de control y de información digital.
- Optimización dinámica de la operación y recursos de la red con seguridad cibernética.
- Desarrollo e integración de la generación distribuida.
- Desarrollo de programas de respuesta de la demanda (*demand response*).
- Integración de aparatos inteligentes y dispositivos para el consumidor.
- Despliegue e integración de tecnologías de almacenamiento.
- Tecnologías para manejar los picos, incluyendo vehículos eléctricos.
- Provisión oportuna de información al consumidor.

Se excluyen los costos de generación y expansión de la red de transmisión para incorporar recursos renovables.

Por su parte, los beneficios que se incluyen en la estimación son los siguientes:

- Permite la participación directa de los consumidores. Los consumidores están informados y pueden modificar la forma en que usan y compran la energía.
- Capacidad de almacenar la energía que se genera.
- Permite el desarrollo de nuevos mercados, productos y servicios.
- Mayor calidad de la energía, en términos de confiabilidad, con menor probabilidad de que se generen interrupciones.
- Optimiza la utilización de los activos y asegura la eficiencia en la operación.
- Se anticipa y responde a perturbaciones en el sistema.

- Resiste ataques a la infraestructura física (subestaciones, transformadores, entre otros) y cibernética (software y sistemas de comunicación).

EPRI (2008) cuantificó los ahorros que generaría una *smart grid* al reducir las pérdidas de energía regulando la tensión en 3.5 a 28 miles de millones de KWh por año en el 2030.

4.2 Experiencia en Corea del Sur

En agosto de 2009, se creó en Corea del Sur el *Korea Smart Grid Institute (KSGI)*, que tiene como objetivo principal la modernización del sistema eléctrico coreano. Es en ese sentido que el Gobierno piensa influenciar en 5 sectores con la construcción de la *smart grid*: i) la red eléctrica (aumentar el número de interconexiones entre los consumidores y las fuentes de abastecimiento), ii) los consumidores (uso de información en tiempo real y de aparatos inteligentes en el hogar), iii) el transporte (construcción de infraestructura que permita que los vehículos eléctricos se carguen en cualquier lugar), iv) los recursos renovables (generación autosuficiente de energía con recursos renovables para ciudades alejadas) y v) el servicio de electricidad (implementación de planes tarifarios de ahorro de energía y poner en marcha un sistema de comercio de electricidad en tiempo real).

Por ello, tienen como plan la implementación de una plataforma de experimentación en la Isla de Jeju de Corea del Sur. Esta isla fue elegida por ser la única provincia autónoma de Corea, por la mayor flexibilidad que tiene frente a otras regiones para introducir innovaciones regulatorias y legales, además por su gran potencial en energías renovable. Hacia el 2020 esperan la construcción de *smart grids* a lo largo de áreas metropolitanas y hacia el 2030 la construcción de una *smart grid* a escala nacional.

La estrategia de Corea incluye acciones de política y regulación, como la revisión preliminar del marco regulatorio para la creación de industrias y mercados, así como la legislación que garantice la estabilidad de los proyectos en el largo plazo. En una segunda fase del proyecto piloto de Jeju, se introdujo precios en tiempo real.

En vista al plan que espera concretar Corea del Sur, los resultados esperados al año 2030 se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3: Efectos esperados de la implementación de una *smart grid* a escala nacional en el año 2030

| Área | Efecto |
|--|-------------------------------------|
| Creación de trabajo | 47 731 puestos de trabajo por año |
| Reducción de GEI (Gases de Efecto Invernadero) | 233 millones de toneladas mitigadas |
| Reducción de importaciones de energía | US\$ 41 658 millones |
| Aumento de exportaciones de energía | US\$ 43 766 millones |
| Creación de demanda doméstica | US\$ 65 703 millones |
| Evitar la construcción de nuevas centrales de Generación | US\$ 2862 millones |

Fuente: Ministerio de Economía de Corea (MKE por sus siglas en inglés)

Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinergmin

Además, la inversión que se espera realizar es de US\$ 23 930 millones, compuesta en un 10% de financiamiento público y en un 90% de financiamiento privado. Así, considerando los beneficios en unidades monetarias (reducción de importaciones de energía, aumento de exportaciones de energía, creación de demanda doméstica y evitar la construcción de nuevas centrales de generación) que se muestran en el Cuadro N° 3, se obtiene un ratio beneficio - costo de 6.4.

4.3 Experiencia en Europa

Faruqui, Harris y Hledik (2010) realizaron un estudio para estimar los ahorros generados por la construcción de una *smart grid* en la Unión Europea. Los autores estiman que el costo de instalar medidores inteligentes en la Unión Europea es de €51 miles de millones (US\$ 68 miles de millones), y que los ahorros en operación estarían entre €26 y €41 miles de millones (US\$ 34 - 54 miles de millones), lo que indicaría que los costos estén por encima de los beneficios en un rango de €10 y €25 miles de millones (US\$ 14 - 34 miles de millones).

Por otro lado, el valor presente de los ahorros producto de evitar instalar capacidad para abastecer la demanda en horas punta sería de €67 miles de millones (US\$ 89 miles de millones), si es que los consumidores pueden superar las barreras para adoptar tarifas dinámicas; de otra manera, los ahorros serían de €14 miles de millones (US\$ 19 miles de millones). Si es que los consumidores no tienen barreras para adoptar tarifas dinámicas, el ratio beneficio - costo, sería como mínimo de 1.82 y como máximo de 2.12 (véase el Cuadro N° 4).

