



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES
(IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Revisión del Mecanismo de Seguridad de Suministro en la República
Dominicana y Propuesta de Modificación

Tesis para optar por el título de
MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Ronald Pacheco Letona

Director

Néstor Ramírez Mamani

Tutor

Pablo Rodilla Rodríguez

1 de marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

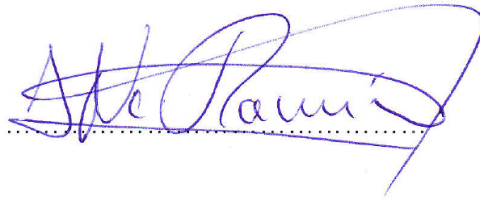
Autorizada la entrega de la tesis de master del alumno:

Ronald Pacheco Letona

EL DIRECTOR

Ing. Néstor Ramírez Mamani

Fdo:

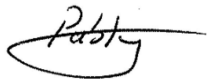


Fecha: 12/02/2013/

EL TUTOR

Dr. Pablo Rodilla Rodríguez

Fdo:

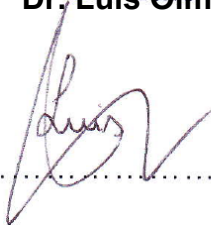


Fecha: 12/02/2013/

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Dr. Luis Olmos Camacho

Fdo:



Fecha: 12/02/2013/

RESUMEN

Esta tesis se realizó con el objetivo de revisar el mecanismo de seguridad de suministro en la República Dominicana y proponer una mejora del mismo, de tal manera que se garantice principalmente la dimensión de suficiencia y se atraiga nuevas inversiones en energía.

Para poder cumplir con el objetivo se procedió inicialmente a revisar la teoría existente, de tal manera que se pueda entender el problema de la seguridad de suministro en todas sus dimensiones; luego se revisó el mecanismo de seguridad actualmente vigente y sus resultados, se pudo observar que este no está cumpliendo con garantizar la firmeza y suficiencia del sistema; posteriormente se revisó la experiencia internacional, donde se pudo observar que los países que contaban con un mecanismo similar al actualmente vigente en RD realizaron modificaciones debido a que no garantizaba de manera adecuada la firmeza y suficiencia; finalmente se propuso implementar una modificación en el mecanismo actual, dividiendo el mismo en dos partes, una orientada a garantizar la firmeza y la otra en garantizar la suficiencia, con esto se pretende atraer nueva inversión en generación de tal manera que el beneficio social se maximice.

ABSTRACT

This thesis was performed in order to check the security of supply mechanism in the Dominican Republic and propose an improvement thereof, so as to ensure adequacy mainly the dimension and attracts new investment in energy.

To meet the goal initially proceeded to review the existing theory, so that they can understand the problem of security of supply in all its dimensions, then revised the security mechanism currently in place and their results, it was observed that is not complying with firmness and ensure system adequacy; subsequently revised international experience, where it was observed that the countries with a mechanism similar to that currently in force in RD made changes because they do not adequately guarantee the firmness and adequacy; finally proposed to implement a change in the current arrangement, dividing it into two parts, one aimed at ensuring the strength and the other to guarantee the adequacy, this is to attract new investment in generation so that the social benefit is maximized

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme estar acá, gozar de buena salud y darme la voluntad para cumplir con mis objetivos.

A mi familia y sobre todo a mi querida esposa Yenny Abreu, por su apoyo incondicional. Sin ellos nada de esto sería posible.

A mi Director de tesis, Ing. Néstor Ramírez, por haber dedicado parte de su tiempo en el desarrollo de este trabajo.

A mi Tutor de tesis, Dr. Pablo Rodilla, por sus valiosas observaciones y sugerencias.

A Edenorte Dominicana S.A., por otórgame la oportunidad de cursar esta maestría.

Finalmente, a todos mis amigos que de alguna manera contribuyeron con la consecución de este trabajo.

Contenido

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. MOTIVACIÓN	9
1.2. OBJETIVOS	10
1.3. METODOLOGÍA A UTILIZAR	10
2. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO	11
2.1. INTRODUCCIÓN	11
2.2. NATURALEZA DEL PROBLEMA Y TERMINOLOGÍA	12
2.2.1. Las Dimensiones de la Seguridad de Suministro	12
2.3. EL PROBLEMA DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN EL CONTEXTO LIBERALIZADO	14
2.3.1. El Mercado en Condiciones Ideales	14
2.3.2. El Mercado en Condiciones Reales	17
2.4. ALTERNATIVAS DEL REGULADOR	18
2.4.1. Alternativa 1 – No Regular	18
2.4.2. Alternativa 2 – Imponer a la Demanda la Obligación de Contratar	19
2.4.3. Alternativa 3 – Comprar en Nombre de la Demanda	20
2.4.4. Alternativa 4 – Pagos Adicionales por Capacidad	21
2.5. ELEMENTOS BASICOS DE DISEÑO DE MECANISMOS REGULATORIOS DE GARANTÍA DE SUMINISTRO	22
2.5.1. Criterios Generales Fundamentales	22
2.5.2. Elementos Básicos del Diseño	23
3. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA 25	25
3.1. HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO	25
3.2. MARCO REGULATORIO VIGENTE	26
3.3. INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO	27
3.3.1. La Comisión Nacional De Energía (CNE)	27
3.3.2. La Superintendencia de Electricidad (SIE)	28
3.3.3. El Organismo Coordinador (OC)	30
3.4. LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN EN LA REPUBLICA DOMINICANA	31
3.4.1. Regulación Asociada a la Actividad de Generación.	31
3.4.2. Remuneración de la Actividad de Generación	32
3.5. MECANISMO ACTUAL DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO	32
3.5.1. El Producto	33

3.5.2.	Las Contrapartes	41
3.5.3.	Curva de Compra del Producto	41
3.6.	Resultados del Mecanismo Actual de Seguridad de Suministro ...	42
4.	EXPERIENCIA INTERNACIONAL	49
4.1.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PERÚ	49
4.1.1.	El Producto.	50
4.1.2.	Las Contrapartes.....	51
4.1.3.	Curva de Compra del Producto	52
4.1.4.	Conclusiones y Observaciones.....	53
4.2.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO CHILE.....	53
4.2.1.	El Producto.	54
4.2.2.	Las Contrapartes.....	55
4.2.3.	Curva de Compra del Producto	55
4.2.4.	Conclusiones y Observaciones.....	56
4.3.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO COLOMBIA.....	57
4.3.1.	El Producto.	57
4.3.2.	Las Contrapartes.....	59
4.3.3.	Curva de Compra del Producto.....	59
4.3.4.	Conclusiones y Observaciones.....	61
4.4.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO ESPAÑA	61
4.4.1.	El Producto.	62
4.4.2.	Las Contrapartes.....	62
4.4.3.	Curva de Compra del Producto.....	63
4.4.4.	Conclusiones y Observaciones.....	64
4.5.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO GUATEMALA	64
4.5.1.	El Producto.....	65
4.5.2.	Las Contrapartes.....	65
4.5.3.	Curva de Compra del Producto.	65
5.	PROPUESTA DE MEJORA AL MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA	66
5.1.	RAZONES QUE JUSTIFICAN LA EXISTENCIA DEL PARQUE ENERGÉTICO ACTUAL	66
5.1.1.	Razones Políticas.....	66
5.1.2.	Razones Institucionales.....	67
5.1.3.	Razones Financieras.....	68
5.1.4.	Razones de Mercado.....	69
5.2.	DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ÓPTIMA.....	71

5.2.1.	La Demanda	72
5.2.2.	La Oferta.....	73
5.2.3.	Precios de los Combustibles	74
5.2.4.	Determinación de la Matriz Óptima de Generación.....	76
5.3.	PÉRDIDA DE BENEFICIO SOCIAL COMO CONSECUENCIA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL	79
5.3.1.	Precios de los Combustibles	79
5.3.2.	Datos de la Demanda.....	80
5.3.3.	Datos de la Oferta	82
5.3.4.	Resultados del Despacho y Pérdida del Beneficio Social.....	84
5.4.	MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PROPUESTO	89
5.4.1.	Incentivo a la Firmeza	90
5.4.2.	Incentivo a la Suficiencia.....	92
5.4.3.	Distribución de los Costos del Mecanismo.....	94
5.4.4.	Resumen del Mecanismo Propuesto	94
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
6.1.	CONCLUSIONES	95
6.2.	RECOMENDACIONES	96
7.	BIBLIOGRAFIA	97

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

El proceso de liberación o desregulación que se está llevando a cabo a nivel mundial, tiene como uno de sus principales pilares la creación de un mercado eléctrico mayorista, donde los generadores actúan en régimen de competencia. Uno de los objetivos que debe cumplir este mercado es proporcionar el suministro eléctrico con un nivel adecuado de calidad y seguridad.

La teoría microeconómica aplicada a los sistemas eléctricos, nos muestra como el precio de la energía, es una señal suficiente para incentivar la operación eficiente de las centrales existentes (firmeza), además de atraer la inversión necesaria (suficiencia), garantizando un nivel adecuado de seguridad de suministro. Sin embargo las imperfecciones o fallos de mercado impiden que esta teoría se cumpla en la realidad.

Las imperfecciones de mercado hacen necesaria la intervención regulatoria, de tal manera que se cree un escenario, que ayude al mercado a garantizar la seguridad de suministro. Esta intervención cada vez está más clara, hay bastante experiencia internacional, pero el problema es que no hay dos sistemas iguales y la solución de un sistema no tiene que ser idónea en otros contextos.

El proceso de liberación del sector eléctrico en la República Dominicana llevado a cabo en el año 97 y la promulgación de la ley general de electricidad en el año 2001, crearon el mercado eléctrico mayorista de la República Dominicana, compuesto por un mercado spot y un mercado de contratos (mercado financiero, no afecta la operación). Este mercado actualmente está caracterizado por sus altos precios de generación, debido a la alta dependencia del petróleo y a la existencia de un parque viejo de generación.

La crisis actual del sector eléctrico dominicano, viene motivada por un alto nivel de pérdidas en las distribuidoras y las tarifas a usuarios finales que no llegan a cubrir los costos de generación; sin embargo los altos precios de la energía eléctrica colaboran de manera considerable en el agravamiento de este problema a pesar de la política de subsidios.

Uno de los objetivos de la ley es "Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de los recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales".

Es necesario analizar si el mecanismo actual de seguridad de suministro otorga las señales adecuadas para promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad. El mecanismo en la actualidad no está atrayendo la inversión adecuada en generación, sobre todo en centrales con tecnologías eficientes (ciclos combinados de gas, carbón, etc.), esto

podría comprometer en el mediano y largo plazo la seguridad de suministro en la República Dominicana.

El presente trabajo, pretende hacer una revisión del mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana y verificar sus resultados, prestando especial atención a la dimensión de suficiencia (inversiones). A la luz de los resultados y tomando en cuenta la experiencia internacional en mercados similares, hacer una propuesta de mejora, de tal manera que no se comprometa la seguridad de suministro en un futuro.

1.2. OBJETIVOS

- Analizar el mecanismo de seguridad de suministro en la República Dominicana, verificando sus resultados e identificando sus deficiencias.
- Revisar los mecanismos de seguridad de suministro en mercados similares, utilizando su experiencia como punto de partida para una propuesta de mejora en el mecanismo actual.
- Elaborar una propuesta de mejora al mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana, enfocada principalmente en garantizar la dimensión de suficiencia, incentivando las inversiones en tecnologías de generación eficientes.

1.3. METODOLOGÍA A UTILIZAR

En el desarrollo de esta tesis se propone revisar el mecanismo actual de Seguridad de Suministro en la República Dominicana, identificando sus aciertos y deficiencias. Posteriormente se hará una propuesta de mejora utilizando para ello la experiencia internacional sin dejar de lado la experiencia local. El desarrollo de la metodología es el siguiente:

Capítulo 2.- En este capítulo se mostrará la teoría necesaria para poder entender el problema de la seguridad de suministro en todas sus dimensiones, además de otorgarnos los fundamentos básicos para el diseño de un mecanismo de seguridad de suministro.

Capítulo 3.- En este capítulo se mostrará en detalle el mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana, además de revisar su funcionamiento y los resultados obtenidos.

Capítulo 4.- En este capítulo se mostrará la descripción y análisis de la experiencia internacional de varios países en lo referente a los mecanismos de seguridad de suministro. Esta información se utilizará como referencia y punto de partida para la propuesta del capítulo 5.

Capítulo 5.- En este capítulo se mostrará la propuesta de mejora al mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana. Para poder elaborar este capítulo analizaremos lo siguiente:

- Cuáles son las razones que han motivado la existencia del parque energético actual.
- Se determinará el parque energético óptimo requerido en la República Dominicana. En esta parte se mostrará la cantidad de MW instalados por cada tecnología y los precios esperados en el mercado.
- En base al parque óptimo y la matriz energética actual se determinará la pérdida de beneficio social si es que no se toman las medidas adecuadas para atraer inversión. Se hará un análisis comparativo de los precios resultantes con la matriz energética actual y los precios que se obtendrían en base a un parque óptimo.
- Finalmente se planteará un mecanismo que busque atraer las inversiones para lograr un parque energético óptimo.

2. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO¹

2.1.INTRODUCCIÓN

El proceso de desregulación llevado a cabo a nivel mundial, trajo como consecuencia la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. La generación sigue los criterios de mercado, por lo tanto es importante determinar si el mercado por sí mismo es capaz de garantizar la seguridad de suministro sin necesidad de la intervención regulatoria.

Uno de los principales objetivos de toda regulación es garantizar la seguridad de suministro eléctrico con un nivel adecuado de calidad y seguridad. El regulador puede utilizar distintas metodologías para lograr este objetivo, que van desde dejar que la seguridad de suministro la otorgue el mercado, hasta realizar una intervención regulatoria más activa (definir cantidad, precios, etc.).

El Mercado en condiciones ideales debería garantizar la seguridad de suministro, ya que la competencia perfecta debería fijar un precio lo suficientemente atractivo para incentivar la operación adecuada del parque de generación existente, al mismo tiempo que debería atraer la inversión necesaria. Sin embargo veremos que las condiciones ideales no se cumplen por lo tanto existe un fallo en el mercado.

La seguridad de suministro en generación se ve afectada por una serie de decisiones que son tomadas por los agentes en diferentes horizontes temporales, normalmente las decisiones de largo plazo son las que más han atraído la atención de los reguladores.

¹ El presente capítulo se basa en gran medida en [JULI10]

En este capítulo analizaremos el problema de la seguridad de suministro en todas sus dimensiones, así mismo veremos las alternativas que tiene el regulador para garantizarla y finalmente mostraremos los elementos básicos para el diseño de mecanismos regulatorios de garantía de suministro.

2.2. NATURALEZA DEL PROBLEMA Y TERMINOLOGÍA.

Uno de los objetivos que debe cumplir el mercado es proporcionar el suministro eléctrico con un nivel adecuado de calidad y seguridad (fiabilidad). Este debería ser el resultado de un mercado eficiente.

Los racionamientos frecuentes de energía en el corto plazo no son deseables, ya que estos no maximizan el beneficio social neto. Los racionamientos prolongados o sistemáticos generalmente conducen a crisis políticas y en algunas ocasiones plantean la necesidad de modificar drásticamente el modelo regulatorio para evitarlos.

La teoría microeconómica aplicada a los sistemas eléctricos, nos muestra como el precio de la energía, es una señal suficiente para incentivar la operación eficiente de las centrales existentes (firmeza), además de atraer la inversión necesaria (suficiencia), garantizado un nivel adecuado de seguridad de suministro. Sin embargo las imperfecciones o fallos de mercado impiden que esta teoría se cumpla en la realidad.

2.2.1. Las Dimensiones de la Seguridad de Suministro

La seguridad de suministro de electricidad se puede descomponer en cuatro dimensiones consecutivas e interrelacionadas, pero suficientemente diferenciables: seguridad, firmeza, suficiencia y política energética.

Actividad de Generación	Expansión Estratégica	Expansión	Planificación	Operación
Horizonte Temporal	Muy Largo Plazo	Largo Plazo	Medio Plazo	Corto Plazo
Dimensión de Seguridad de Suministro	Política Energética	Suficiencia	Firmeza	Seguridad

Figura 1: Las dimensiones de la seguridad de suministro

El resultado final de la seguridad de suministro es la calidad de suministro resultante. Esta calidad solo se materializa en el tiempo real; sin embargo para lograr esta calidad es necesario pasar por un conjunto de actividades desreguladas que deben ejecutarse en diferentes horizontes temporales.

- **Seguridad.**

Disponibilidad de la capacidad suficiente y los procedimientos de operación adecuados para garantizar una operación segura de los recursos en el muy corto plazo. Esta dimensión se inicia después del gate closure, es decir el momento en el cual no se permiten más transacciones en el mercado.

En el tiempo real es necesario mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda, la estabilidad de sistema se encuentra en juego, por lo tanto es poco probable que el regulador o el operador del sistema dejen al mercado la responsabilidad de esta dimensión.

- **Firmeza.**

Disponibilidad de la generación en el corto plazo, resulta en buena medida de la planificación de la capacidad ya instalada en el sistema. La firmeza en gran medida depende de la gestión en el corto y mediano plazo de los embalses, adquisición y gestión de combustibles, mantenimientos, así como la capacidad de los generadores de responder adecuadamente a los requerimientos de la demanda.

La necesidad de intervención del regulador cada vez está más clara. El mercado necesita de algún tipo de incentivo para que los generadores estén disponibles cuando el sistema más los necesita.