Cuadro N° 4: Estimación de Costos y Beneficios de Instalar medidores inteligentes hacia el año 2020, miles de millones de US\$

| Rubros | Max | Min |
|---|------------|------------|
| Costo (Inversión neta) | 68 | |
| Beneficios operativos | 54 | 34 |
| Beneficios de incluir tarifas dinámicas | 89 | |
| Ratio Beneficio - Costo | 2.1 | 1.8 |

Fuente: Faruqui, Harris y Hledik (2010). Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinergmin

4.4 Experiencia en Brasil

El proyecto realizado por la Asociación Brasileira de Distribuidores de Energía Eléctrica (ABRADEE) en el 2011 es el único estudio que cuantifica los costos y beneficios de la implementación de una *smart grid* en Brasil. Dicho estudio señala que las redes inteligentes, desde el punto de vista social, resultan factibles económicamente. Sin embargo, el estudio señala la necesidad de una normativa adecuada que permita la distribución equitativa tanto de los costos como de los beneficios.

El estudio consideró la sensibilidad asociada a mejoras de calidad y pérdidas comerciales, reflejado en un intervalo de valores mínimos y máximos. El Cuadro N° 5 muestra los resultados el ratio beneficio/costo del mencionado estudio.

Cuadro N° 5: Ratio Beneficio – Costo de la implementación de *smart grid* en Brasil

| Escenario | Ratio Beneficio - Costo | |
|--------------------|-------------------------|------|
| | Máx. | Mín. |
| Acelerado | 1.7 | 1.33 |
| Moderado | 2.34 | 1.84 |
| Conservador | 2.39 | 1.89 |

Fuente: Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de smart grid (CNE).
Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinergmin

5. El Caso Peruano

En el Perú, en el 2012, la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinergmin trabajó en un estudio para determinar los costos y beneficios de la implementación de *smart grids* en

el sistema eléctrico peruano. Al respecto, esta sección se basa en los resultados obtenidos de la implementación de *smart grids* en la generación distribuida.

El mencionado estudio tuvo como objetivo elaborar un diagnóstico de la situación actual del Perú con respecto a la aplicación de una tecnología de redes eléctricas inteligentes y recomendar una política, estrategia y primeros proyectos que le permitan al país aprovechar los beneficios de esta tecnología.

Para tal objetivo, el estudio realizó un análisis del mercado de la infraestructura, del sistema de precios y del marco legal que rige en el sector eléctrico peruano para entender la situación actual del país en relación con la incorporación de esta tecnología. Además, el estudio propuso alternativas para incorporar esta nueva tecnología en las redes del sistema eléctrico peruano, con base en el conocimiento y experiencia end-to-end de redes inteligentes.

El estudio especificó las iniciativas y proyectos para incorporar este tipo de tecnología en las redes del sector eléctrico peruano y realizó un análisis costo/beneficio de cada uno de los componentes en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como del impacto ambiental.

Por último, el estudio propuso un plan de acción para la implementación de las redes eléctricas inteligentes y mostró una visión, política y estrategia para la modernización y posicionamiento del sector eléctrico peruano en cuanto a la incorporación de esta tecnología para los próximos cinco, diez y quince años.

5.1 Impacto de la Generación Distribuida

a. Consideraciones

Para realizar la valorización de los beneficios se emplearon, en lo posible, datos reales del sector eléctrico. Cabe indicar que para la valoración del impacto sobre la red de distribución, fue necesario modelar la red eléctrica, así como introducir el consumo y parámetros a ser considerados. Entre estos aspectos, se encuentra la selección de sectores representativos. Para la valorización del impacto de la generación distribuida se consideraron el sector típico 1 (Lima Norte - Edelnor⁶), el sector típico 2 (Piura – Electronoroeste) y el sector típico 3 (Camaná – Seal). En el Cuadro N° 6 se muestra la información básica considerada para las redes simuladas para la función de generación distribuida.

⁶ En octubre de 2016, Edelnor cambió su nombre a Enel Generación.

Cuadro N° 6: Información general de las redes a simular

| Concepto | ST1 - EDELNOR | ST2 | ST3 |
|-------------------------------|---------------|----------------|-----------|
| Nombre de la Subestación | Infantas | Piura - Centro | Camaná |
| Número de alimentadores | 20 | 13 | 4 |
| Número de Clientes | 66 241 | 37 863 | 13 060 |
| Energía mensual (kWh/mes)* | 19 385 909 | 7 286 042 | 1 433 662 |
| Energía mensual BT (kWh/mes)* | 15 053 488 | 4 737 834 | 1 137 854 |
| Energía mensual MT (kWh/mes)* | 4 332 421 | 2 548 209 | 7 946 |

* Datos a febrero de 2011

Fuente y Elaboración: GRT – Osinergmin

Otro aspecto tomado en cuenta fue el horizonte de evaluación, el cual fue dividido en tres periodos de análisis: corto, medio y largo plazo con 5, 10 y 15 años con niveles de penetración de 5%, 10% y 15%, respectivamente. El análisis de pérdidas técnicas durante los horizontes de evaluación se realizó con la red que le correspondía a cada sector típico. Asimismo, se consideran niveles de capacidad de generación distribuida de 0.25, 1 y 2 de la punta de carga demandada para cada periodo de análisis. Con relación a los costos, todas las valorizaciones se realizaron a precios constantes del 2011. Teniendo en cuenta que en un contexto de generación distribuida, el tamaño de las centrales de generación debe ser pequeño, se consideró la generación solar y la generación eólica debido a sus características de renovables, junto con microturbinas de gas por su eficiencia y baja capacidad instalada.⁷

b. Metodología

La metodología de valorización del impacto de la generación distribuida utilizada en el estudio consideró los criterios utilizados por Labis et al. (2011), quien realiza la valorización en términos de pérdidas técnicas de energía y emisiones contaminantes de una red de distribución de dos alimentadores en Filipinas.

Redes Eléctricas

El mecanismo tradicional de transporte de energía inicia con la energía ingresada a una red de alta tensión (AT), recorriendo la red hasta la media tensión (MT) y baja tensión (BT), generándose grandes pérdidas de energía en el recorrido. Por el contrario, las pérdidas técnicas generadas a partir de la generación distribuida son pocas, resultando una fuente de suministro mucho más económica en comparación al mercado mayorista.

⁷ Las microturbinas a gas son instaladas en clientes industriales, la generación eólica en clientes de media tensión y la generación solar en clientes de media y baja tensión.

En el Perú, el cálculo de precio nodal es utilizado para la fijación de tarifas en barra, y tiene la siguiente forma:

$$CG = CIG \times FP,$$

donde: CG: Costo de generación; CIG: Costo incremental de generación; FP: Factor de pérdidas.

A partir de esta ecuación se determina que las fuentes de generación en nudos con inyección de energía y menos pérdidas tendrán un bajo factor de pérdida, convirtiéndose en fuentes más económicas para el propio sistema. Por ejemplo, las pérdidas acumuladas entre AT y MT son de 7%; entonces, 1 MWh generado en MT o BT es 7% más económico que 1 MWh generado en AT. Por otro lado, el uso de la generación distribuida ayudaría en la reducción de los requerimientos de demanda y potencia, reduciendo los costes de expansión de red teniendo en cuenta el nivel de tensión de la red. Así, la ecuación anterior quedaría reescrita de la siguiente manera:

$$CG = CIG \times (FP_{AT} + FP_{MT/BT}),$$

donde: FP_{AT} : Factor de coste de red de AT; $FP_{MT/BT}$: Factor de coste de red de MT/BT.

Bajo la aplicación de generación distribuida, se espera que en las redes de MT y BT existan diversas fuentes de generación conectadas y que sean suficientes para atender las necesidades de la demanda. Por tal motivo, los costos de expansión de red en AT se reducen. En el caso de las redes de MT y BT, la reducción de estos costos se encuentra supeditada a la cantidad y capacidad de atención de la demanda.

Mercado Mayorista⁸

Aun cuando el mayor impacto de la generación distribuida se da en la red, también se puede generar un efecto sobre el mercado mayorista, teniendo en cuenta que la energía inyectada en MT/BT será energía no suministrada en AT, cambiando la demanda neta en AT.

Esta modificación podría afectar el precio marginal de generación en el mercado mayorista, por lo que el nuevo costo de energía estaría dado por el coste de generación mayorista más el coste de generación distribuida. Asimismo, la variación de la demanda neta en AT permite que el sistema cuente con mayor capacidad.

⁸ En los anexos se presenta los resultados del impacto de la generación distribuida en el mercado mayorista.

La implementación de las *smart grids* en la generación distribuida a nivel nacional podría permitir la reducción de emisiones de gases contaminantes procedentes de la combustión. Ello considerando que la definición de generación distribuida incluye todas aquellas fuentes conectadas muy cerca de los centros de consumo y que pueden ser de diversas tecnologías, principalmente de fuentes renovables como la generación fotovoltaica, solar entre otras. En ese sentido, el uso de fuentes renovables desplaza la generación contaminante por fuentes más limpias y, por lo tanto, se reducen las emisiones.

El cambio en la emisión de CO₂ se puede dar de dos maneras. La primera debido a que con generación distribuida, la energía que se demanda es atendida en MT/BT donde las pérdidas técnicas son menores produciéndose menor energía y menor emisión de CO₂. Una segunda forma tiene que ver con la tecnología utilizada para la generación en MT/BT, pues mientras sea más limpia que una de AT también se reducirán las emisiones de CO₂

c. Análisis Costo – Beneficio

Impacto de la generación distribuida en la red de MT/BT

En el Cuadro N° 7 se presenta la reducción porcentual de las pérdidas técnicas por tecnología teniendo en cuenta las consideraciones del punto a. para el sector típico 1. Puede observarse que la reducción de las pérdidas técnicas a través de las diferentes tecnologías van de 0% a 9% para un horizonte de 5 años y de 0.3% a 20% en un horizonte de 15 años, producto de los niveles de penetración y capacidad considerados. Vale decir que la disminución de las pérdidas por la implementación de la generación distribuida tiene relevancia en el mediano y largo plazo donde el número de instalaciones será mayor.