- **Suficiencia.**

Existencia de suficiente capacidad instalada y/o esperada para responder a los requerimientos de la demanda de largo plazo.

Es necesaria la intervención del regulador para atraer las inversiones adecuadas, pero el tipo de mecanismo de incentivo no queda del todo claro.

- **Política Energética.**

Preocupación por la disponibilidad en largo plazo de recursos energéticos: existencia física, precio, dependencia energética del país, restricciones medioambientales, etc.

El mercado no es capaz de tener en cuenta criterios de muy largo plazo ni externalidades, por lo tanto son necesarios mecanismos regulatorios adicionales (feed-in tariffs o cap&trade).

Las políticas energéticas deben ser coordinadas con los requerimientos en el resto de dimensiones ya que afecta directamente a estas (parque óptimo, reservas, operación).

La pregunta que deberíamos hacernos es si el mercado es capaz de garantizar la seguridad de suministro en todas sus dimensiones.

Existe un claro consenso internacional de que la intervención regulatoria es evidente en la dimensión de seguridad. Esta puede ser tratada mediante la creación de mercados de operación ad hoc manejados por el operador del sistema, en los que se puede comprar a los generadores volúmenes de reserva de operación o productos análogos.

Es comúnmente aceptada la intervención regulatoria en la dimensión de política energética, ya que es necesaria la implementación de mecanismos regulatorios adicionales tipo cap & trade o feed in tariffs. Con estos mecanismos se busca atraer inversiones que necesitan de estos incentivos para poder instalarse (energías renovables).

En cuanto a las dimensiones de firmeza y suficiencia cada vez es más clara la necesidad de la intervención del regulador, existe bastante experiencia internacional, pero el problema es que no hay dos sistemas iguales.

2.3.EL PROBLEMA DE LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN EL CONTEXTO LIBERALIZADO.

2.3.1. El Mercado en Condiciones Ideales

La teoría microeconómica aplicada a los mercados eléctricos nos demuestra que si se cumplen determinadas hipótesis, el mercado es capaz de enviar las señales adecuadas para la operación óptima y al mismo tiempo atraer las inversiones necesarias. Las hipótesis que se deben cumplir son las siguientes:

- Los precios reflejan lo que la demanda está dispuesta a pagar en cada momento (la demanda participa en el mercado de corto plazo), esto quiere decir que en los momentos de escasez es

probable que los precios del mercado estén por encima del coste marginal de la central más cara.

- Mercado en competencia perfecta.
- Los riesgos se asignan de manera compartida, es decir existen mercados donde interactúan la oferta y la demanda y se negocian futuros.
- No existen economías de escala.
- Las inversiones son continuas, es decir no existe un tamaño mínimo a la hora de invertir en una determinada tecnología (ej. Nuclear 1 MW).

Se puede demostrar que bajo estas hipótesis el mercado maximiza el beneficio social neto y consigue los mismos resultados que en el contexto tradicional conseguiría el regulador realizando una planificación centralizada con información perfecta.

El mercado mandaría las señales de precio necesarias para la operación óptima y al mismo tiempo atraer las inversiones. En el caso de las inversiones, si el mercado enviara señales de precio que se encuentren por encima del precio óptimo, indicaría que falta generación, es decir los generadores reciben remuneraciones por encima de los costos totales, inmediatamente se atraería nueva generación hasta que el precio sea el óptimo. Si las señales de precio fueran inferiores al precio óptimo, significaría que hay una sobreinversión y por lo tanto no se recuperarían los costos incurridos.

Partiendo de estas hipótesis mostraremos como recuperan sus inversiones los generadores en un mercado de energía. Como sabemos en los mercados de energía, los precios se basan en costes marginales de operación y/o en la utilidad de la demanda.

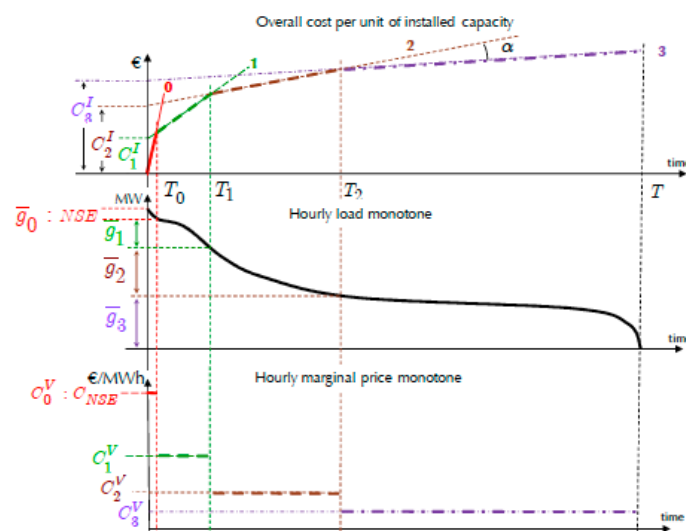


Figura 2: El parque de generación perfectamente adaptado (fuente: La regulación de libre mercado Generación y mercado mayorista, Julián Barquín, Carlos Batlle y Pablo Rodilla)

La figura 2, muestra cuatro tecnologías 0, 1, 2 y 3, los costos asociados de instalación por MW son C_1^I , C_2^I y C_3^I y los costos variables de producción son C_0^V , C_1^V , C_2^V , C_3^V . Como podemos ver la tecnología 0 es una tecnología ficticia, ya que no tiene costes de instalación y por el contrario tiene altos costes de operación, esta tecnología representa el precio que la demanda está dispuesta a pagar por dicha energía.

La parte superior de la figura 2, muestra como un planificador centralizado determina la cantidad de potencia que debe instalar de cada tecnología en función a los costos y tiempo de operación. Como podemos ver para un tiempo de operación T_0 no es eficiente instalar ningún tipo de tecnología, por lo tanto la demanda determinará el precio que está dispuesta a pagar por esta energía y habrá racionamiento.

La parte media de la figura 2, muestra la curva monótona de carga, con esta podemos determinar la cantidad de MW que debemos instalar de cada una de las tecnologías.

La parte inferior de la figura 2, muestra los costos marginales para cada intervalo de tiempo T . Como podemos ver en el intervalo T_2 - T_3 , la tecnología que margina es la 3, por lo tanto solo recibe sus costos variables, en los otros intervalos percibe un beneficio igual a la diferencia entre los costos marginales por el tiempo T .

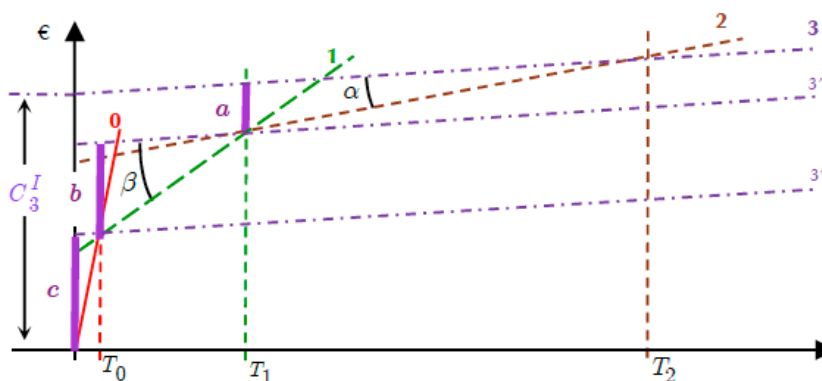


Figura 3: Recuperación de los costes de inversión de la tecnología 3 (fuente: La regulación de libre mercado Generación y mercado mayorista, Julián Barquín, Carlos Batlle y Pablo Rodilla)

La figura 3, muestra como la tecnología 3 recupera sus costes de inversión, el beneficio que obtiene la tecnología 3, viene dada por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal del sistema por la duración de tiempo T . Gráficamente, esta diferencia es igual a la diferencia entre las dos pendientes de las curvas de coste, es decir es la tangente del ángulo que forman. Por lo tanto los beneficios que obtiene la tecnología 3 serían los segmentos a , b y c , que sumados son exactamente los costes de inversión.

Es importante remarcar la importancia del segmento c, que está asociada a los momentos de escasez, donde el precio lo fija la demanda (tecnología 0). Si no se deja a la demanda determinar este precio o se le ponen techos definidos administrativamente, las centrales no recuperarían sus costos de inversión.

2.3.2. El Mercado en Condiciones Reales

Como se mostró en el punto anterior bajo ciertas hipótesis el mercado es capaz de remunerar adecuadamente a los generadores, por lo tanto los precios de los mercados son suficientes para garantizar la operación óptima y a la vez atraer las inversiones necesarias que garanticen el beneficio social neto.

En la práctica las condiciones ideales para el buen funcionamiento del mercado no se dan. Los mercados presentan una serie de imperfecciones, que se listan a continuación:

- La existencia de precios topes implícitos y explícitos (reglas regulatorias que intervienen en el precio) impiden que los precios realmente reflejen lo que la demanda está dispuesta a pagar por la energía. Es decir la demanda no determina los precios cuando hay escasez de generación, esto impide que las centrales recuperen la totalidad de sus costes de inversión.
- Los mercados no son perfectamente competitivos.
- Los agentes son adversos al riesgo, los mercados de largo plazo no funcionan debido a la pasividad de la demanda; por lo tanto el riesgo no se asigna de manera eficiente.
- Existen economías de escala.
- Las inversiones no son continuas, existe un tamaño mínimo (MW instalado) de inversión. Esto es relevante sobre todo en sistemas pequeños.

El fallo fundamental del mercado.

Si asumimos que el mercado ha llegado a un cierto nivel de desarrollo en el que la demanda es activa, es decir responde a las condiciones del mercado y puede desconectarse en caso los precios sean demasiado altos. La oferta y la demanda interactuarían distribuyendo de manera eficiente los riesgos. Por lo tanto los mercados de futuros funcionarían de manera correcta equilibrando los riesgos entre la oferta y la demanda.

Por lo tanto, si entre generadores y distribuidores se establecieran contratos a plazo se lograría lo siguiente:

- Reducir el riesgo de los precios altos para los consumidores.
- Permitiría a los consumidores elegir (pagar) su nivel de cobertura
- Remunerar adecuadamente el riesgo del generador (prima del contrato).
- Sería atractivo invertir en construcción de grupos de generación adaptados a las necesidades de la demanda de largo plazo.

Sin embargo la demanda no participa del mercado en su gran mayoría, esto se encuentra motivado principalmente por las siguientes razones:

- Las tarifas reguladas eliminan la necesidad de protegerse de los precios altos, incluso los consumidores que están expuestos al mercado spot ignoran la fiabilidad al momento de tomar sus decisiones.
- Existe un seguro implícito según el cual los consumidores confían en que el regulador los protegerá de los precios altos.
- Hay una falta de participación de la demanda en los mercados de plazo.

Podemos concluir que mercado spot no es capaz de proveer por si mismo al sistema un nivel de suficiencia ni firmeza adecuado, existe un fallo de mercado; por lo tanto deberá ser necesario algún tipo de intervención regulatoria.

2.4. ALTERNATIVAS DEL REGULADOR

Tomando en cuenta el nivel de regulación que se quiere aplicar, las alternativas del regulador son las siguientes:

- No regular.
- Imponer a la demanda la obligación de contratar.
- Comprar en nombre de la demanda.
- Pagos adicionales por capacidad.

2.4.1. Alternativa 1 – No Regular.

Esta es la alternativa basada en la teoría económica ortodoxa. Esta debería permitir la completa participación de la demanda en el mercado (el regulador no protege a la demanda) y con esto conseguir que todos los agentes percibiesen la volatilidad del mercado a todo plazo.

Este mecanismo requiere una demanda lo suficientemente madura, para que tome sus previsiones y se cubra de la volatilidad del mercado mediante contratos de largo plazo; de lo contrario bastaría con esperar al largo plazo y la llegada de periodos de escasez y altos precios, momentos en que la demanda se encuentre en una situación muy delicada y perciban la necesidad de cubrirse en el largo plazo.

Sin embargo es probable que el regulador intervenga antes de que el proceso de aprendizaje se complete, como vimos anteriormente existen consecuencias sociales y políticas no deseadas que evitarían que el proceso se completase.

Esta es una alternativa que podría aplicarse en un futuro, cuando la demanda sea lo suficientemente madura.

2.4.2. Alternativa 2 – Imponer a la Demanda la Obligación de Contratar

En la mayoría de los mercados eléctricos la experiencia muestra que la demanda no responde de manera adecuada en el mercado de largo plazo. Los consumidores no incluyen el nivel de fiabilidad en el proceso de formación del precio, esto impide que se planifique e instale generación orientada a la fiabilidad.

La falta de madurez de la demanda, plantea la necesidad de incrementar el nivel de regulación hacia un mercado de capacidad.

En esta alternativa, el regulador obliga a la demanda a contratar una determinada cantidad de un producto de fiabilidad, el precio del producto resulta del juego del mercado. Este diseño regulatorio requiere definir los siguientes aspectos:

- El producto de fiabilidad que se debe comerciar.
- La cantidad del producto que la demanda debe adquirir.
- La cantidad del producto que cada generador puede ofrecer.

Paralelamente se creará un mercado que permita a los generadores asegurar la cantidad del producto de fiabilidad a la que se han comprometido. El precio resulta de la interacción del mercado por lo tanto se espera que este sea eficiente. Sin embargo su eficacia depende de la estructura del mercado y de las características del producto definido.

La demanda adquiere el producto de fiabilidad a quien considere oportuno, esto no representa ningún problema si el mercado está completamente liberalizado y no existen tarifas reguladas. Tampoco representa un problema en caso los comercializadores regulados estén completamente separados de los generadores.

En caso que no exista suficiente separación entre los generadores y los comercializadores regulados, o se reconozca todos los contratos

de fiabilidad dentro de la tarifa regulada, es necesario controlar de alguna manera con quien se contrata la demanda de tal manera que se eviten subsidios cruzados entre generadores y comercializadores y dotar de mayor transparencia el proceso de compra del producto. En este caso se sustituye el mercado que surge naturalmente de la obligación de contratar por una licitación pública.

Uno de los grandes problemas de las licitaciones públicas, es que no plantean las mismas obligaciones a los agentes (distribuidoras, comercializadoras, grandes clientes). Esto implica que existan oportunidades de free riding de parte de algunos agentes, ya que los que soportarían los sobrecostos del producto de fiabilidad solo serían algunos de ellos, mientras el beneficio es para todo el sistema.

2.4.3. Alternativa 3 – Comprar en Nombre de la Demanda

En esta alternativa el regulador actúa en nombre de la demanda, comprando un producto relacionado con la fiabilidad y trasladando su coste a los consumidores.

Existen dos alternativas principales:

2.4.3.1. El Operador del Sistema Invierte en Grupos de Punta o Compra a Plazo Reservas.

Dentro de este mecanismo se puede optar por lo siguiente:

El operador del sistema invierte en grupos de punta.

La idea principal es que el operador compre algunas o todas las centrales de punta del sistema y si las circunstancias los ameritan invierta en nuevas plantas. Con esto se pretende evitar que alguna de estas plantas (de punta, viejas e ineficientes) se retiren del sistema y reciban una remuneración suficiente.

Los costes incurridos por el operador del sistema son cargados a los consumidores para disponer de un margen de reserva adicional.

El operador del sistema compra a plazo reservas.

Esta opción consiste en que el regulador compra a plazo reservas, esto proporciona un volumen de energía disponible para equilibrar el sistema en los periodos de escasez de generación.

Este mecanismo presenta los siguientes inconvenientes:

- Contraviene los principios económicos del mercado.

- El riesgo de un generador que decide construir bajo este mecanismo es nulo.
- La aversión al riesgo por parte del regulador, generalmente hace que sobreestimen las necesidades de capacidad de punta del sistema.
- Es una alternativa altamente intervencionista donde se segmenta al mercado en dos partes, el mercado competitivo y los grupos constituidos como reservas de capacidad.
- No es saludable hacer que el operador del sistema oferte en el mercado de energía, ya que distorsiona drásticamente el funcionamiento del mismo.

Una posible solución al problema de la distorsión que causa esta alternativa, podría ser fijar un precio de ejercicio a partir del cual se le permitiese ofertar en los mercados de energía al operador del sistema. Este precio debería ser lo suficientemente alto como para no distorsionar el mercado de energía.

2.4.3.2. Compras Vía Subasta de un Producto Vinculado a la Fiabilidad

Este mecanismo plantea crear un mercado artificial de largo plazo orientado a estimular la fiabilidad del sistema. La idea principal es que el regulador compre en nombre de toda la demanda un producto orientado a la fiabilidad.

La compra se organiza de tal manera que los generadores compiten por proveer el servicio, el precio de fiabilidad así como la participación de los diferentes generadores viene determinado por las fuerzas del mercado.

2.4.4. Alternativa 4 – Pagos Adicionales por Capacidad

Esta alternativa consiste en que el regulador fija administrativamente el precio del producto orientado a la fiabilidad. El regulador renuncia a que el precio lo fijen las fuerzas del mercado, generalmente se aplica en lugares donde la estructura de mercado no permite garantizar un nivel adecuado de competencia.

La complejidad de este método se incrementa cuanto mayores sean los incentivos que implica:

- En caso de orientarse a incrementar la firmeza, debe incluir el coste esperado de las penalizaciones que se derivan de este compromiso.
- En caso de orientarse a la suficiencia, debe determinarse el valor del pago fijo que requieren los potenciales inversores en la tecnología que se quiere atraer.