Cuadro N° 7: Reducción de pérdidas para diversas tecnologías para el ST 1

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años |
|--------------------------|--------------------|--------|---------|---------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.30% | 0.30% | 0.37% |
| | MTG NC=1 | 1.10% | 1.10% | 1.35% |
| | MTG NC=2 | 2.12% | 2.15% | 2.61% |
| Eólica | EOL NC=0.25 | 0.05% | 0.19% | 0.30% |
| | EOL NC=1 | 0.23% | 0.75% | 1.14% |
| | EOL NC=2 | 0.40% | 1.49% | 2.26% |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 1.38% | 2.37% | 3.42% |
| | FOT NC=1 | 4.99% | 8.18% | 6.43% |
| | FOT NC=2 | 9.29% | 14.41% | 20.39% |

* Datos a febrero de 2011. Fuente y Elaboración: GRT – Osinergmin

Al comparar los resultados por tecnología, se aprecia que las pérdidas técnicas se reducen de manera progresiva en orden de generación fotovoltaica, generación con microturbinas y generación eólica. Por ejemplo, en el ST1 con un nivel de capacidad igual a 2, la reducción de pérdidas técnicas proveniente de la generación fotovoltaica es igual a 9.29%, 14.41% y 20.39% para el corto, medio y largo plazo, respectivamente.

Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos deben ser interpretados en términos relativos. Es decir, que cada MWh generado dentro de un nudo (barra) ha sido consumido por la demanda, reduciendo las pérdidas a cero.

En el caso de los costes de expansión en MT/BT, el impacto será según la tecnología utilizada porque cada una tiene un despliegue diferente. Por ejemplo, para el ST1 a un nivel de capacidad de 2 para un horizonte de 15 años, se observó que la reducción de costos de expansión de red es mayor que la generación fotovoltaica o eólica. Esto se debería a dos razones: la tecnología y el nivel de despliegue de la misma. Cabe mencionar que la generación eólica tiene un carácter no programable por lo que no resulta correcto el respaldo energético por medio de un recurso como el viento. Por otro lado, la generación fotovoltaica presenta pérdidas de generación a valores medios representando un aporte energético pequeño.

Cuadro N° 8: Inyección de energía aportada por tecnología (%)

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años | Promedio | |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|---------|----------|-------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.12% | 0.22% | 0.34% | 0.23% | 0.97% |
| | MTG NC=1 | 0.47% | 0.87% | 1.35% | 0.90% | |
| | MTG NC=2 | 0.95% | 1.74% | 2.69% | 1.79% | |
| Eólica | EOL NC=0.25 | 0.03% | 0.06% | 0.06% | 0.05% | 0.21% |
| | EOL NC=1 | 0.13% | 0.22% | 0.24% | 0.20% | |
| | EOL NC=2 | 0.26% | 0.44% | 0.48% | 0.39% | |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 0.74% | 1.13% | 1.47% | 1.11% | 4.68% |
| | FOT NC=1 | 2.89% | 4.38% | 5.70% | 4.32% | |
| | FOT NC=2 | 5.77% | 8.71% | 11.35% | 8.61% | |

Fuente y Elaboración: GRT – Osinergmin

Para comparar de manera homogénea el beneficio de cada tecnología, se realizó una comparación entre los costos de expansión y la energía aportada por cada una obteniéndose un ratio. Así, en el Cuadro N° 9 se observa el aporte relativo por tecnología.⁹

Cuadro N° 9: Relación reducción de costes y energía aportada

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años | Promedio | |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|---------|----------|--------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.66 | 0.56 | 0.57 | 0.60 | 59.89% |
| | MTG NC=1 | 0.66 | 0.56 | 0.58 | 0.60 | |
| | MTG NC=2 | 0.66 | 0.56 | 0.58 | 0.60 | |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 3.22% |
| | FOT NC=1 | 0.03 | 0.04 | 0.03 | 0.03 | |
| | FOT NC=2 | 0.03 | 0.04 | 0.03 | 0.03 | |

Fuente y Elaboración: GRT – Osinergmin.

Se observa que el mayor beneficio se obtiene de las microturbinas a gas y la generación fotovoltaica, aunque con un ratio más bajo.

El estudio sugiere la definición de aspectos logísticos para un Proyecto Piloto de una duración aproximada de 2 años que permita obtener información técnica y económica para la elaboración de una normativa adecuada a las necesidades del sistema y despliegue de las *smart grids*, según las necesidades del país.

5.2 Retos para instalar una *smart grid* en el Perú

A continuación se listan los retos más importantes para desplegar una *smart grid* en el Perú.

- Es importante incluir dentro de los objetivos que tienen las autoridades competentes en el sector eléctrico (Osinergmin, MEM), la inclusión de redes inteligentes dentro del Sistema Eléctrico.
- Es necesario establecer una gestión eficiente de las inversiones para el despliegue de la *smart grid*.

⁹ No se presentan resultados de generación eólica pues es difícil de predecir, por lo que no se tuvo en cuenta para la planificación de la red.

- Se debe establecer un marco regulatorio adecuado para el despliegue de la *smart grid*, particularmente para establecer el sistema de tarifas (tarifas en tiempo real) que sea compatible con el funcionamiento de la *smart grid*.
- Se necesita impulsar la creación de un Instituto de Investigación para el desarrollo de la *smart grid*.
- Resulta importante elaborar programas que permitan dar a conocer a los consumidores los beneficios de implementar una *smart grid*, y que eduquen sobre la forma de uso de los aparatos inteligentes. En ese sentido, la masificación de la tecnología digital no sería adecuada, dada la falta de conocimiento de los consumidores, por lo que sería más eficiente implementar proyectos piloto.

5.3 Opciones de política

El objetivo de los países desarrollados, con la introducción de las *smart grids* es la reducción de pérdidas, optimización de recursos, integración de fuentes renovables y vehículos eléctricos, eficiencia energética y mecanismos de respuesta rápida a la demanda.