El resultado de esta alternativa puede ser tremendamente asimétrico, por un lado si el incentivo es insuficiente, puede ser que este se malgaste y no se consiga el objetivo deseado; por el contrario si se sobrevalora puede ser que el sistema se conduzca a una explotación ineficiente.

2.5.ELEMENTOS BASICOS DE DISEÑO DE MECANISMOS REGULATORIOS DE GARANTÍA DE SUMINISTRO²

2.5.1. Criterios Generales Fundamentales

Los criterios fundamentales y básicos que deben constituir el sustento de todo diseño regulatorio enfocado a la garantía de suministro de electricidad son los siguientes:

Estabilidad regulatoria.

Este es el criterio de primer orden, se trata de que el regulador pueda transmitir las máximas garantías de estabilidad. Es decir que los agentes del mercado confíen en que las decisiones que toma, cumplan con todo el rigor y respeto a las reglas en todos los sentidos.

Racionalidad económica y desarrollo de mecanismos de mercado.

Este criterio consiste en que las reglas y fórmulas de incentivos a implantar deben reflejar el principio de racionalidad económica. También busca minimizar el número de parámetros sujetos a la subjetividad de los reguladores y/o operadores del sistema.

² El presente punto se basa en gran medida en [PAR011]

Ortodoxia y transparencia regulatoria.

La propuesta regulatoria debe aprovechar la experiencia regulatoria acumulada en los años de liberalización del mundo y se debe alinear con los enfoques más predominantes.

2.5.2. Elementos Básicos del Diseño

Los elementos básicos del diseño de un mecanismo de regulatorio de garantía de suministro son los siguientes:

El producto.

Es el elemento más importante, con la adquisición de este producto el regulador trata de lograr una situación más eficiente.

Con el producto, el regulador busca los siguientes objetivos:

- Garantizar el suministro: Garantizar la gestión eficiente de los recursos (firmeza) y atraer nuevas inversiones (suficiencia).
- Estabilizar el precio del mercado.
- Mitigar el poder de mercado.

Es necesario definir el producto adecuadamente ya que los generadores buscan reducir sus riesgos, por lo tanto necesitan señales de ingresos estables que les permitan financiar sus proyectos, la señal de corto plazo (spot) no es suficiente debido a sus imperfecciones. Por lo tanto necesitan una fuente de ingreso adicional que les disminuya el riesgo.

Los tipos de productos más conocidos son los siguientes:

- Capacidad (MW): Física, firme.
- Capacidad de reserva de embalse (MWh): Física, firme.
- Un contrato de energía: Solo físico, financiero, físico y financiero.

Junto con el producto también es necesario tomar en consideración lo siguiente:

- Penalizaciones, en caso de no cumplir el compromiso asumido. Obviamente si se incrementan las penalizaciones lógicamente habrá que pagar más a los generadores por el producto.
- Garantías, el regulador debe buscar algún tipo de garantía en caso el agente que adquiriera el compromiso incumpla con lo acordado, por ejemplo en el caso de la construcción de una

central si el generador quiebra al menos el sistema se queda con la central.

- El periodo de carencia, en necesario definirlo adecuadamente de tal manera que se dé el tiempo necesario a los nuevos entrantes para construir la central de generación de acuerdo al tipo de tecnología que se quiera instalar.
- La duración del contrato, dependiendo de la tecnología que se quiera atraer es necesario garantizar un mayor o menor tiempo de contrato.

La definición del producto condiciona el tipo de tecnología que se quiere atraer, por lo tanto se debe elegir con mucho cuidado o tal vez definir diferentes tipos de producto que busquen objetivos distintos.

Las contrapartes

Es necesario definir que agentes participarán del mecanismo de garantía de suministro.

En el caso de los compradores del producto se puede elegir entre lo siguiente:

- Hacer participar a toda la demanda.
- Hacer participar solo a una parte de la demanda. Puede presentar problemas de free riding.

En el caso de los vendedores se debe definir quiénes pueden vender el producto:

- Todas las tecnologías o solo algunas
- Todos los grupos del sistema o solo las nuevas inversiones

Curva de compra del producto

Es necesario definir qué es lo que se le pedirá al mercado. Podemos listar las siguientes opciones:

- Precio: el regulador fija el precio del producto y deja al mercado que decida la cantidad del producto que desea proporcionar.
- Cantidad: el regulador fija la cantidad del producto y deja que el mercado determinar el precio.
- Curva cantidad-precio, se define un margen de precio y cantidad, esta sería la opción más completa.

Adicionalmente es necesario definir: si el producto se contratará a través de contratos bilaterales o serán a través de subastas, si se centralizará o no para aprovechar las economías de escala.

3. LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA³

3.1. HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO⁴

Antes de la reforma del año 97, el sector eléctrico dominicano estaba constituido por la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Esta era una empresa estatal verticalmente integrada. La década de los 90 se caracterizaba por la mala calidad de servicio, los racionamientos y los déficits de energía y potencia, llegando incluso a tener un margen de reserva de generación negativo.

Debido al rápido crecimiento de la demanda en la década de los 90 y a la falta de capacidad de generación, el gobierno dominicano se vio en la obligación de firmar contratos con generadores independientes (IPP, siglas en inglés) a través de la CDE. Después de la firma de estos contratos la CDE era propietaria del 71% de la capacidad instalada del parque generador dominicano, quedando el otro 29% en propiedad de los IPPs.

A partir del año 1997, se inicia un proceso profundo de reformas en el sector eléctrico, siguiendo los lineamientos del marco regulatorio Chileno y el esquema de capitalización boliviano. Este proceso concluyó con la capitalización de la CDE, la desintegración vertical y horizontal del sector, la participación del sector privado en la inversión, dejando al estado las labores de fiscalización y regulación. El marco regulatorio establecido a partir de la promulgación de La Ley General de Electricidad en el año 2001 (LGE 125-01) creó condiciones para el desarrollo de un mercado competitivo en la generación.

Los resultados inmediatos de las reformas fueron:

- Promulgación de la ley de capitalización (ley 141-1997), bajo el cual el estado aporta los activos en sociedad con un inversionista, cada uno con un 50%. El socio privado tiene el derecho de administrar la sociedad, separando al estado de la actividad empresarial.
- La autoridad de supervisión y regulación se asigna a la Secretaria de Industria y Comercio, ejercida a través del organismo especializado que es la Superintendencia de Electricidad.
- Se establecieron las reglas de juego para la distribución y transmisión.

³ El presente punto se basa en gran medida en [LEY_07] y [REDO07]

⁴ La mayor parte de la información tomada de [PEN_04]

- La estrategia contempló la creación de tres empresas de generación: dos térmicas que fueron objeto de capitalización y una tercera de generación hidráulica, que queda en manos de la CDE; la empresa de transmisión queda en manos de la CDE y se crean tres empresas de distribución que fueron objeto de capitalización.
- Se promulga la Ley General de Electricidad (ley 125-01), que establece el marco legal para el sector y crea las instituciones rectoras: la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad (SIE) y el Organismo Coordinador (OC).
- El año 2003, luego de una profunda crisis se renacionalizaron 2 de las 3 empresas de distribución. Posteriormente se nacionalizó la tercera empresa de distribución en el año 2009.

3.2. MARCO REGULATORIO VIGENTE

- **Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, modificada por la Ley No. 186-07, de fecha 6 de agosto de 2007 (LGE).**

La LGE rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos de estado relacionados con estas materias: Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad (SIE).

Los objetivos básicos de esta ley son los siguientes:

- Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de los recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales.
- Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico.
- Promover la sana competencia en todas las actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas.
- Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopolístico, estableciendo tarifas con criterios económicos, de eficiencia y equidad a manera de un mercado competitivo.
- Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación.

- Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.
- **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01, modificada por Ley No. 186-07). Dictado mediante Decreto No. 555-02 del 19 de julio de 2002, modificado por el decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002, modificado a su vez, por el decreto No. 494-07, de fecha 30 de agosto de 2007 (RLGE).**

El RLGE norma todas aquellas materias que de acuerdo con la Ley, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo. El Reglamento busca promover la consecución de los objetivos de la LGE.

- **Ley de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales No. 57-07. Promulgada en fecha 7 de mayo de 2007 (LIER).**

La LIER constituye el marco normativo y regulatorio básico que se aplica para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable.

- **Reglamento de Aplicación de la Ley No. 57-07, de Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales (RLIER).**
- **Resoluciones Superintendencia de Electricidad.**

Constituyen un conjunto de pautas emitidas por la SIE para lograr una correcta aplicación de la LGE y el RLGE.

3.3. INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO

3.3.1. La Comisión Nacional De Energía (CNE).

Esta institución fue creada por la LGE, se relaciona con el Poder Ejecutivo a través del secretario de estado, presidente del directorio.

Corresponde a la CNE el elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al poder ejecutivo en todas las materias relacionadas con el sector.

La CNE es la institución estatal encargada de trazar las políticas de estado en el sector de energía. Es decir sus funciones van más allá del ámbito del subsector eléctrico.

Las funciones y atribuciones principales de la CNE son las siguientes:

- Analizar el funcionamiento del sector energía y todas sus fuentes de producción y elaborar, coordinar y proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones necesarias a las leyes, decretos y normas vigentes sobre la materia.
- Proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general.
- Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación con el subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento.
- Informar, al Poder Ejecutivo en los casos que determine el reglamento, las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones, en relación con el sector, que se otorguen o celebren en cumplimiento de las leyes y sus reglamentos.

El patrimonio de la CNE está formado por lo siguiente:

- Lo recursos que le asigna anualmente en la ley de Gastos Públicos del Gobierno Central.
- Los aportes realizados por la empresas de: Generación (el 25% del 0.5% de sus ventas), Distribución (el 25% del 0.5% de sus compras), empresa de Transmisión (el 25% del 0.5% de sus ingresos).

3.3.2. La Superintendencia de Electricidad (SIE).

Esta institución fue creada por la LGE, se relaciona con el Poder Ejecutivo por intermedio de la CNE.

Es el organismo regulador sistema eléctrico, el cual está encargado de supervisar y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en el sector eléctrico, contando con la autoridad suficiente para penalizar a las instituciones que no cumplan con la normativa.

Las funciones y atribuciones principales de la SIE son las siguientes:

- Elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la LGE y el RLGE.
- Autorizar o no las modificaciones de los niveles tarifarios de la electricidad que soliciten las empresas, debidas a las fórmulas de indexación que haya determinado la SIE.
- Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas.
- Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia e informar a la CNE.
- Analizar y tramitar las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad y recomendar a la CNE, mediante informe, las decisiones correspondientes, así como sobre la ocurrencia de causales de caducidad o de revocación de ellas.
- Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará.

El patrimonio de la SIE está formado por lo siguiente:

- Los recursos que se le asignen en la ley de Gastos Públicos del Gobierno Central.

- Los bienes muebles e inmuebles que se le transfieran o adquirieran a cualquier título.
- El producto de la venta de bienes y servicios que realice, así como de las tarifas, derechos, intereses y otros ingresos propios que perciba en el ejercicio de sus funciones, de acuerdo con la Constitución y las leyes vigentes del país.
- Los aportes realizados por la empresas de: Generación (el 75% del 0.5% de sus ventas), Distribución (el 75% del 0.5% de sus compras), empresa de Transmisión (el 75% del 0.5% de sus ingresos).

3.3.3. El Organismo Coordinador (OC).

Esta institución fue creada por la LGE, su autoridad máxima es el Consejo de Coordinación, el cual está constituido por: un representante de la SIE (quien lo preside), un representante de las empresas de generación privadas, un representante de la empresa estatal (hidroeléctrica), un representante de la empresa de transmisión y un representante de las empresas de distribución.

El OC es la institución encargada de la operación del mercado de electricidad (operador de mercado), garantizando la planificación y operación de las unidades generadoras, redes de transmisión, distribución y comercialización del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) con fiabilidad y seguridad de suministro, minimizando los costes.

Las funciones principales del OC son las siguientes:

- Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del SENI a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico.
- Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del SENI.
- Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación.
- Facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión.

El OC se financia de la siguiente manera:

- Anualmente el Consejo de Coordinación debe aprobar el presupuesto del OC.
- Este presupuesto es costado por las siguientes empresas: Generación, Empresas de Distribución, EGEHID y ETED. La

distribución de estos costos se hacen en proporción a su participación en el total de las transacciones económicas del MEM.

La operación del sistema está a cargo del Centro de Control de Energía (CCE), este organismo pertenece a la Empresa de transmisión y sus funciones principales son las siguientes:

- Dar las instrucciones a los Agentes del mercado conectados al Sistema para realizar la operación en tiempo real, siguiendo las políticas de operación, el Programa de Operación Diario o su reprogramación preparado por el OC.
- Coordinar acciones para garantizar la seguridad del SENI, la calidad del servicio y la economía del SENI.
- Supervisar, en tiempo real, los caudales y niveles de los embalses, la reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones o equipos vinculados al Sistema.

3.4. LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN EN LA REPUBLICA DOMINICANA

3.4.1. Regulación Asociada a la Actividad de Generación.

La regulación de la actividad de generación en la República Dominicana está contenida en la LGE, en el RLGE y en distintas resoluciones de la SIE, las cuales establecen las reglas y lineamientos a seguir para desarrollar esta actividad.

A continuación se detallan los aspectos regulatorios referentes a la actividad de generación en la República Dominicana:

- La actividad de generación en sistemas con una demanda superior a 2 MW requieren de una concesión. Las concesiones definitivas son otorgadas por el poder ejecutivo.
- El mercado eléctrico dominicano opera sobre la base de la minimización de los costos totales de operación. El sistema de precios está basado en costos variables auditados.
- El despacho económico se realiza de manera semanal en función a los costos variables auditados en barra de generación de las centrales. Primeramente se despachan las centrales hidroeléctricas, posteriormente se despachan las centrales termoeléctricas según su costo variable de despacho, tomando en cuenta las restricciones operativas (red, rampas, mínimos técnicos, etc.), pero sin considerar los costos de arranque. El

orden de despacho es calculado por el OC mediante los programas StarNet⁵ (factores nodales) y MODOM⁶ (despacho horario).

3.4.2. Remuneración de la Actividad de Generación.

El Mercado Eléctrico Dominicano se encuentra constituido por dos tipos de mercados:

- Mercado Spot o de corto plazo.- Donde se realizan las transacciones de energía y de potencia a costo marginal de corto plazo.
- Mercado de contratos.- Mercado puramente financiero, donde se realizan contratos bilaterales entre las diferentes Empresas del Mercado.

Las Empresas generadoras dependiendo del Mercado donde realicen sus transacciones tendrán los siguientes ingresos.

- Venta de energía producida a costo marginal en la barra de las unidades de generación.
- Margen en contratos de suministro con terceros.
- Venta de Potencia Firme a Costo Marginal de Potencia de Punta.
- Ventas de servicios complementarios.
- Compensación de máquinas forzadas.

3.5. MECANISMO ACTUAL DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO

El mecanismo de Seguridad de Suministro actualmente vigente en República Dominicana es el de pagos por capacidad, el resumen de este mecanismo es el siguiente:

Producto: Potencia Firme (MW).

Contrapartes:

Compradores: Toda la demanda. Pagan en función a la potencia máxima demandada en el año en el periodo de punta del Sistema.

Vendedores: Todas las tecnologías instaladas

⁵ Modelo de despacho hidrotérmico generación/red. Se usa para el cálculo de los factores nodales y lista de mérito.

⁶ Modelo de optimización dominicano desarrollado por el OC. Se usa para elaborar el programa diario de operación en función a la lista de mérito, la demanda, configuración de red del día, etc.

Curva de Compra del Producto: El regulador fija el precio a pagar por la capacidad firme.

3.5.1. El Producto

El producto utilizado como incentivo es la Potencia Firme. El Procedimiento para determinarla se indica en el artículo 269 del RLGE y se describe a continuación:

- a. Se determina la potencia total (PT) que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas (GT) es capaz de garantizar, con un nivel de seguridad del SENI que esté en el rango del 95% al 98%. Para esto se inicia el cálculo con el valor de 95%.

$$PT=GT_1+GT_2+.....+GT_n$$

Por ejemplo para el caso de un sistema con las siguientes características:

Generador	Potencia Efectiva Neta (MW)	Indisponibilidad
Gen 1	120.00	15%
Gen 2	60.00	10%
Gen 3	50.00	20%
Gen 4	90.00	30%
Total	320.00	

Tabla 1. Generadores ejemplo

Para determinar la potencia que el sistema es capaz de garantizar con un nivel de seguridad de 95% se procede de la siguiente manera:

- . Se realizan todas las combinaciones posibles de las centrales de la tabla 1, los estados posibles son presente o no presente:

Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Total
120	60	50	90	320
120	60	50	0	230
120	60	0	90	270
120	60	0	0	180
120	0	50	90	260
120	0	50	0	170
120	0	0	90	210
120	0	0	0	120
0	60	50	90	200
0	60	50	0	110
0	60	0	90	150
0	60	0	0	60
0	0	50	90	140
0	0	50	0	50
0	0	0	90	90
0	0	0	0	0

Tabla 2. Combinaciones de potencia de cada unidad y del sistema (MW)

Se determina la probabilidad de ocurrencia de la potencia en función a la disponibilidad y el estado de la central. Cuando el estado es presente la probabilidad es “1-indisponibilidad” y cuando el estado es no presente la probabilidad es la “indisponibilidad”.