El objetivo de los países en desarrollo, con la introducción de las *smart grids* es asegurar la calidad y fiabilidad del sistema, así como gestionar los picos de consumo. La transferencia de tecnología que se realice hacia los países en desarrollo debe tener en cuenta las características de la red y condiciones geográficas.

Las opciones de política para implementar una *smart grid* en los países en desarrollo deben guardar relación con el estado actual del sector eléctrico en cada país, debido a que en muchos países de Latinoamérica se presentan obstáculos para la construcción de dicha infraestructura, principalmente en el segmento de distribución. Además de las funciones de las diferentes esferas del gobierno y las características de la sociedad.

De esa forma se proponen las siguientes opciones de política:

- Incrementar la inversión en distribución para mejorar la infraestructura actual de la red y el cambio de los medidores tradicionales (sin capacidades de comunicación). En ese sentido, en la regulación de la distribución es necesario establecer incentivos para que las compañías inviertan en el desarrollo de estas redes. Por ejemplo, en California se estableció un mecanismo de compensación para promover la adopción de redes inteligentes, el cual era un porcentaje de la tarifa de electricidad. Este ya se recoge en el Decreto Legislativo 1221 con la incorporación del cargo de innovación.

- Actualmente existe un acceso limitado para pequeñas generadoras, como las centrales basadas en energías renovables (eólicas y solares). Bajo la implementación de *smart grids*, será más sencillo dar pase a estas pequeñas generadoras. En ese sentido, es importante promover el despliegue de fuentes de energía renovable en la generación de energía.
- Bajo la perspectiva del Gobierno y municipalidades locales, es importante buscar ciudades más inteligentes y sostenibles. En ese sentido, las opciones serían: promover eficiencia energética en PYMES; tecnologías eléctricas inteligentes en edificios comerciales, residenciales y públicos; el transporte público (ahorro del consumo de combustible y mejora del medio ambiente).
- Por otro lado, no es necesario hoy la instalación generalizada de medidores inteligentes. Primero es necesaria una preparación cultural de los consumidores para una utilización provechosa de los medidores inteligentes. En ese sentido, es importante la introducción de proyectos piloto, para que la introducción de *smart grids* sea paulatina. El cambio del comportamiento es de largo plazo.

Algunos países se han comprometido a través de acuerdos internacionales con la reducción global de emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del cambio climático. En ese sentido, la implementación de una *smart grid* se alinea con las políticas de reducción de emisiones a internacional teniendo como objetivos complementarios la seguridad del suministro energético, así como la reducción de las pérdidas y de los costos de la electricidad.

5.4 Opciones de financiamiento

- Subsidio del Gobierno.
- Asociación público – privada (empresas del sector).
- Financiamiento de algún organismo internacional.

5.5 Regulación para las *smart grids*

Es necesario un sistema de tarifas y un esquema de regulación que generen los incentivos adecuados para la inversión en el desarrollo de una *smart grid*. Bajo el enfoque teórico, muchos agentes económicos pueden invertir en el desarrollo de la red de transmisión; sin embargo, es preferible para los dueños de la red de transmisión decidir sobre las inversiones que mejoren la confiabilidad del sistema.

La incertidumbre respecto a los beneficios potenciales y la regulación, así como también sobre las estrategias de *free-riding* retrasan las inversiones de los agentes que esperan retornos de menor riesgo antes de desplegar la tecnología. Estas inversiones se refieren a la red de distribución, que impacta sobre la administración del sistema, la confiabilidad y la expansión futura del mismo.

Otro problema que deben manejar los reguladores es el ejercicio del poder de mercado, el cual es un incentivo para sobre o sub-invertir. En ese sentido, algunos agentes del mercado, como los generadores y dueños de la red, tienen pocos incentivos para invertir en nueva infraestructura de red si es que tienen poder de mercado.

La regulación es necesaria para dos cosas: (i) generar inversiones adecuadas y administrar la información y (ii) brindar información sobre la *smart grid* a los diferentes agentes. La regulación ex ante (por incentivos) puede ser difícil para las nuevas redes porque los costos de los servicios integrados son inciertos y existe información asimétrica sobre esos costos entre los reguladores y los operadores de la red. Mientras las nuevas tecnologías se obstaculizan, esta regulación es ajustada para incluir parte de los costos en base a una regulación ex-post (tasa de retorno). Esta regulación dual también puede ocurrir por las negociaciones entre los vendedores y compradores para conocer la demanda para los nuevos servicios de las *smart grids*.

En conclusión, escoger una adecuada forma de regulación es uno de los puntos más importantes para el éxito en el desarrollo de las *smart grids*, particularmente debido a la incertidumbre sobre las ganancias futuras, y a las dudas sobre cómo repartir dicha ganancia esperada.

6. Glosario

| | |
|------------|---|
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| AT | Alta tensión |
| BT | Baja tensión |
| CNE | Comisión Nacional de Energía |
| EDELNOR | Empresa de distribución eléctrica de Lima Norte |
| EPRI | Electric Power Research Institute |
| FOT | Fotovoltaico |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero |
| GRT | Gerencia de Regulación de Tarifas |
| KWh | Kilowatt-hora |
| KSGI | Korea Smart Grid Institute |
| LCE | Ley de Concesiones Eléctricas |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas |
| MKE | Ministry of Knowledge Economy |
| MTG | Microturbina a gas |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt-hora |
| MT | Media tensión |
| SEAL | Sociedad Eléctrica de Arequipa Ltda |
| SEIN | Sistema Eléctrico Interconectado Nacional |
| Osinergmin | Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería |
| PITEC | Proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética |
| REI | Redes Eléctricas Inteligentes |
| RER | Recursos Energéticos Renovables |
| RLCE | Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas |
| RTP | Real-Time Pricing |
| ST | Sector Típico |
| TOU | Tarifa Time-of-use |
| US\$ | Dólares norteamericanos |
| VAD | Valor Agregado de Distribución |
| WAMS | Wide-Area Measurement System |

7. Referencias

Agarwal, V. y L. Tsoukalas (2009). *Smart Grids: Importance of Power Quality*. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering, 54 (4): 136-143.

Allcott, H. (2011). “Rethinking real-time electricity pricing”. *Resource and Energy Economics*, 33: 820-842.

BNamericas (2011). “Smart grids spread to Latin America”. *Intelligence Series*.

Borenstein, S. (2005). “Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice”. En Griffin, J. y Puller, S. (ed.), *Electricity Deregulation, Choices and Challenges*. Chicago: The University of Chicago Press.

CEPAL (2010). “Redes Inteligentes de energía en América Latina y el Caribe: Viabilidad y desafíos”. *Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes de Energía*.

Chao, Hung-po (2010). “Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World”. *Energy Policy*, 23 (1): 7-20.

Clastres, Cédric (2011). “Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives”. *The Electricity Journal*, 39: 5399-5408.

Comisión Nacional de Energía de Chile (2012). *Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de smart grid*.

De Nigris, M. y F. Coviello (2010). “Redes Inteligentes de Energía (Smart Grids) en América Latina y El Caribe: Viabilidad y Desafíos”. *CEPAL, Conferencia Regional sobre Redes Inteligentes de Energía*.

EPRI (2008). *The Green Grid: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid*. Palo Alto: EPRI.

EPRI (2011). *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*. Palo Alto: EPRI.

Faruqui, Harris y Hledik (2010). “Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment”. *Energy Policy*, (38): 6222-6231.

Hledik, Ryan (2009). “How Green Is the Smart Grid?” *The Electricity Journal*, 22 (3): 29-41.

IEA (2011). *Technology Roadmap: Smart Grids*. Paris: IEA.

INDRA (2012). *Integración de Redes Eléctricas Inteligentes en el sistema energético peruano. Impacto en el sistema y planes de desarrollo*. Informe Final. Proyecto administrado por la Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin.

Labis P, Visande Rey G., Pallugna Reuel C., Caliao Nolan D. (2011). “The contribution of renewable distributed generation in mitigating carbon dioxide emissions”. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 15 (9): 4891–4896.

Ministerio de Energía de Chile (2013). *Redes inteligentes: oportunidades de desarrollo y estrategia de implementación en Chile*.

Ormeño, Víctor (2011). *Redes Inteligentes. Punto de vista de la Regulación*. IX Congreso Internacional de Energía.

Rodríguez, C. y M. Almenara (2015). *Cuantificación económica de la viabilidad del aseguramiento ante el riesgo de interrupción eléctrica, mediante generación distribuida carga base, con planta de generación eléctrica 2 MW de motor a gas natural, en el sector industrial de Lima Metropolitana*. Tesis (Mg). Programa Maestría en Gestión de la Energía, Universidad ESAN, Perú.

Ruff, L. (2002). *Economic principles of demand response in electricity*. Washington D.C: Edison Electric Institute.

Van Campen, Bart (2011). *Manejo de la demanda y Smart Metering en Sistemas Hidroeléctricos*. Seminario dictado en Osinergmin.

Zhenhua, Jiang (2009). *Computational Intelligence Techniques for a Smart Electric Grid of the Future*. Department of Electrical and Computer Engineering, University of Miami.

8. Anexos

Anexo 1: Consideraciones del impacto de la generación distribuida

El horizonte de evaluación fue dividido en tres periodos de análisis: corto, medio y largo plazo con 5, 10 y 15 años con niveles de penetración de 5%, 10% y 15%, respectivamente. El análisis de pérdidas técnicas durante los horizontes de evaluación se realizó con la red que le correspondía a cada sector típico. Asimismo se consideran niveles de capacidad de generación distribuida de 0.25, 1 y 2 de la punta de carga demandada para cada periodo de análisis. Con relación a los costos, todas las valorizaciones se realizaron a precios constantes del 2011.

Escenarios en presencia de generación distribuida

| Horizonte | Nivel de penetración | Nivel de Capacidad |
|------------------------------|----------------------|--|
| Corto Plazo (5 años) | 5% | Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 1.00 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 2.00 de la punta de carga demandada |
| Medio Plazo (10 años) | 10% | Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 1.00 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 2.00 de la punta de carga demandada |
| Largo Plazo (15 años) | 15% | Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada |
| | | Capacidad GD = 0.25 de la punta de carga demandada |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Anexo 2: Impacto de la generación distribuida en la red de MT/BT

Los siguientes cuadros contienen el resultado de la reducción de pérdidas de energía por tecnología para los sectores típicos 1,2 y 3.

Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 1

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|---------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.30% | 0.30% | 0.37% |
| | MTG NC=1 | 1.10% | 1.10% | 1.35% |
| | MTG NC=2 | 2.12% | 2.15% | 2.61% |
| Eólica | EOL NC=0.25 | 0.05% | 0.19% | 0.30% |
| | EOL NC=1 | 0.23% | 0.75% | 1.14% |
| | EOL NC=2 | 0.40% | 1.49% | 2.26% |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 1.38% | 2.37% | 3.42% |
| | FOT NC=1 | 4.99% | 8.18% | 6.43% |
| | FOT NC=2 | 9.29% | 14.41% | 20.39% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 2

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|---------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.21% | 0.37% | 0.46% |
| | MTG NC=1 | 0.85% | 1.49% | 1.82% |
| | MTG NC=2 | 1.66% | 2.94% | 3.59% |
| Eólica | EOL NC=0.25 | 0.02% | 0.09% | 1.18% |
| | EOL NC=1 | 0.08% | 0.36% | 4.55% |
| | EOL NC=2 | 0.16% | 0.71% | 8.83% |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 1.11% | 1.95% | 3.52% |
| | FOT NC=1 | 3.46% | 6.54% | 11.41% |
| | FOT NC=2 | 6.36% | 11.93% | 19.81% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Reducción de pérdidas de energía para diversas tecnologías para el ST 3

| Tecnología de generación | Nivel de capacidad | 5 años | 10 años | 15 años |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|---------|
| Microturbina a gas | MTG NC=0.25 | 0.38% | 0.51% | 0.74% |
| | MTG NC=1 | 1.49% | 2.10% | 3.01% |
| | MTG NC=2 | 2.94% | 4.12% | 5.94% |
| Eólica | EOL NC=0.25 | 0.07% | 0.18% | 0.43% |
| | EOL NC=1 | 0.26% | 0.69% | 1.63% |
| | EOL NC=2 | 0.52% | 1.37% | 3.20% |
| Fotovoltaica | FOT NC=0.25 | 1.23% | 2.20% | 3.57% |
| | FOT NC=1 | 4.28% | 7.39% | 11.76% |
| | FOT NC=2 | 7.98% | 13.00% | 19.94% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Anexo 3: Impacto de la generación distribuida en el mercado mayorista

Los siguientes cuadros muestran el resultado del impacto de la generación distribuida sobre el coste marginal del sistema, el margen de reserva y las emisiones de CO₂.

Costo marginal de la generación distribuida con microturbina a gas

| Horizonte | Actual | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|--------|--------|---------|---------|
| Sin microturbina a gas (US\$/MWh) | 30.13 | 25.13 | 20.00 | 26.10 |
| Con microturbina a gas (US\$/MWh) | - | 24.09 | 20.00 | 23.68 |
| Diferencia (%) | | -4.14% | 0.00% | -9.27% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Costo marginal de generación de la generación distribuida con fotovoltaica

| Horizonte | Actual | 5 años | 10 años | 15 años |
|-----------------------------|--------|--------|---------|---------|
| Sin fotovoltaica (US\$/MWh) | 30.13 | 25.13 | 20.00 | 26.10 |
| Con fotovoltaica (US\$/MWh) | - | 24.68 | 20.00 | 21.92 |
| Diferencia (%) | | -1.79% | 0.00% | -16.02% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Costo marginal de generación de la generación distribuida con eólica

| Horizonte | Actual | 5 años | 10 años | 15 años |
|-----------------------|--------|--------|---------|---------|
| Sin eólica (US\$/MWh) | 30.13 | 25.13 | 20.00 | 26.10 |
| Con eólica (US\$/MWh) | - | 24.24 | 20.00 | 24.24 |
| Diferencia (%) | | -3.54% | 0.00% | -7.13% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

De los cuadros anteriores se observa que la implementación con generación distribuida a través de microturbinas a gas permite disminuir el costo marginal en el mercado mayorista, incentivando que la compra de energía sea más económica. Los resultados son similares con generación fotovoltaica y eólica.

Con la generación distribuida se reduce la demanda neta del mercado mayorista, experimentando un incremento del margen de reserva.¹⁰ Los siguientes cuadros muestran los cambios en el margen de reserva con un nivel de capacidad igual a 1.

Margen de reserva de capacidad de generación con generación distribuida con microturbina a gas

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|---|----------|-----------|-----------|-----------|
| Demanda punta sin microturbina a gas (MW) | 4618.67 | 7781.50 | 10 151.77 | 13 236.12 |
| Demanda punta con microturbina a gas (MW) | n/a | 7672.08 | 9866.27 | 12 701.40 |
| Capacidad instalada (MW) | 6420.80 | 11 706.30 | 15 337.30 | 18 272.30 |
| Margen de reserva sin microturbina a gas (MW) | 1802.13 | 3924.80 | 5185.53 | 5036.18 |
| Margen de reserva sin microturbina a gas (% sobre la capacidad) | 28.07% | 33.53% | 33.81% | 25.56% |
| Margen de reserva con microturbina a gas (MW) | n/a | 4034.22 | 5471.03 | 5570.90 |
| Margen de reserva con microturbina a gas (% sobre la capacidad) | n/a | 34.46% | 35.67% | 30.49% |
| Diferencia (MW) | n/a | 109.42 | 285.50 | 534.72 |
| Diferencia (%) | n/a | 2.79% | 5.51% | 10.62% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

¹⁰ Diferencia entre la demanda de hora punta y la capacidad instalada de generación