Total MW	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Prob. Total
320	85%	90%	80%	70%	43%
230	85%	90%	80%	30%	18%
270	85%	90%	20%	70%	11%
180	85%	90%	20%	30%	5%
260	85%	10%	80%	70%	5%
170	85%	10%	80%	30%	2%
210	85%	10%	20%	70%	1%
120	85%	10%	20%	30%	0%
200	15%	90%	80%	70%	8%
110	15%	90%	80%	30%	3%
150	15%	90%	20%	70%	2%
60	15%	90%	20%	30%	1%
140	15%	10%	80%	70%	1%
50	15%	10%	80%	30%	0%
90	15%	10%	20%	70%	0%
0	15%	10%	20%	30%	0%

Tabla 3. Probabilidad de ocurrencia de cada potencia

Se procede a ordenar de mayor a menor la potencia total del sistema. La probabilidad de excedencia es el acumulado de la probabilidad total.

Potencia MW	Frecuencia	Excedencia
320	0.430	43.0%
270	0.107	53.7%
260	0.047	58.5%
230	0.180	76.5%
210	0.012	77.7%
200	0.078	85.5%
180	0.045	90.0%
170	0.020	92.0%
150	0.019	93.9%
140	0.009	94.8%
120	0.005	95.3%
110	0.033	98.5%
90	0.002	98.7%
60	0.008	99.6%
50	0.004	99.9%
0	0.001	100.0%

Tabla 4. Determinación de la probabilidad de excedencia.

- Para determinar la potencia total con una excedencia del 95%, se interpola las excedencias que lo contienen.

- b. Se repite el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya Potencia Firme se está evaluando.

$$PT_1 = GT_2 + GT_3 + \dots + GT_n$$

$$PT_2 = GT_1 + GT_3 + \dots + GT_n$$

- c. Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en “a”, y la potencia total obtenida en “b”. Esta diferencia se denomina Potencia Firme preliminar (PFP) de la unidad generadora termoeléctrica en cuestión.

$$PFP_1 = PT - PT_1$$

$$PFP_2 = PT - PT_2$$

- d. Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del SENI, y la potencia total calculada según “a”. Esta diferencia se denomina residuo inicial (RI).

$$RI = \sum_{i=1}^n PFP_i - PT$$

- e. Se calcula la Potencia Firme inicial (PFI) de cada unidad generadora termoeléctrica, restándole a su Potencia Firme preliminar un residuo que es igual a la prorrata del residuo inicial

calculado en “d”, de acuerdo con la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad termoeléctrica (PI) y su potencia media (PM). La potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica es su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta.

$$PFI_1 = PFP_1 - RI \times \frac{(PI_1 - PM_1)}{\sum_{i=1}^n PI_i - PM_i}$$

$$PFI_2 = PFP_2 - RI \times \frac{(PI_2 - PM_2)}{\sum_{i=1}^n PI_i - PM_i}$$

- f. La disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas se calcula considerando la indisponibilidad mecánica forzada y la indisponibilidad programada por mantenimientos. La tasa de indisponibilidad forzada de las unidades termoeléctricas corresponde a la tasa media resultante de la estadística de fallas de los últimos 10 años. En el caso de unidades que no tengan 10 años de estadística, se adopta un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los 10 años, considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo.

El procedimiento utilizado para determinar la disponibilidad media de las unidades generadoras es el siguiente:

Registro de la potencia media horaria neta.

Esta información es registrada en la base de datos de potencia disponible medida. Los registros se aplican siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones.

- Las horas deben corresponder a la punta del SENI.
- La generadora fue convocada a operar a plena carga, esta condición se da cuando el costo marginal del sistema es mayor al costo variable de despacho de la unidad.
- La unidad operó con una potencia igual a su potencia disponible declarada en tiempo Real, o fue declarada indisponible (fuera de servicio) por mantenimiento programado u otra causa.
- Si la potencia media horaria neta es inferior a la disponibilidad máxima de la unidad, no debe ser debido a una solicitud del operador del sistema.

Secuencia de actividades para la determinación de la potencia disponible medida

- Exclusión de horas por costo marginal de energía. Cuando el costo variable de producción de una unidad es mayor o igual al que el costo marginal de la barra en donde esta inyecta potencia, durante un periodo determinado, dicho periodo es excluido de los cálculos de la tasa de disponibilidad de esa unidad en específico. También se excluyen los periodos en que una unidad generadora declara potencia disponible y no es despachada por el operador del sistema.
- Inclusión de las horas por desabastecimiento. Cuando ocurre desabastecimiento de potencia, todas las centrales generadoras disponibles, operan a plena capacidad, por tanto, las horas que fueron excluidas del cálculo en el punto anterior, deben incorporarse nuevamente.
- Exclusión de horas por despacho. cuando el operador del sistema le solicita a una unidad determinada que opere con una potencia de despacho inferior a la declarada, entonces durante este periodo, no se mide la disponibilidad a esta unidad, excluyéndose las horas en que ocurran estos eventos.
- Inclusión de las horas por disponibilidad. El Agente titular de una unidad generadora puede declararla indisponible parcial o totalmente por varias razones: ahorro de combustible, disparo, mantenimiento programado, entre otras causas.
- Margen de regulación de frecuencia. Para evaluar la disponibilidad de una central, es preciso sumar a la potencia de despacho los márgenes reserva para la regulación primaria y secundaria de frecuencia que aporta ésta unidad cuando ofrece este servicio.
- Registros de la potencia disponible medida. Se registra toda la información arrojada de la secuencia anterior.

No se consideran los periodos en los que una unidad estuvo en periodo de repotenciación.

Calculo de la disponibilidad media medida

- Se suma la potencia disponible medida de cada una de las horas de la estadística.

- Se suma la potencia efectiva neta de cada una de las horas de la estadística.
- La división del primer punto y segundo punto representa la disponibilidad media medida.

La disponibilidad de la maquina (DM) se calcula mediante la siguiente expresión.

$$DM_{tm}=(0.6+0.04 \times NM_t/12) \times DMM_{tm}+(0.4-0.04 \times NM_t/12) \times DR_t$$

Donde:

NM_t : Numero de meses que se está llevando la estadística de la maquina “t” con un máximo de 120.

DR_t : Disponibilidad referencial de la maquina “t” obtenida de estadísticas nacionales o internacionales de máquinas del mismo tipo.

- g. En el caso de las unidades hidroeléctricas. La Potencia Firme se calcula considerando que esta potencia es respaldada por la energía disponible para un año hidrológico cuya probabilidad de excedencia es igual al valor del nivel de seguridad definido en “a”.

Nro Años	Energía(ordén Ascendente)	Probabilidad de Excedencia
n	E_n	$(n-1)/n$
.	.	.
2	E_2	$1/n$
1	E_1	$0/n$

Tabla 5. Probabilidad de excedencia centrales hidráulicas.

Para ello se despacha la oferta hidroeléctrica de pasada en la base de la curva de carga anual, determinándose como Potencia Firme de las unidades generadoras correspondientes la potencia media generada.

$$PFH_1 = \frac{EGH_1}{8760}$$

$$PFH_2 = \frac{EGH_2}{8760}$$

En el caso de las unidades con Capacidad de Regulación, se despacha la oferta hidroeléctrica regulada en el lugar de la curva de carga mensual que permita maximizar la colocación de la potencia instalada efectiva (PEH) de dichas unidades; si dicha potencia logra ser completamente colocada, esta es definida como Potencia Firme. En el caso que quede un excedente de potencia hidroeléctrica sin colocar, la energía hidroeléctrica regulada es colocada en la punta de la curva de carga; en este caso, la Potencia Firme de cada unidad hidroeléctrica se calcula con el siguiente procedimiento: i) se determina la potencia media regulada de cada unidad, que se refiere a la energía colocada en punta dividida por el tiempo de uso ii) se determina la diferencia entre la potencia total regulada colocada en la curva de carga y la suma de las potencias medias reguladas de las unidades. iii) se asigna esta diferencia entre las unidades generadoras a prorrata del excedente de potencia instalada efectiva de cada unidad, y iv) Se determina la Potencia Firme de cada unidad como la suma de la potencia obtenida en i) y la potencia obtenida en iii).

$$PFH_1 = PEH_1$$

$$PFH_2 = PEH_2$$

- h. Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes de las unidades hidroeléctricas y de las potencias firmes iniciales de todas las unidades generadoras termoeléctricas y la demanda máxima del Sistema (DM). Esta diferencia se denominará residuo final (RF).

$$RF = \sum_{i=1}^n PFH_i + \sum_{i=1}^m PFI_i - DM$$

- i. Si el residuo final calculado en “h” es mayor que cero, se incrementa el nivel de seguridad señalado en “a” y se repite el proceso hasta alcanzar un residuo final igual a cero. Si se alcanza un nivel de seguridad igual a 98% y todavía queda residuo final, este se reduce de la unidad generadora termoeléctrica de mayor costo variable de generación, si aún queda residuo final se prosigue con la siguiente y así sucesivamente.
- j. Si el residuo final calculado en “h” es menor que cero, se multiplica la Potencia Firme inicial de las unidades termoeléctricas

por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor cero.

La indisponibilidad de una central hidroeléctrica y la entrada o salida de operación comercial de una central térmica, inciden en la potencia instalada del parque generador, cada uno de estos eventos genera un caso en la determinación de la potencia firme del mes. El cálculo se inicia con el caso base del mes pasado, posteriormente se agrega la secuencia de casos en función a todos los eventos que modifican la potencia instalada, al final la potencia firme del mes corresponde al promedio ponderado de la potencia firme de cada uno de los casos y su duración.

En la práctica el cálculo de la potencia firme termoeléctrica lo resuelve el modelo "PFT" (Potencia firme termoeléctrica) del OC, el cual se basa en un método de convulsión que se origina en la aplicación directa del Teorema de Probabilidades Totales. El PFT corresponde a una adaptación de la versión del CAPOF en Fortran, entregado por la SIE al OC.

Observaciones:

- El registro de la potencia horaria medida neta solo registra la disponibilidad en el horario de punta del SENI, pueden existir periodos de emergencia que no necesariamente se encuentren en la punta.
- El registro de la potencia horaria medida no considera los periodos donde el generador registro menos potencia debido a una decisión del operador del sistema. Si el generador estaba disponible se le debería reconocer la potencia.
- Algunas generadoras se declaran indisponibles por falta de combustible, que se genera debido a la falta de pago en el SENI. Pareciera que se les estaría castigando en exceso, no solo se le demora el pago de la energía producida, sino también se le priva del pago por capacidad.
- Considerar 10 años de estadística para el cálculo de la indisponibilidad no parecería adaptarse a la realidad del SENI, se pueden dar casos de generadores que reciban una remuneración por encima de lo que les corresponde por utilizar un promedio de tantos años.
- No parece coherente multiplicar la potencia firme de las unidades termoeléctricas por un factor único para incrementar la potencia firme del SENI. Se estaría pagando una potencia firme que realmente no está disponible.

3.5.2. Las Contrapartes

La demanda

Toda la demanda del SENI está obligada a pagar la Potencia Firme de los generadores.

La demanda máxima del SENI es determinada por el OC y es equivalente a las máximas inyecciones netas en alta tensión entregada por los generadores en el periodo de punta del SENI en el año.

Provisionalmente la demanda máxima del sistema es estimada por el OC a inicios del año, en función a información enviada por todos agentes de mercado. El valor real de la demanda es igual a la potencia consumida por cada uno de los agentes del mercado en la hora donde se produjo la máxima demanda del SENI.

La Oferta

Participan de este mecanismo todas las centrales de generación que se encuentran instaladas en el SENI.

3.5.3. Curva de Compra del Producto

La SIE se encarga de determinar cada 4 años de manera administrativa el precio a pagar por la potencia firme, el cual se denomina Costo Marginal de la Potencia de Punta.

El Costo Marginal de Potencia de punta es el costo marginal de desarrollo de la potencia de punta del sistema. Esto es igual al costo anual de inversión y al costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW de potencia instalada. La fórmula utilizada para su determinación es la siguiente:

$$CMPPBR = \left(\left(\frac{CTG}{FDT \times CP} \right) \times FRCM + O\&M \right) \times RES$$

Donde:

CMPPBR: Costo Marginal de la Potencia de Punta en la barra de referencia.

CTG: Costo de la turbina a gas, correspondiente al valor CIF más los costos de instalación y conexión a la red e impuestos.

FDT: Factor de derrateo por temperatura.

CP: Coeficiente de consumos propios.

FRCM: Factor de recuperación de capital mensual, equivalente a la tasa anual definida por ley para un periodo de 240 meses.

O&M: Costo fijo de operación y mantenimiento.

RES: Margen de reserva teórica.

Esta fórmula es actualizada mensualmente en función al CPI (Consumer Price Index de Estados Unidos) y la tasa de cambio de dólar Americano a Peso Dominicano, según la siguiente expresión.

$$CMPPBR_{Mes\ i,n} = CMPPBR_{Dicn-1} \times A \times \frac{D}{D_0}$$

$$A \leq 1.02$$

Donde:

$CMPPBR_{Dicn-1}$: Costo Marginal de la Potencia en Punta de diciembre del año anterior al año n.

D_0 : Tasa de cambio del dólar americano, para el mes de noviembre del año anterior al año n.

D: Tasa de cambio del dólar americano del mes anterior al mes del ajuste.

El Costo Marginal de la Potencia de Punta fue fijado por la SIE mediante resolución SIE-38-2009, estableciéndose el valor de RD\$ 276.85 pesos dominicanos, correspondiente al mes de diciembre 2008.

El Valor vigente para el mes de Junio 2012 es igual a RD\$ 326.73 pesos dominicanos.

Los Costos Marginales de Potencia de Punta son valorizados en todas las barras donde existan transacciones económicas. Estos Costos son referidos a cada barra mediante los factores nodales de potencia, como se muestra a continuación.

$$CMPP_{m,j} = CMPPBR_m * FNP_{m,j}$$

Donde:

$CMPP_{m,j}$: Costo Marginal de la Potencia en Punta de la barra j para el mes m.

$FNP_{m,j}$: Factor nodal de potencia de la barra j para el mes m.

Los factores nodales de potencia se definen como el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de potencia en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de referencia. Para la determinación de los factores de nodo para cada una de las barras del SENI se utiliza un programa de flujo de carga óptimo, que considera las potencias firmes de los generadores, la demanda máxima coincidente del Sistema y las pérdidas.

3.6. Resultados del Mecanismo Actual de Seguridad de Suministro

El mecanismo actual de seguridad de suministro debería garantizar la firmeza y suficiencia en el SENI. A continuación se mostrará el

comportamiento de la generación en el SENI, para verificar si los resultados del mecanismo actual fueron los esperados

La evolución de la potencia instalada y la demanda atendida se muestra en las figuras 4 y 5.

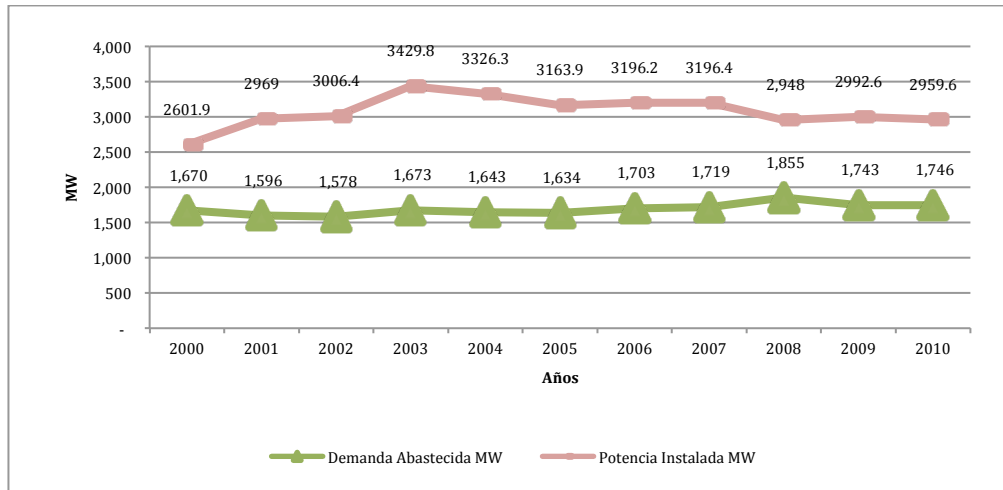


Figura 4 Evolución de la Oferta y Demanda de Potencia (Fuente: Memorias anuales OC)

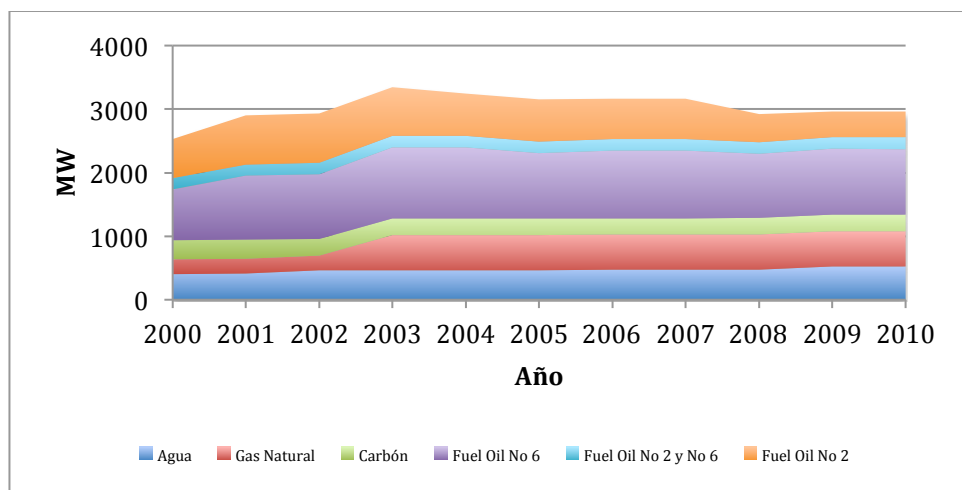


Figura 5. Evolución de la potencia instalada por combustible primario (Fuente: Memoria anual OC 2010)

Como podemos ver entre los años 2000 a 2003 se produce una inversión intensiva en generación, llegando a incrementarse la potencia instalada en este periodo en un 32%. Sin embargo a partir del año 2004 se produce un estancamiento y posterior descenso, que representa una disminución del 14% de la potencia instalada para el año 2010. Los generadores que se retiraron del SENI fueron los que utilizaban combustible primario Fuel Oil No 2, es decir los más caros, esto se produjo debido a que dejaron de percibir el pago por potencia firme.

La demanda de potencia tiene un incremento de 4% en el periodo 2000 a 2010, este bajo crecimiento se debe a la profunda crisis del sector

eléctrico en la República Dominicana y a la gestión de demanda ⁷ que realizan las empresas de distribución en sus clientes para disminuir su compra de energía. Esta gestión de demanda no permite determinar de manera certera la demanda real del SENI.

Si tomamos en cuenta la demanda y la potencia instalada de la figura 4, tendríamos un margen de reserva del 41%; sin embargo como se muestra en la figura 6 la indisponibilidad promedio de la potencia instalada durante el 2010 fue de 38.5%, es decir nuestro margen de reserva se reduciría a un 4%, si a eso le agregamos la demanda no abastecida mostrada en la figura 8, debido a los cortes de energía que realizan las distribuidoras que representa aproximadamente un 20% de la demanda abastecida, tendríamos un déficit de generación ya que la demanda sobrepasaría a la generación en un 15%.

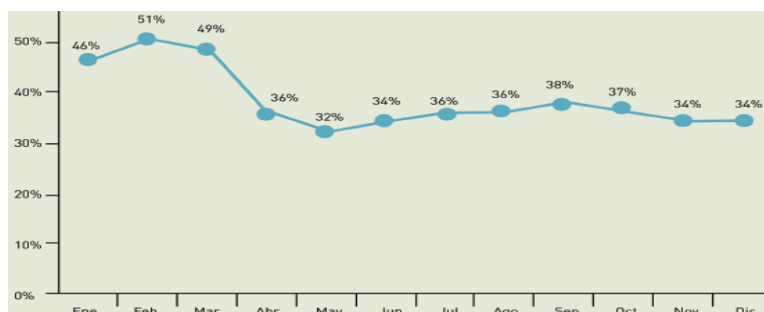


Figura 6. Indisponibilidad de la potencia instalada (Fuente: Memoria anual OC 2010)

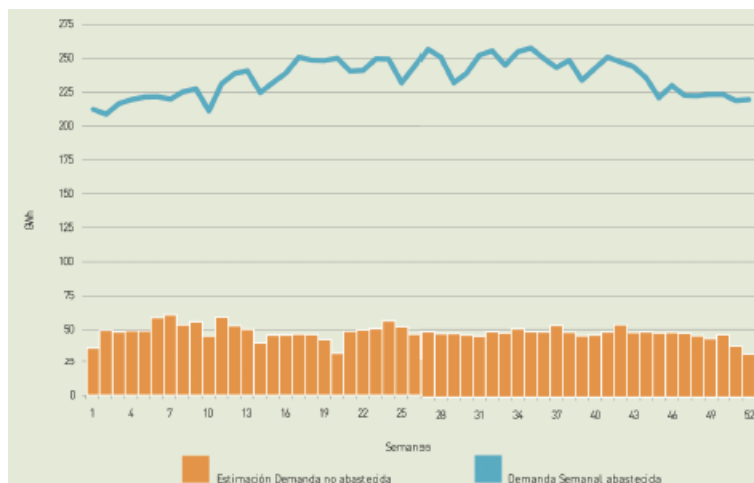


Figura 7. Demanda de energía no abastecida (Fuente: Memoria anual OC 2010)

La tabla 6, muestra como en el año 2010, el 22% de las horas del año hubo desabastecimiento en el SENI. Es decir no existía suficiente

⁷ Se denomina gestión de demanda a los cortes de suministro eléctrico (racionamiento), que realizan las distribuidoras a determinados circuitos dentro de su zona de concesión, para disminuir la energía comprada al sistema, ya que estos circuitos tienen altos niveles de hurto. Estos cortes son periódicos y son autorizados por el regulador.

generación para abastecer la demanda, por lo que se tuvo que gestionar la misma por déficit de generación.

Data	CMgMÁX	MES												Grand Total
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
# HORAS	CMgT < CMgMáx	556	338	238	628	669	465	544	418	334	519	608	602	5919
	Desabastecimiento	44	300	485	87	73	151	67	163	210	198	74	79	1931
	CMgP > CMgMáx	144	34	21	5	2	104	133	163	176	27	38	63	910
% HORAS	CMgT < CMgMáx	75%	50%	32%	87%	90%	65%	73%	56%	46%	70%	84%	81%	68%
	Desabastecimiento	6%	45%	65%	12%	10%	21%	9%	22%	29%	27%	10%	11%	22%
	CMgP > CMgMáx	19%	5%	3%	1%	0%	14%	18%	22%	24%	4%	5%	8%	10%
Total # HORAS		744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Total % HORAS		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 6. Horas del costo marginal (Fuente: Memoria anual OC 2010)

La siguiente tabla muestra los costos variables de despacho del SENI promedio del año 2010 según tipo de combustible. Se agregaron los valores máximo y mínimo debido a que este costo depende de la tecnología de cada central de generación.

Año 2010	CVD Min	CVD Max
Carbón	52.15	56.83
Fuel Oil No 2	150.35	228.13
Fuel oil #2 y #6	154.72	154.72
Fuel Oil # 6	99.93	113.71
Gas Natural	38.37	64.30

Tabla 7. Costos variables según tipo de combustible (Fuente: Memoria anual OC 2010)

El costo marginal tope (CMgMáx) se muestra en la tabla 8, en el caso del SENI este es igual al costo marginal de desabastecimiento.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
COSTO MARGINAL Tope [US\$/MWh]	161.08	165.77	162.62	162.52	168.70	156.71	155.44	155.83	156.56	157.64	166.09	167.85	161.40

Tabla 8. Costo marginal tope (Fuente: Memoria anual OC 2010)

La pérdida de los generadores por aplicación del costo marginal tope para el 2010 se estimó en 9.5 MMUS\$, este monto representa el dinero que dejaron de percibir los generadores por la aplicación del costo marginal tope.

Como se puede ver en la tabla 4, el 32% de horas al año el costo marginal del SENI es igual al costo marginal tope, ya sea porque los costos marginales son superiores al costo marginal tope o porque haya

déficit de generación. Este precio solo es superado por los costos variables de las centrales de generación que usan como combustible primario el Fuel Oil No 2.

El costo marginal de corto plazo promedio de la energía en el año 2010 fue de 135.6 US\$/MWh, es decir marginaron centrales con costos variables superiores a las que utilizan como combustible primario Fuel Oil #6. La figura 8 muestra la evolución del costo marginal de corto plazo en el año 2010.

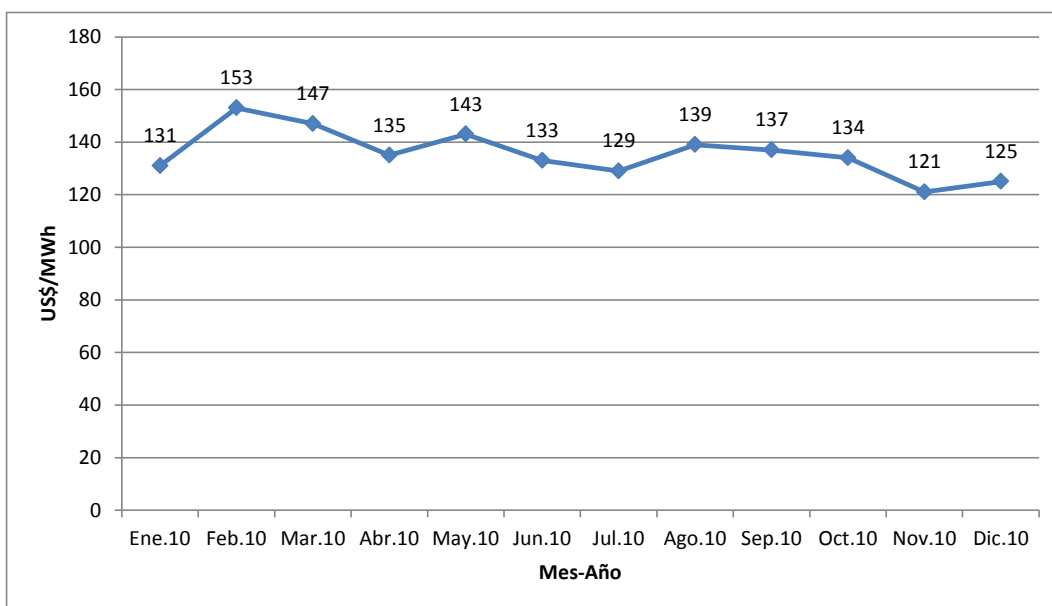


Figura 8. Costo Marginal de Corto Plazo 2010 (Fuente: Transacciones económicas mensuales OC 2010)

La siguiente Figura muestra el porcentaje de energía que se generó según el tipo combustible en el 2010. Se evidencia que el 47% de la generación de energía proviene del Fuel Oil.

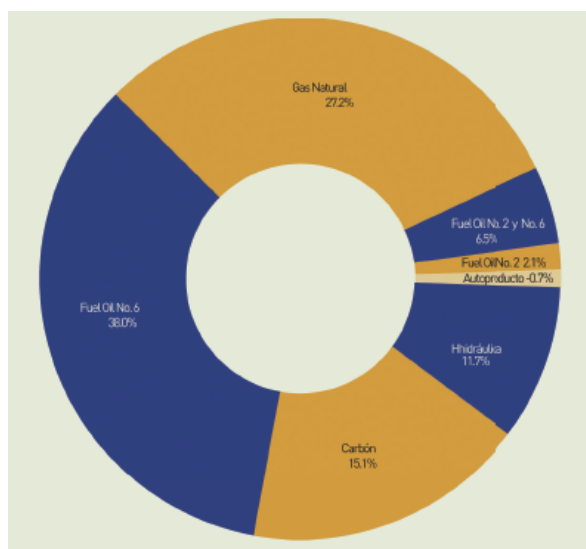


Figura 9. Generación año 2010 por tipo de combustible (Fuente Memoria Anual OC 2010)

La siguiente tabla muestra la evolución del costo marginal de la potencia para el año 2010.

Costo Marginal de Potencia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
CMg Potencia RD\$/ KW	288.1	289.1	289.9	292.0	293.5	296.1	296.2	296.7	298.0	298.9	300.9	300.9	295.0
CMg Potencia US\$/ KW	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.1	8.1	8.0

Tabla 9. Costo marginal de la potencia (Fuente: Memoria anual OC 2010)

Los pagos por concepto de potencia firme en el año 2010 representaron un 9.9% (fuente: Memoria anual OC 2010) del total de las transacciones económicas del SENI.

En cuanto a la determinación de la potencia firme las tasas de disponibilidad son muy bajas, esto se puede apreciar en la figura siguiente.

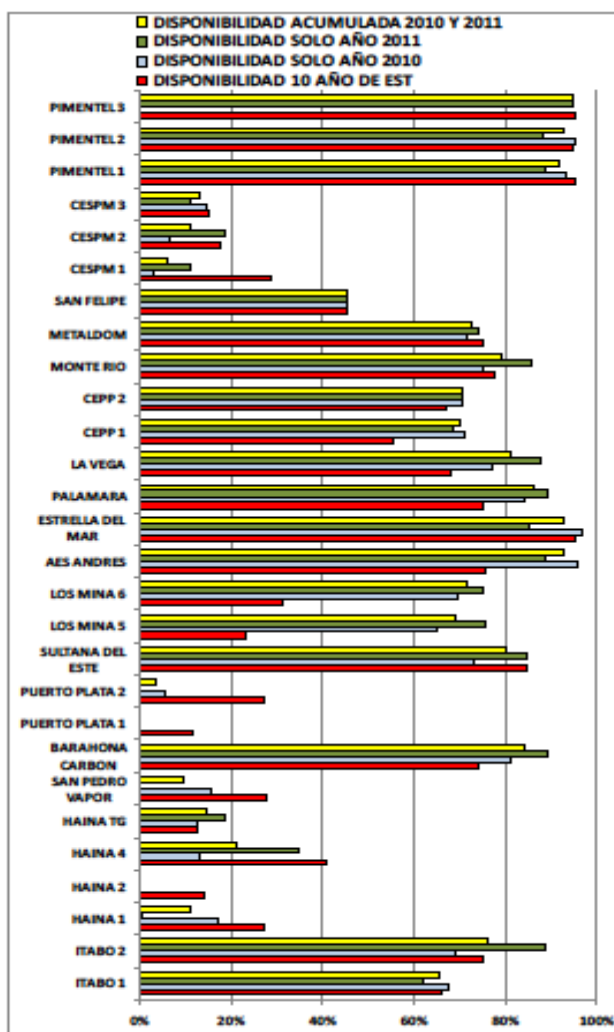


Figura 10 Disponibilidad centrales térmicas (Fuente: Informe de largo plazo OC enero 2012)

Esta baja disponibilidad está ocasionando que el Residuo Final sea menor a cero, es decir que no exista suficiente potencia firme para igualar a la demanda y se tenga que multiplicar por un factor único a las potencias firmes iniciales de los generadores. Como se puede ver en la tabla 10 los generadores estarían recibiendo una remuneración que se encuentra en

promedio un 60% por encima de la potencia firme que realmente pueden garantizar.

MW	Ene.12	Feb.12	Mar.12	Abr.12	May.12	Jun.12	Promedio
Potencia Firme Real	1,169	1,182	1,178	1,174	1,252	1,308	1,210
Potencia Firme Incrementada	1,917	1,917	1,957	1,957	1,957	1,956	1,943
Incremento	64.0%	62.2%	66.1%	66.7%	56.3%	49.6%	60.6%

Tabla 10. Potencia firme generadores (Fuente: Memoria anual OC 2010)

El mecanismo actual de seguridad de suministro no parece estar cumpliendo adecuadamente su propósito, ya que no está garantizando la firmeza ni la suficiencia.

El cuanto a la firmeza, los bajos coeficientes de disponibilidad indican que la señal actual no es la adecuada y posiblemente se esté malgastando el dinero destinado a la potencia, ya que esta no está cumpliendo su propósito. Por otra parte los niveles de disponibilidad se ven afectados por la crisis financiera del sector, que impide que algunos generadores puedan efectuar los mantenimientos adecuados y la provisión adecuada de combustible, esto hace que muchas veces se declaren indisponibles y al final se vean perjudicados.

En cuanto a la suficiencia, según las estimaciones realizadas por la CNE en el Plan Energético Nacional 2004-2015 la composición del parque generador óptimo para el año 2010 debería ser la siguiente:

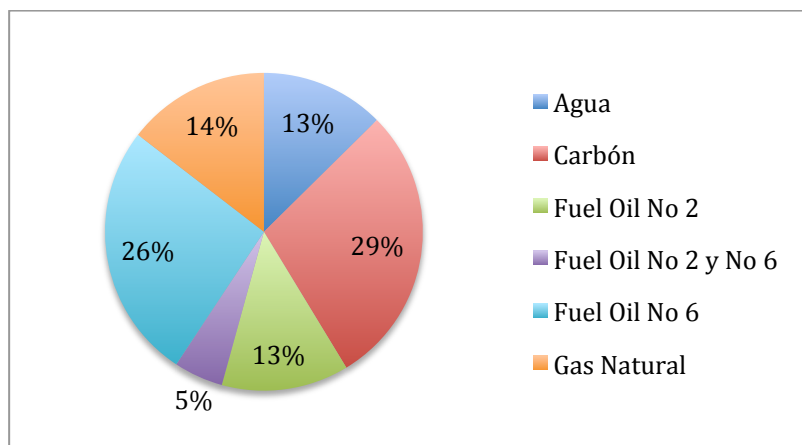


Figura 11. Composición Esperada Parque Generador 2010 (fuente PEN 2004-2015)

La composición real del parque generador del año 2010 es la siguiente:

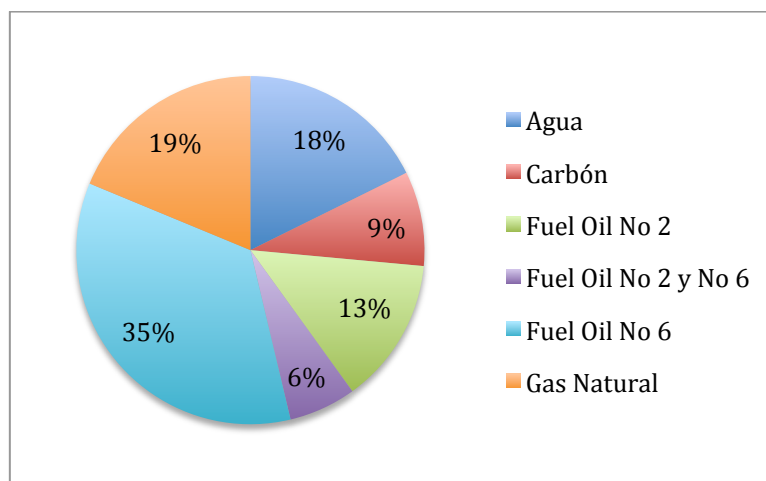


Figura 12. Composición Real Parque Generador 2010 (fuente memoria OC 2010)

Como se puede apreciar no se logró el parque generador esperado, sobre todo la instalación de generadores con costos variables bajos. El parque generador esperado contemplaba un 29% de plantas a carbón; sin embargo el parque real solo llegó a un 9% de plantas a carbón.

En el capítulo 5 se analizará con más detalle las razones por las cuales el mecanismo de seguridad de suministro actual no cumplió sus objetivos.

4. EXPERIENCIA INTERNACIONAL

4.1. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PERÚ⁸

Inicialmente la Ley de Concesiones Eléctricas solo consideraba la remuneración de potencia (mecanismo de precio). En el año 2004 se generó un problema para la renovación de los contratos de suministro entre generadores y distribuidores debido a que los primeros no querían renovar los contratos a la tarifa en barra vigente calculada por el regulador en base a proyecciones de la demanda y costos.

Debido a este y otros problemas se promulgó en el año 2006 la “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”. Con esta ley se busca reducir el componente administrativo en la fijación de tarifas, y por lo tanto el “riesgo regulatorio”, además de que los precios obtenidos surjan de un mecanismo de competencia, pudiendo mantenerse fijos hasta por un período de 20 años (incentivo para las hidroeléctricas)

El mecanismo de Seguridad de Suministro actualmente vigente en el Perú se compone de dos partes. El resumen de este mecanismo es el siguiente:

Productos:

- Parte 1: Potencia Firme Remunerable y Potencia Generada.

⁸ En gran medida es un extracto de la información contenida en [LED006]

- Parte 2: Potencia y Energía Asociada.

Contrapartes:

- Parte 1:
Compradores: Toda la demanda. Pagan en función a la potencia máxima demandada en el año en el periodo de punta del Sistema.
Vendedores: Todas las tecnologías instaladas.
- Parte 2:
Compradores: Toda la demanda regulada.
Vendedores: Todas las tecnologías que participen en las licitaciones de largo plazo.

Curva de Compra del Producto:

- Parte 1:
El regulador fija el precio a pagar por la capacidad firme.
- Parte 2:
Las distribuidoras fijan la cantidad del producto que quieren comprar, como resultado de la licitación se esperan los precios firmes del producto. Los precios firmes deben ser inferiores al precio máximo fijado por el regulador.

4.1.1. El Producto.

- **Parte 1:**
Los productos utilizados son la Potencia Firme remunerable y la potencia generada. Estos valores son determinados mensualmente por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La potencia firme de una unidad térmica es igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

La potencia firme de una unidad hidráulica es igual al producto de la potencia garantizada por el factor de presencia. Donde el factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la generadora en el mes de cálculo; la potencia garantizada se calcula en función a la energía máxima almacenable en el reservorio de regulación en el caso de las centrales con embalse y la energía de pasada en el caso de las centrales sin reservorio de regulación.

La determinación de la potencia firme remunerable, sigue un procedimiento que toma en cuenta lo siguiente: La máxima demanda mensual del sistema, el nivel de reserva, los costos variables de las centrales (para el flujo de carga óptimo).

La potencia generada, es la potencia despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo.

- **Parte 2:**

En este caso los productos a contratar son la potencia y energía asociada. Como garantía de suministro, los generadores no pueden contratar más potencia y energía firme que las propias o las que tengan contratadas con terceros o que se encuentren sustentados por inversiones que incrementen la oferta de generación.

La energía firme para el caso de las centrales hidráulicas es equivalente al despacho de las unidades hidráulicas con una probabilidad de excedencia del 90% y los periodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades. Para el caso de las centrales térmicas, se considera la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

4.1.2. Las Contrapartes.

- **Parte 1:**

La Demanda

Participa toda la demanda en función a su potencia coincidente en la hora de la máxima demanda mensual. Los generadores son responsables de los retiros de potencia de sus clientes, pues estos constituyen un egreso de compra de potencia atribuible al generador.

La Oferta

Todos los generadores instalados en el sistema y que salgan con potencia firme remunerable.

- **Parte 2:**

La Demanda

Todos los distribuidores para sus clientes regulados, si lo desean pueden incluir la demanda de sus clientes libres.

La Oferta

Todos los generadores instalados o nuevos entrantes con garantía de inversiones, no podrán contratar una potencia o

energía superior a la potencia y energía firme propia o la que tengan contratada con terceros.

4.1.3. Curva de Compra del Producto

- **Parte 1:**

El precio de la potencia es fijado administrativamente por el regulador, considerando la anualidad de la inversión, costo fijo anual de operación y mantenimiento de una central de punta (turbogenerador), margen de reserva e indisponibilidades.

El importe total resultante de multiplicar el precio de la potencia por la potencia demandada constituye el ingreso disponible para pago de potencia (bolsa de capacidad). La bolsa de capacidad se reparte entre la potencia firme remunerable (70%) y la potencia generada (30%).

- **Parte 2:**

Los distribuidores convocan a una licitación por toda o una porción de su demanda, es decir fijan la cantidad del producto que quieren comprar. El precio de la potencia es el fijado por el regulador, como se indica en la parte 1, el precio firme de la energía se obtiene como resultado de las licitaciones y dependen del mercado. Sin embargo el precio de la energía firme debe ser inferior al precio máximo establecido por el regulador. Este precio máximo debe incentivar las inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo del suministro.

Tipo de Licitación	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Larga Duración	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100% de la demanda	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años		Hasta 25% de la demanda.	Contratar desajustes detectados con antelación
Corta Duración	Definida por el Regulador		Hasta 10% de la demanda.	Contratar pequeños desajustes no previstos

Tabla 11. Tipos y Plazos de Licitación

El precio máximo se mantiene en reserva y solo es publicado en caso no existan ofertas suficientes para cubrir la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

Es obligatorio que las distribuidoras contraten el producto por lo menos con 3 años de anticipación y existen incentivos para que lo hagan con una anticipación mayor. Los plazos de suministro pueden ser hasta de 20 años.

4.1.4. Conclusiones y Observaciones

- La experiencia peruana demostró que el mecanismo de seguridad de suministro basado solo en la remuneración de capacidad no es suficiente y tiene serias limitaciones como:
 - Se confía que la señal de precios incentivará la entrada de nuevos inversionistas; sin embargo estos precios son fijados por el regulador con criterios que no son necesariamente homogéneos.
 - El reparto de los ingresos recaudados por este concepto, no está necesariamente asociado con la contribución de las centrales a la confiabilidad.
- Posteriormente se planteó la necesidad de implementar un mecanismo adicional para atraer las inversiones necesarias en generación, este mecanismo está basado en licitaciones de largo plazo a precios firmes. Sin embargo existen algunas limitaciones:
 - Las convocatorias a licitación las realizan las distribuidoras de acuerdo a sus requerimientos e incentivos. Estas convocatorias podrían realizarse de manera centralizada agrupando la demanda, de tal manera que se aproveche la economía de escala.
 - No se hace distinción entre la capacidad vieja y la nueva capacidad, estas pueden tener un costo de expansión diferente.

4.2. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO CHILE⁹

Inicialmente el “Decreto con Fuerza de Ley” del año 1982 solo consideraba la remuneración de potencia (mecanismo de precio). Debido a la crisis de abastecimiento que se produjo en los años 1998-1999 y los problemas que tuvieron las distribuidoras a partir del 2004 para renovar sus contratos de suministro, se promulgaron las leyes 19.940 y 20.018 (denominadas leyes cortas I y II), cuyos objetivos principales fueron: agilizar la inversión en la expansión del sistema de transmisión, facilitar la

⁹ En gran medida es un extracto de la información contenida en [LECH07]

expansión de generación y establecer el mecanismo de licitaciones para suministro a las distribuidoras.

El mecanismo de Seguridad de Suministro actualmente vigente en el Chile se compone de dos partes. El resumen de este mecanismo es el siguiente:

Producto:

- Parte 1: Potencia de Suficiencia.
- Parte 2: Energía y Potencia.

Contrapartes:

- Parte 1:
Compradores: Toda la demanda. Pagan en función a su demanda de punta.
Vendedores: Todas las tecnologías instaladas.
- Parte 2:
Compradores: Toda la demanda regulada.
Vendedores: Todas las tecnologías que participen en las licitaciones de largo plazo.

Curva de Compra del Producto:

- Parte 1:
El regulador fija el precio a pagar por la potencia de suficiencia.
- Parte 2:
Las distribuidoras fijan la cantidad del producto que quieren comprar, sujeto a una banda de precio fijada por el regulador.

4.2.1. El Producto.

- **Parte 1:**
El producto utilizado es la potencia de suficiencia, que representa la potencia que una unidad generadora aporta a la suficiencia de potencia del sistema.

La suficiencia de potencia del sistema es la capacidad de un sistema para abastecer la demanda de punta, considerando para cada unidad generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad de insumo principal (combustible) para su generación, la indisponibilidad forzada de la unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones de transmisión y/o distribución que conectan la unidad al sistema.

- **Parte 2:**

El producto utilizado es la potencia y energía requerida por la distribuidora o distribuidoras divididas en bloques de consumo.

La energía requerida por la distribuidora deberá tener obligatoriamente asignada una potencia asociada.

4.2.2. Las Contrapartes.

- **Parte 1:**

La Demanda

Participa toda la demanda en función a su demanda de punta. La demanda de punta es la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema.

Los Generadores son los responsables de los retiros de potencia de sus clientes ante el Mercado Eléctrico Mayorista.

La Oferta

Todos los generadores instalados en el sistema, en función a su potencia de suficiencia propia y la que tenga contratada con terceros.

- **Parte 2:**

La Demanda

Todos los distribuidores para sus clientes regulados (100% de la demanda). Las distribuidoras no pueden incluir dentro de la demanda los clientes libres que se encuentren en su área de concesión.

La Oferta

Todos los generadores instalados o empresas que no cuenten con generadores instalados, pero que tengan garantías de seriedad de propuesta en proporción a la fracción de energía que se oferte.

4.2.3. Curva de Compra del Producto

- **Parte 1:**

El precio de la potencia es fijado administrativamente por el regulador, para este efecto, debe determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

El precio de la potencia es igual al costo marginal de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de

unidades, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Los precios de la potencia se ven afectados por el factor de penalización, que dependen del nodo donde se realicen las transacciones de potencia.

- **Parte 2:**

Las distribuidoras convocan a una licitación por la cantidad de energía y potencia que abastezca el 100% del consumo de sus clientes sujetos a regulación de precios y el plazo de contrato.

Los precios de la potencia son iguales a los precios fijados por el regulador en la “parte 1”, vigentes al momento de la licitación. Los precios de energía son fijados por los ofertantes, es decir representan los precios de mercado de largo plazo.

El precio de la oferta no puede ser superior al precio máximo fijado previamente por el regulador.

El valor máximo de las ofertas debe ser igual al límite superior de la banda de precios de mercado incrementado en un 20%. En caso una licitación sea declarada desierta, se procederá a convocar una nueva licitación donde se puede incrementar el porcentaje indicado anteriormente hasta en un 15%.

4.2.4. Conclusiones y Observaciones

- Al igual que el caso peruano, el mecanismo de seguridad basado en precios de capacidad, demostró ser insuficiente para atraer las inversiones necesarias en el sistema.
- Posteriormente se planteó la necesidad de implementar un mecanismo adicional para atraer las inversiones necesarias en generación, este mecanismo está basado en licitaciones de largo plazo. Sin embargo existen algunas limitaciones:
 - Si bien las distribuidoras son las encargadas de liderar este proceso, no parecen ser los agentes más indicados para ello. Las distribuidoras carecen de incentivos concretos en la eficiencia de este proceso.
 - No se separa las licitaciones para capacidad existente y capacidad nueva.

4.3. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO COLOMBIA¹⁰

Una de las características principales del Sistema Eléctrico Colombiano, es su alta dependencia de los recursos hidráulicos (aprox. 77%). La alta volatilidad de los precios de la bolsa de venta de energía, debido a la estacionalidad y fenómenos climáticos, ha propiciado la implementación de un mecanismo que permita hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda de una manera eficiente, en condiciones críticas de abastecimiento hídrico. Este esquema está incorporado en la legislación colombiana desde la Ley 143 de 1994.

Después de 10 años de aplicación del cargo por capacidad, se diseñó un esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde diciembre del año 2006. El resumen de este mecanismo se muestra a continuación.

Producto: Obligación de Energía Firme

Contrapartes:

Compradores: Toda la demanda.

Vendedores: Todas las tecnologías

Curva de Compra del Producto:

Precio/Cantidad.

4.3.1. El Producto.

El producto utilizado es la Obligación de Energía Firme (OEF), este es un producto cuyo diseño, pretende garantizar la seguridad de suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Cuando el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al Precio de Escasez¹¹, reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad, el generador al que se le asignó una OEF, debe generar según el despacho ideal, una cantidad diaria determinada de energía.

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. La Comisión ha establecido una metodología para cada tipo de tecnología de generación.

¹⁰ En gran medida información extraída de [CREG]

¹¹ precio es establecido por la Comisión y actualizado mensualmente en base a la variación de un índice de precios de combustibles, tiene una doble función. Por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales Obligaciones sean requeridas.

La Energía Firme de las plantas hidráulicas se calcula utilizando un modelo computacional denominado HIDENTICC que maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales.

La Energía Firme de una planta térmica se calcula utilizando la capacidad de generación de la planta, la disponibilidad de combustibles, el número de horas del año y un índice que incorpora las restricciones a la generación máxima de la planta: la indisponibilidad histórica por salidas forzadas y las restricciones en el suministro y transporte del gas natural, cuando este es el combustible seleccionado por el generador.

El periodo de vigencia lo decide el propietario del activo de generación. El periodo depende de algunos factores como se muestra en la siguiente tabla.

Planta o Unidad de Generación	Definición	Periodo de Vigencia de la OEF
Nueva	Al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción de la planta	Entre 1 y 20 años
Especial	Al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación	Entre 1 y 10 años
Existente	En operación comercial al momento de ejecutarse la subasta	1 año

Tabla 12. Periodo de vigencia del producto (fuente: Página Web CREG)

Para fines de garantizar sus OEF los generadores podrán respaldar sus obligaciones mediante la compra de energía en los anillos de seguridad, que se muestran en la figura siguiente.

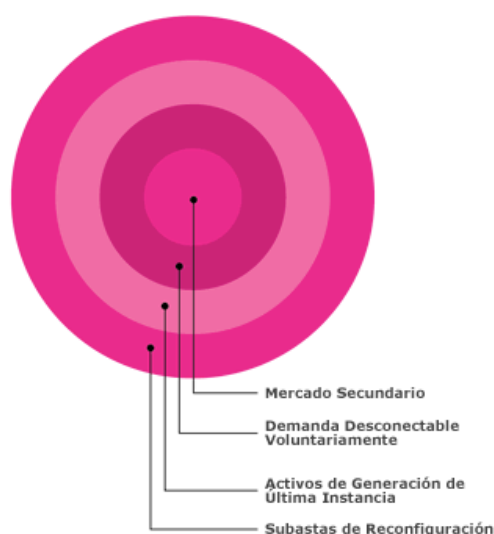


Figura 13. Anillos de Seguridad (Pagina Web CREG)

Los generadores se comprometen a generar diariamente, según el despacho ideal, una cantidad de energía cuyo valor máximo es la energía asociada a dicha Obligación. Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, para verificar que cada generador ha cumplido este compromiso, se suma la generación que resultó en cada hora del despacho ideal, de cada uno de los recursos de generación del agente y los que tenga contratados. Este total debe ser al menos igual a su obligación diaria de energía firme, de lo contrario, la diferencia debe adquirirla en la Bolsa de Energía. Si un agente agota los mecanismos de Anillos de Seguridad y Bolsa de Energía y aún no le es posible dar cumplimiento a su OEF, deberá compensar a la demanda por el racionamiento causado.

4.3.2. Las Contrapartes.

La Demanda

Participa toda la demanda en función a la curva de precio-demanda agregada elaborada por el regulador.

Toda la demanda paga el cargo de confiabilidad mediante un recargo en el precio de la energía.

La Oferta

Participan todos los generadores existentes y potenciales inversionistas que hayan cumplido con los requisitos exigidos por el regulador.

La subasta se realiza 3 años antes del requerimiento de la energía firme. Para reducir la incertidumbre de los proyectos cuya construcción demora más de los 3 años del Período de Planeación, el regulador incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo condiciones especiales, durante las subastas que ocurren siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

4.3.3. Curva de Compra del Producto.

El mecanismo utilizado es el de cantidad-precio determinado mediante una subasta. El regulador convoca a una subasta de energía firme, con un periodo de anticipación de 3 años, este proceso se realiza en tres etapas.

- Periodo de precalificación.
- Periodo de Planeación.
- Periodo de vigencia de la obligación.

La Subasta para la asignación de obligaciones de energía firme es de una sola punta. Esto significa que en ella participan de manera activa los generadores e inversionistas potenciales, que hayan cumplido con los requisitos para participar, mientras que la disponibilidad de pago de la demanda total perteneciente al sistema está representada por una curva de demanda agregada establecida por el Regulador.

El tipo de subasta utilizada es la de reloj descendente, el procedimiento es el siguiente:

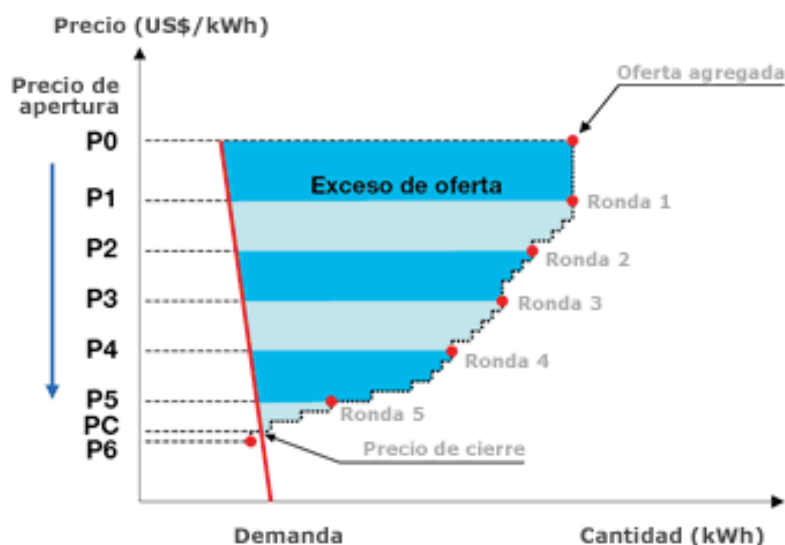


Figura 14. Procedimiento de subasta (fuente página web CREG)

- Se abre la subasta a un precio igual a dos veces el Costo del Entrante, valor calculado por el Regulador y ya conocido por los agentes. Además calcula y anuncia el mínimo precio al cual cerrará la primera ronda de la subasta.
- Entre esos dos precios los agentes construyen sus curvas de oferta de energía firme, en base a estas ofertas se construye una curva de oferta agregada. Al comparar esta curva de oferta agregada con la curva de demanda, se determina el exceso de oferta que resultó al precio de cierre de la ronda.
- En base a este exceso de oferta se calcula el precio de cierre de la siguiente ronda, el cual es inferior al precio de cierre de la ronda anterior, y se informa a los participantes junto con el exceso de oferta.
- Cada agente envía su segunda curva de oferta de energía firme, esta vez entre el precio de cierre de la ronda anterior y el precio de cierre de la nueva ronda, retirando la energía firme de las plantas que no están dispuestas a ofertar.

- Este procedimiento se repite hasta que el exceso de oferta sea mínimo.
- El precio que resulta de la igualdad entre la oferta y la demanda es el Precio de Cierre de la subasta, y por lo tanto es el precio al que serán remuneradas todas las Obligaciones de Energía Firme que se asignen a los agentes que resultaron seleccionados en la subasta para abastecer la demanda.

4.3.4. Conclusiones y Observaciones

- Al igual que los casos anteriores, el mecanismo de seguridad basado en precios de capacidad, demostró ser insuficiente para atraer las inversiones necesarias en el sistema.
- El mecanismo actual hace una diferenciación adecuada entre los generadores existentes, los que se encuentran en construcción y los que todavía no han construido, otorgándoles un tiempo adecuado para la construcción y el plazo adecuado para el contrato a fin de reducirles los riesgos.

4.4. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO ESPAÑA¹²

La Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997), establecía el pago por “garantía de potencia” como mecanismo de seguridad de suministro. La Ley 17/2007 modificó este mecanismo por el de “pagos por capacidad”, el cual fue desarrollado en la Orden ITC/2794/2007.

A finales del 2011 se desarrolla el servicio de disponibilidad y se incrementa el incentivo a la inversión a través de la orden ITC/3127/2011. La Comisión Nacional de Energía no consideró apropiado la aprobación de la propuesta en base a varios factores, sobre todo por la sobrecapacidad que actualmente tiene España, debido a la crisis económica y el fuerte proceso inversor en tecnologías de generación desde el 2000 (ciclos combinados, energía Eólica).

El Mecanismo de Seguridad de Suministro incluye dos tipos de servicios: incentivo a la inversión en capacidad de largo plazo (suficiencia) y el servicio de disponibilidad de mediano plazo (Firmeza). El Resumen de este mecanismo se muestra a continuación.

Producto:

Firmeza: Servicio de disponibilidad de mediano plazo.

Suficiencia: Incentivo a la inversión en capacidad de largo plazo

Contrapartes:

Compradores: Toda la demanda.

¹² En gran medida información extraída de [PAVI12]

Vendedores:

Firmeza: Instalaciones térmicas de producción eléctrica de régimen ordinario, instalaciones hidráulicas de bombeo y embalse.

Suficiencia: Instalaciones de generación en régimen ordinario con potencia instalada superior a 50 MW, fecha de puesta en marcha posterior enero del año 98 y tiempo menor a 10 años de

Curva de Compra del Producto:

Firmeza: Precio definido administrativamente.

Suficiencia: Precio definido administrativamente.

4.4.1. El Producto.

Bajo el concepto de pago por capacidad se incluyen dos productos que buscan dos objetivos distintos:

- Servicio de Disponibilidad de Mediano Plazo.- Consiste en contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior a un año a aquellas tecnologías que pudieran resultar no programadas con mayor probabilidad.

El servicio de disponibilidad se calcula en función a un índice de disponibilidad tecnológica y la potencia neta del grupo.

El procedimiento para la prestación de este servicio se formaliza mediante la contratación bilateral entre el operador del sistema y el titular de la instalación de generación.

El incumplimiento del contrato de prestación de este servicio por parte de la central de generación, lleva una penalización que depende de la gravedad del incumplimiento.

- Incentivo a la Inversión de Capacidad de Largo Plazo.- Busca promover la instalación y puesta en servicio efectiva de plantas de nuevas generación, a través de pagos a sus promotores que facilitarán la recuperación de los costos de inversión.

El cálculo de este incentivo se realiza en función al índice de cobertura, fijado por la Dirección General de Política de Energía y Minas y propuesta del Operador del Sistema.

4.4.2. Las Contrapartes.

La Demanda

Participa toda la demanda: Distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos por la energía que adquieran en el mercado de producción.

La Oferta

- Servicio de Disponibilidad de Mediano Plazo.- Todas instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de régimen ordinario, que pudieran no estar disponibles en los periodos de punta del sistema a falta de la retribución por este concepto, al ser tecnologías marginales del mercado diario, es decir, las centrales de fuel-oil, las centrales de ciclo combinado y las de carbón. Asimismo, será de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.
- Incentivo a la Inversión de Capacidad de Largo Plazo.- las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha sea posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hayan transcurrido 10 años desde la misma.

4.4.3. Curva de Compra del Producto.

Los precios son fijados administrativamente por el regulador.

- Servicio de Disponibilidad de Mediano Plazo.- La retribución anual se calcula en función a la retribución anual fijada por el regulador, mediante la siguiente fórmula.

$$RSD_{ij} = a * ind_j * PN_i$$

Donde:

RSD_{ij}: Retribución anual del grupo i correspondiente a la tecnología j.(€)

a: retribución anual por disponibilidad (5,150 €/MW, hasta diciembre 2012)

ind_j: disponibilidad de la tecnología j (en términos unitarios)

PN_i: potencia neta del grupo i (MW)

- Incentivo a la Inversión de Capacidad de Largo Plazo.- el procedimiento es el siguiente:
 - Para el caso de instalaciones registradas entre el 1 de enero del año 1998 y la fecha de entrada de la Orden ITC/2794/2007, la retribución será igual a 20,000 €/MW/año.
 - Para instalaciones posteriores al 2007, el pago dependerá del índice de cobertura (IC)
 - Si $IC < 1.1 = 28,000$
 - Si $1.1 < IC = 193,000 - 150,000 \times IC$

Se prevé la posibilidad de realizar subastas para la asignación de este incentivo.

4.4.4. Conclusiones y Observaciones

- Al igual que los casos anteriores, el primer mecanismo de seguridad basado en precios de capacidad, demostró ser insuficiente para atraer las inversiones necesarias en el sistema.
- Parece correcta la separación de los incentivos de disponibilidad de mediano plazo y los de inversión en capacidad de largo plazo, ya que los criterios y necesidades para ambos incentivos son diferentes.
- El esquema de largo plazo basado en el índice de cobertura (IC) no llegó a aplicarse. Falta la aprobación del procedimiento de cálculo del IC.
- El servicio de disponibilidad definido no se ha desarrollado completamente. La CNE no consideró apropiado el desarrollo propuesto por diversos factores (metodológicos, incremento de costo para el consumidor, sobrecapacidad actual, etc.).

4.5. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO GUATEMALA¹³

El Subsector Eléctrico de Guatemala, está regulado por La Ley de Electricidad, fijada por el Decreto 93-96, que responde a un modelo de mercado competitivo, claro, abierto y estable.

A raíz de la falta de inversiones en generación y la dificultad para conseguir contratos de suministro para las distribuidoras, fue emitido el Acuerdo Gubernativo No. 68-2007, donde se establece que los distribuidores deberán realizar una licitación abierta que garantice sus requerimientos de potencia y energía eléctrica por un periodo máximo de quince años, tomando en cuenta el Plan de Expansión Indicativo de Generación que utiliza criterios de eficiencia y garantía de suministro.

El resumen del mecanismo actual de seguridad de suministro en Guatemala es el siguiente:

Producto:

Energía y Potencia Firme.

Contrapartes:

Compradores: Distribuidoras.

Vendedores: Todas la centrales generadoras instaladas y potenciales inversores.

¹³ En gran medida información extraída de [LEGU96]

Curva de Compra del Producto:

Se fija la cantidad y el tiempo para el producto, el proceso de licitación fija el precio.

4.5.1. El Producto.

Las distribuidoras después de un proceso de licitación contratan energía y potencia firme por un periodo de hasta quince años. Las licitaciones deben ser convocadas 5 años antes de iniciar la operación.

Anualmente se elabora un Plan de Expansión Indicativo por un horizonte de 10 años, mediante el cual se determina las necesidades de contratación de las distribuidoras y las tecnologías más eficientes a contratar que garanticen la eficiencia y garantía de suministro.

Los excedentes de potencia generados en el sistema se venden al precio de la potencia indicativo, fijado por el Administrador del Mercado Mayorista, el cual remunera la potencia firme de los generadores.

4.5.2. Las Contrapartes.La Demanda

Participan las distribuidoras según sus requerimientos de demanda definidos en el Plan de Expansión Indicativo.

La Oferta

Participan todos los generadores existentes y potenciales inversores que cumplan con los requerimientos de la licitación y la matriz energética requerida en el Plan de Expansión Indicativo.

4.5.3. Curva de Compra del Producto.

Los precios son resultado de un proceso de licitación y los fija el mercado.

En los procesos de licitación las distribuidoras fijan la cantidad de potencia y energía que requieren por un plazo determinado, además las licitaciones apuntan a determinados tipos de tecnología que garanticen la matriz óptima de generación.

Los excedentes de potencia se venden en el Mercado Spot y son valorados al precio indicativo calculado por el Administrador del Mercado Mayorista. El Precio de la Potencia de Punta se calcula como el costo marginal de la inversión para una unidad de generación en punta.

5. PROPUESTA DE MEJORA AL MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

5.1. RAZONES QUE JUSTIFICAN LA EXISTENCIA DEL PARQUE ENERGÉTICO ACTUAL

Existen varias razones por las cuales el parque de generación actual no es el óptimo. Estas razones se han clasificado de la siguiente manera.



Figura 15. Razones que justifican el parque generador actual

5.1.1. Razones Políticas.

En muchos países, el sector eléctrico está influenciado por los poderes políticos. En el caso de la República Dominicana esta influencia es muy acentuada, debido a la crisis actual del sector eléctrico y la alta participación estatal en las diferentes empresas que conforman el sector.

Dentro de las principales razones políticas se puede listar las siguientes:

- Existe una política cortoplacista que impide consolidar un funcionamiento adecuado del sistema en el largo plazo. Por ejemplo varias veces se planearon licitaciones que buscaban modificar la matriz de generación actual, sin embargo nunca se llegaron a concretar.
- El estado tiene una alta participación en el sector eléctrico, haciendo los papeles de:
 - Regulador (CNE).
 - Fiscalizador (SIE).
 - Operador del sistema.
 - Empresario, el estado es propietario de: las empresas de distribución, el 50% de las empresas de generación capitalizadas, empresa de transmisión, empresa de

generación hidráulica, además de administrar los contratos con los IPPs.

- No existe una tarifa técnica calculada según lo especifica la LGE, la SIE en varias ocasiones ha realizado los estudios requeridos para implementar dicha tarifa; sin embargo por decisiones políticas estas nunca han sido implementadas, debido a que representarían un incremento tarifario a la población.
- Existencia de subsidios tarifarios poco focalizados que afectan el flujo de caja de las distribuidoras y acrecentan la crisis del sector. Actualmente existen dos pliegos tarifarios, uno que se aplica políticamente sin ningún criterio técnico (tarifa aplicada) y otro que obedece a un estudio tarifario realizado en el año 1998 (tarifa indexada) y que no se aplica. Como se puede ver en la siguiente figura, la tarifa aplicada en todo momento se encuentra por debajo de la tarifa indexada y en muchas ocasiones la tarifa aplicada se encuentra por debajo del precio medio de compra de las distribuidoras.

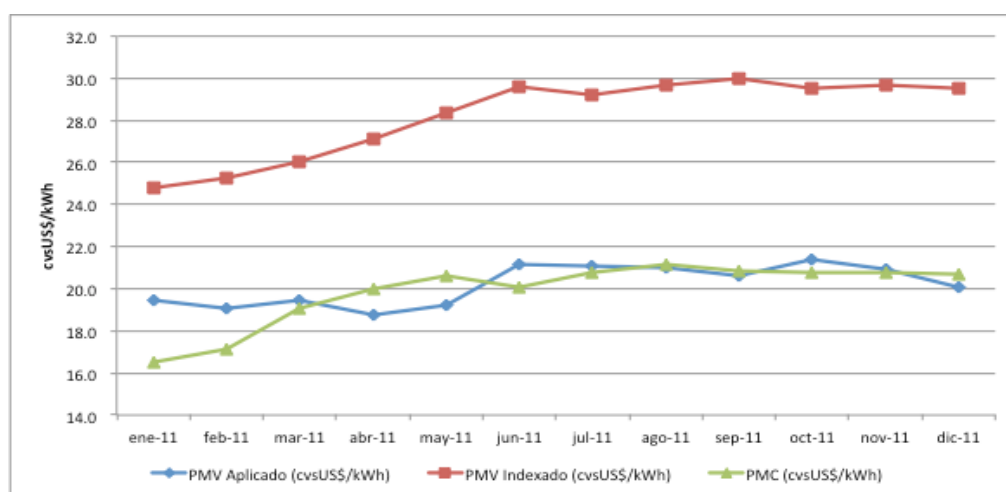


Figura 16. Evolución de la tarifa indexada, aplicada y precio medio de compra de una de las distribuidoras.

- Políticas contradictorias de los distintos partidos políticos. Los partidos en el poder no continúan las políticas de los partidos salientes y por el contrario tratan de hacer las cosas opuestas.

5.1.2. Razones Institucionales.

Las instituciones llamadas a velar por el buen funcionamiento del sector (SIE y CNE), se encuentran capturadas por el estado y no cumplen sus funciones al 100%.

Existen tres grupos de interés en el sector eléctrico.

- Los consumidores.- Cuya consigna es que pagan la tarifa más cara del mundo y se quejan de la baja calidad que reciben de las distribuidoras. Esto termina por perjudicar a estas empresas por los bajos niveles de cobranza y alta incidencia en las pérdidas de energía (hurto).
- El gobierno.- Que sobreprotege a los consumidores regulados, creándoles una total insensibilidad a la variación de los precios del mercado, debido a los subsidios en la tarifa. Además adopta políticas populistas que no ayudan a que el sector se desarrolle de manera correcta.
- Los generadores Privados.- Se quejan de la demora en los pagos por parte de las distribuidoras, y ofertan elevados precios de contrato a las distribuidoras debido al alto riesgo, la falta de nueva oferta en generación y el elevado precio del mercado spot.

5.1.3. Razones Financieras.

Existen serios problemas de pago en sector debido a los altos índices de pérdidas y bajos niveles de cobranza de las distribuidoras. Los cobros de las distribuidoras no llegan a cubrir sus costos de adquisición de energía en el mercado. Por lo tanto el estado se ve en la obligación de cubrir el déficit de las distribuidoras.

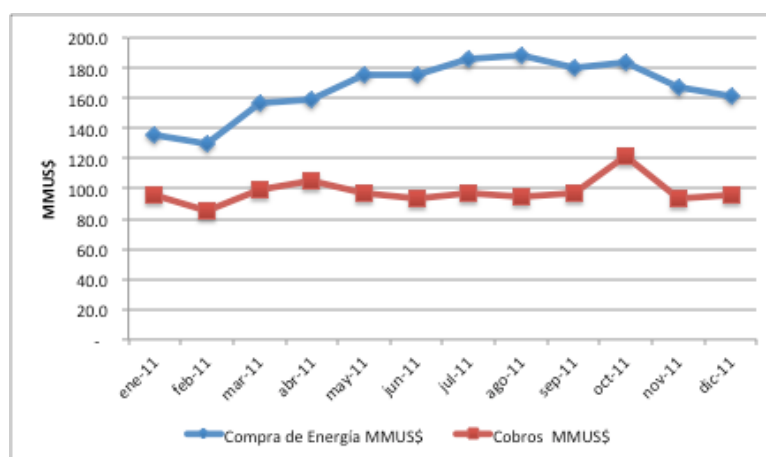


Figura 17. Cobros vs Compra Distribuidoras (Fuente: Informe de desempeño enero-diciembre 2011, página web de la CDEEE)

Debido a los problemas financieros que atraviesan las distribuidoras, los pagos a los generadores y a la Empresa de Transmisión se ven retrasados. Esto genera una incertidumbre de pago en los generadores y la percepción de alto riesgo de parte de los posibles inversores, además de que la Empresa de Transmisión no puede cumplir con sus planes de inversión ni mantenimientos adecuados.

El alto riesgo que ocasiona la incertidumbre en los pagos a los generadores puede haber motivado que muchos inversores se limiten a hacer inversiones en centrales de generación de bajo costo, pero con costos de operación elevados (si las condiciones llegaran a empeorar perderían menos). Por otra parte no se ha logrado atraer nuevos inversores, las empresas que invierten en nueva generación son las que ya se encuentran asentadas en el país (si invirtieran en generación barata ellos mismos desplazarían sus propios generadores).

Según la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) las cuentas por cobrar por parte de los generadores a las distribuidoras y la CDEEE, para la semana del 06-10 de agosto del año 2012 son de 921 MMUS\$, donde la deuda con vencimiento de más de 61 días asciende a 356 MMUS\$. El detalle de esta deuda se puede ver en la siguiente tabla.

Cuentas Por Cobrar MMUS\$	Factura Mes Provisión No vencido	Factura Vencida 0-30 días	Factura Vencida 31-60 días	Factura Vencida 61+ días	Total CxC Corriente	CxC Congelada	Total CXC
GSF	25.54	11.95	4.76	55.66	97.91	-	97.91
Metaldom	-	3.38	4.10	6.29	13.77	-	13.77
EGE Haina	51.78	47.58	52.36	149.47	301.19	-	301.19
CEPP	-	7.16	7.89	21.46	36.51	2.34	38.85
Seaboard	23.46	27.08	24.66	31.36	106.56	3.16	109.71
CESPM	15.94	23.85	13.22	-	53.01	-	53.01
AES	32.03	37.68	37.28	90.85	197.84	51.27	249.11
Palamara/La Vega	20.80	16.72	19.18	1.09	57.79	-	57.79
Total	169.54	175.40	163.44	356.19	864.57	56.77	921.34

Tabla 13. Cuentas por Cobrar Generadoras MMUS\$ (fuente: Página Web ADIE)

5.1.4. Razones de Mercado

El comportamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en República Dominicana no es el adecuado, debido a que se encuentra afectado por muchos factores que impiden su normal desenvolvimiento. Los factores principales se listan a continuación.

- **Política de Techos.-** El Costo Marginal Máximo fijado anualmente por la SIE crea una gran distorsión en el mercado, debido a que el mercado spot no llega a ver los costos reales de suplir la demanda del sistema, ya que se encuentra limitado por este techo. Este techo tiene un precio inferior al costo variable de la máquina más cara del sistema lo que crea una distorsión adicional.

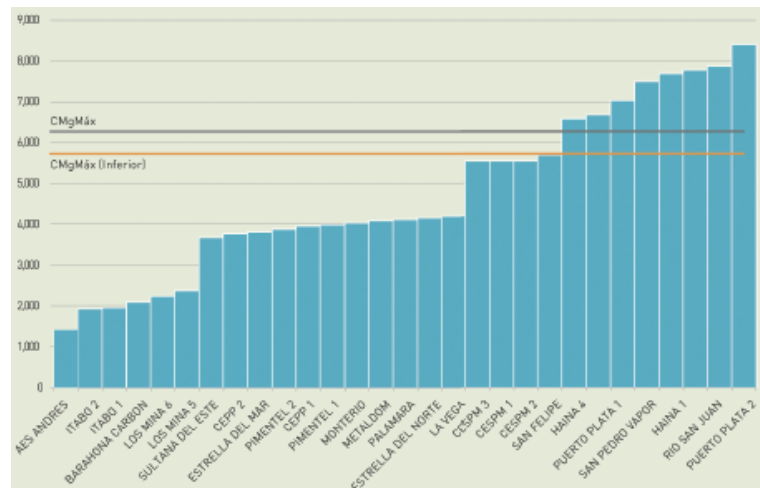


Figura 18. Lista de orden de mérito según promedio de costo variable de despacho 2010 (RD\$/MWh) (Fuente: Memoria anual OC 2010)

Las centrales de generación que son llamadas a operar en el SENI y cuyo Costo Variable de Despacho se encuentra por encima del Costo Marginal Máximo son remuneradas según su costo variable, pero no marginan. En ese caso el costo marginal del SENI es el Costo Marginal Máximo.

- **Se Desconoce la Demanda Real.-** Debido a la gestión de demanda ¹⁴ que realizan las distribuidoras, no se conoce la demanda real del SENI y su comportamiento futuro es poco predecible. Según se muestra en la figura 19, se estima que existe un 20% de la demanda no abastecida por las distribuidoras.

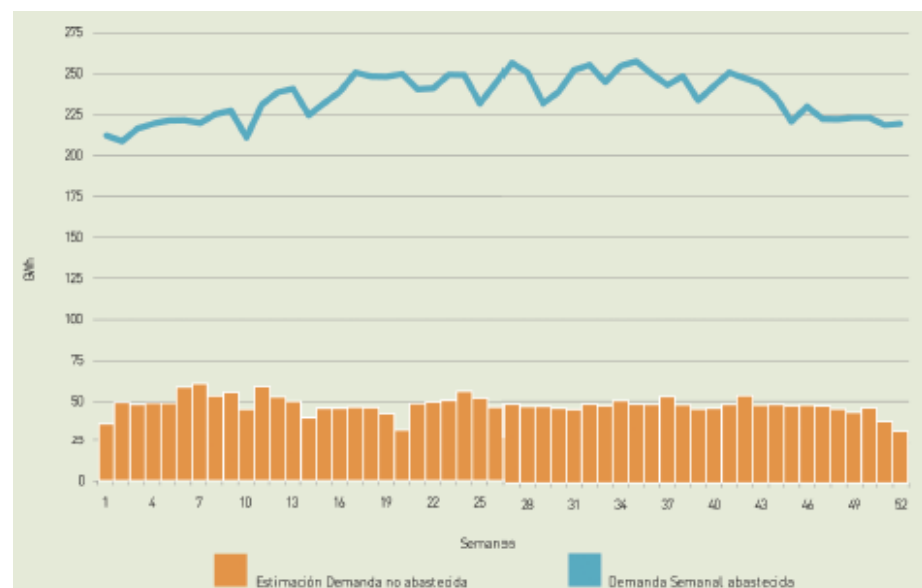


Figura 19. Demanda semanal abastecida y estimación de la no abastecida 2010 (Fuente: Memoria anual OC 2010)

¹⁴ Cortes de suministro que realizan las distribuidoras a sus clientes, con el fin de reducir sus gastos en compra de energía.

- **No se conoce la oferta real del sistema.-** El OC no realiza una correcta auditoria de disponibilidad del parque generador existente, se desconoce si algunas de las centrales que no están generando a potencia máxima, tienen capacidad para realmente generarla, sin embargo se les sigue remunerando la potencia firme. Esta revisión se encuentra contemplada en el artículo 416 del RLGE.
- **Altos costos de regulación de Frecuencia.-** Los costos de regulación de frecuencia son pagados por los generadores y llegaron a representar el 9% del total de las transacciones del año 2010. El Mercado Eléctrico Mayorista está basado en costos variables auditados, por lo tanto los generadores no pueden internalizar estos costos.

MMRD\$	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	Participación
Energía	734.9	706.5	938.6	959.2	901.0	853.5	866.3	924.8	641.9	727.6	468.9	593.0	9,316	57%
Potencia	141	145	144	157	137	128	128	128	128	127	130	127	1,617	10%
Pago DC	187	174	212	213	233	238	245	264	239	244	227	207	2,683	17%
Transferencia DC	53	51	61	67	64	60	62	67	60	61	57	51	715	4%
Frecuencia	104	89	79	117	146	103	134	127	119	137	112	113	1,379	9%
Compensación SIE06-2010	59	64	65	4	2	49	119	87	48	31	23	41	593	4%
Total	1279	1229	1500	1517	1483	1432	1553	1597	1235	1328	1018	1132	16,302	100%

Tabla 14. Cuentas por Cobrar Generadoras (Fuente: Memoria anual OC 2010)

- **Riesgo Regulatorio.-** El regulador está emitiendo nuevas resoluciones que modifican las condiciones actuales del mercado como: Eliminación del tiempo mínimo de permanencia en línea, pago de compensaciones por desviaciones en la demanda. Este tipo de medidas pueden incrementar la percepción de riesgo regulatorio de parte de los generadores.

5.2. DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ÓPTIMA.

Para poder determinar qué tipo de centrales de generación queremos atraer al SENI, es necesario determinar la matriz energética óptima de generación que maximice el beneficio social neto. De tal manera que tratemos en un futuro de lograr el mix óptimo de generación.

Para determinar el mix óptimo de generación partiremos de los siguientes supuestos:

- Se asume que se inicia el sistema eléctrico desde cero, es decir tenemos una demanda que debemos satisfacer y necesitamos determinar qué tipo de plantas debemos instalar.

- La demanda utilizada será la demanda real del SENI durante el año 2011.
- No se consideran las redes de transmisión, se asume que se trata de un sistema uninodal.
- No se consideran los mantenimientos, rampas, restricciones de arranques y paradas, ni tiempos mínimos de permanencia en línea.
- No se consideran las restricciones de tamaño ni economía de escala de las centrales.
- No se consideran las tecnologías no renovables.

5.2.1. La Demanda

Para determinar el Mix óptimo de generación se ha considerado la demanda horaria del año 2011. La curva monótona de carga de ese año se puede ver en la siguiente figura.

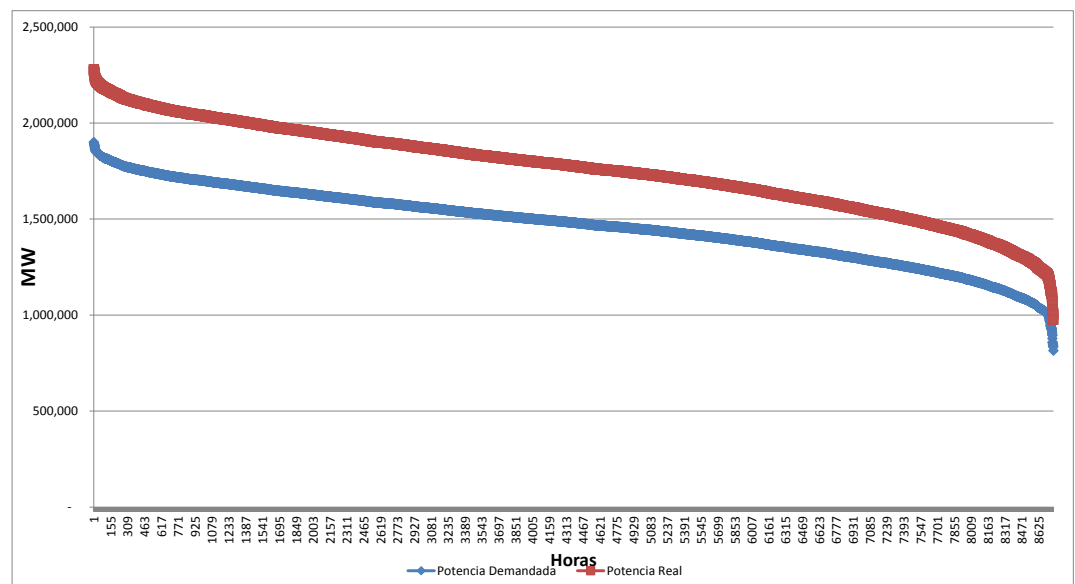


Figura 20. Curva monótona de carga SENI 2011 (Fuente: OC)

Como podemos ver la máxima demanda del sistema fue de 1,900 MW y la mínima de 813 MW; sin embargo existieron solo 42 horas en el año donde la demanda fue inferior a los 1,000 MW, esto quiere decir que los valores de demanda inferiores posiblemente se debieron a eventos en el sistema (fallas).

No debemos olvidar que la demanda se ve afectada por la gestión que realizan las distribuidoras. Como se dijo anteriormente esta gestión podría representar alrededor del 20% de la demanda registrada.

5.2.2. La Oferta

Se han considerado las opciones de generación presentadas en el documento “Cost and performance data for power generation technologies” elaborado por la empresa “Black & Veatch” preparado para “National Renewable Energy Laboratory” en febrero 2012.

5.2.2.1. Tecnología de Turbina de Combustión

Se basa en una típica turbina de gas natural tipo GE 7FA de 211 MW de potencia. Los datos principales de esta tecnología son los siguientes.

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	671	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2015	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2020	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2025	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2030	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2035	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2040	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2045	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20
2050	651	29.9	5.26	10,390	30	5.00	3.00	50	8.33	22.20

Tabla 15. Proyección de costo y rendimiento para un planta con turbina de gas de 211 MW (Fuente: Black & Veatch)

5.2.2.2. Tecnología de Ciclo Combinado

Basada en dos turbinas de gas natural tipo GE 7FA, dos calderas de recuperación de calor y una turbina de vapor para una potencia de 580 MW. Los datos principales de esta tecnología son los siguientes.

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min. Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)	Quick Start Ramp Rate (%/min)
2008	1250	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2015	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2020	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2025	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2030	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2035	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2040	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2045	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50
2050	1230	3.67	6.31	6,705	41	6.00	4.00	50	5.00	2.50

Tabla 16. Proyección de costo y rendimiento para un planta de ciclo combinado de 580 MW (Fuente: Black & Veatch)

5.2.2.3. Tecnología de Carbón Pulverizado

Con una potencia de 606 MW. Los datos principales de esta tecnología son los siguientes.

Year	Capital Cost (\$/kW)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-Yr)	Heat Rate (Btu/kWh)	Construction Schedule (Months)	POR (%)	FOR (%)	Min Load (%)	Spin Ramp Rate (%/min)
2008	3040	–	–	–	–	–	–	–	–
2010	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2015	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2020	2890	3.71	23.0	9,370	55	10	6	40	2.00
2025	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2030	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2035	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2040	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2045	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00
2050	2890	3.71	23.0	9,000	55	10	6	40	2.00

Tabla 17. Proyección de costo y rendimiento para un planta de carbón de 606 MW (Fuente: Black & Veatch)

5.2.2.4. Tecnología de Motores de combustión

Con una potencia de 175 MW, utiliza combustible HFO #6. Los datos principales de esta tecnología son los siguientes.

Year	Capital Cost (\$/kWh)	Variable O&M (\$/MWh)	Fixed O&M (\$/kW-yr)	Heat Rate (BTU/kWh)	Construction Schedule (months)
2010	1020	3	51	8684	12

Tabla 18. Costo y rendimiento para un motor de combustión de 175 MW (Fuente: Propia)

5.2.3. Precios de los Combustibles

Los precios del “HFO #6 3% S” y gas, serán los promedios publicados por la empresa “CME Group” para el periodo 2013-2015, para el caso del carbón los precios corresponden a los precios publicados por la revista “Coal Trader International de Platts” para los mercados: FOB Newcastle, FOB Richards Bay y el CIF ARA.

Mes/Año	2013	2014	2015	Promedio
ene	3.74	4.29	4.54	4.19
feb	3.75	4.28	4.51	4.18
mar	3.72	4.20	4.42	4.11
abr	3.71	4.03	4.19	3.98
may	3.74	4.04	4.20	4.00
jun	3.78	4.07	4.23	4.03
jul	3.83	4.10	4.26	4.06
ago	3.85	4.12	4.28	4.08
sep	3.85	4.12	4.28	4.08
oct	3.88	4.16	4.32	4.12
nov	3.99	4.24	4.41	4.21
dic	4.19	4.43	4.60	4.41
Promedio	3.83	4.17	4.35	4.12

Tabla 19. Cotización del precio del Henry Hub Natural Gas Futures US/MMBTU
(Fuente: CME Group)

Los precios del Gas Natural mostrados en la tabla 19 corresponden a la cotización Nymex, que corresponde al precio del gas que se cotiza en Nueva York; sin embargo los costos actuales a los cuales se está cotizando el gas en Republicana están referenciados al precio del petróleo Brent, en una proporción entre el 12% y 14%. La tabla siguiente muestra la proyección de los precios del petróleo Brent en una proporción del 13%.

Mes/Año	2013	2014	2015	Promedio
ene	13.84	13.18	12.65	13.22
feb	13.76	13.14	12.61	13.17
mar	13.70	13.09	12.57	13.12
abr	13.65	13.04	12.53	13.07
may	13.60	13.00	12.49	13.03
jun	13.55	12.95	12.46	12.98
jul	13.49	12.90	12.42	12.94
ago	13.44	12.85	12.39	12.89
sep	13.38	12.81	12.36	12.85
oct	13.32	12.77	12.32	12.80
nov	13.27	12.73	12.29	12.76
dic	13.22	12.69	12.26	12.72
Promedio	13.52	12.93	12.44	12.96

Tabla 20. Cotización del precio del petróleo Brent Look-Alike Crude Oil Futures por 12% US\$/MMBTU (Fuente: CME Group)

Para el caso del HFO #6, no se ha conseguido una proyección hasta el año 2015; por lo