Margen de reserva de capacidad de generación con generación distribuida fotovoltaica

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|
| Demanda punta sin fotovoltaica (MW) | 4618.67 | 7781.50 | 10 151.77 | 13 236.12 |
| Demanda punta con fotovoltaica (MW) | n/a | 7771.00 | 10 124.30 | 13 182.52 |
| Capacidad instalada (MW) | 6420.80 | 11 706.30 | 15 337.30 | 18 272.30 |
| Margen de reserva sin fotovoltaica (MW) | 1802.13 | 3924.80 | 5185.53 | 5036.18 |
| Margen de reserva sin fotovoltaica (% sobre la capacidad) | 28.07% | 33.53% | 33.81% | 27.56% |
| Margen de reserva con fotovoltaica (MW) | n/a | 3935.3 | 5212.94 | 5089.78 |
| Margen de reserva con fotovoltaica (% sobre la capacidad) | n/a | 33.62% | 33.99% | 27.86% |
| Diferencia (MW) | n/a | 10.5 | 27.47 | 53.6 |
| Diferencia (%) | n/a | 0.27% | 0.53% | 1.06% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Margen de reserva de capacidad de generación con generación distribuida eólica

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|
| Demanda punta sin eólica (MW) | 4618.67 | 7781.50 | 10 151.77 | 13 236.12 |
| Demanda punta con eólica (MW) | n/a | 7729.34 | 10 015.65 | 12 969.91 |
| Capacidad instalada (MW) | 6420.80 | 11 706.30 | 15 337.30 | 18 272.30 |
| Margen de reserva sin eólica (MW) | 1802.13 | 3924.80 | 5185.53 | 5036.18 |
| Margen de reserva sin eólica (% sobre la capacidad) | 28.07% | 33.53% | 34.00% | 27.56% |
| Margen de reserva con eólica (MW) | n/a | 3976.96 | 5321.65 | 5302.39 |
| Margen de reserva con eólica (% sobre la capacidad) | n/a | 33.97% | 35.00% | 29.02% |
| Diferencia (MW) | n/a | 52.16 | 136.12 | 266.21 |
| Diferencia (%) | n/a | 1.33% | 2.62% | 5.29% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Como se esperaba, los resultados muestran el incremento en el margen de reserva permitiendo la mayor capacidad de respuesta del sistema. Este incremento es mayor para tecnologías fotovoltaicas, eólica y microturbina a gas.

Respecto a las reducciones de CO₂, existe una variación significativa como se aprecia en los cuadros siguientes. Esta reducción es causada por la disminución de la demanda.

Emisión de CO₂ con presencia de generación distribuida con microturbina a gas

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Emisiones sin microturbina a gas (ton CO₂) | 12 181.17 | 14 290.82 | 12 178.16 | 23 495.01 |
| Emisiones con microturbina a gas (ton CO₂) | - | 13 972.40 | 11 372.77 | 20 783.00 |
| Diferencia (ton CO₂) | - | 318.42 | 805.39 | 2712.01 |
| Diferencia (%) | - | -2.23% | -6.61% | -11.54% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Emisión de CO₂ con presencia de generación distribuida fotovoltaica

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|
| Emisiones sin fotovoltaica (ton CO₂) | 12181.17 | 14 290.82 | 12 178.16 | 23 495.01 |
| Emisiones con fotovoltaica (ton CO₂) | - | 13 399.83 | 10 827.93 | 19 624.16 |
| Diferencia (ton CO₂) | - | 890.99 | 1350.23 | 3870.85 |
| Diferencia (%) | - | -6.23% | -11.09% | -16.48% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Emisión de CO₂ con presencia de generación distribuida eólica

| Horizonte | Presente | 5 años | 10 años | 15 años |
|--|----------|-----------|-----------|-----------|
| Emisiones sin eólica (ton CO₂) | 12181.17 | 14 290.82 | 12 178.16 | 23 495.01 |
| Emisiones con eólica (ton CO₂) | - | 13 562.99 | 11 666.66 | 21 656.27 |
| Diferencia (ton CO₂) | - | 727.83 | 511.5 | 1838.74 |
| Diferencia (%) | - | -5.09% | -4.20% | -7.83% |

Fuente: GRT – Osinergmin.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin
Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE

Alta Dirección

Ing. Jesús Tamayo Pacheco Presidente del Consejo Directivo

Ing. Julio Salvador Jácome Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE

Dr. Arturo Leonardo Vásquez Cordano Gerente de Políticas y Análisis Económico

Carlos Javier Aguirre Zurita Asesor Técnico

Especialistas Sectoriales:

Victor Raúl Zurita Saldaña (Minería), Carlo Magno Vílchez Cevallos (Electricidad y Gas Natural), Ricardo de la Cruz Sandoval (Hidrocarburos), Carlos Renato Salazar Ríos (Econometría), Jorge Rodas (Métodos Cuantitativos)

Analistas Económicos:

Francisco Javier Coello Jaramillo, Carlos Alberto Miranda Velásquez, Edison Alex Chávez Huamán, Melissa Isabel Llerena Pratolongo, Donald Barboza Garaundo, Ernesto Yuri Guevara Ccama

Asistentes:

Thais Chávez Porta, Merry Romero Córdova

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida



Gerencia de Políticas y Análisis Económico
Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17
Teléfono: 219-3400 Anexo: 1057 Fax: 219-3413

www.osinergmin.gob.pe

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos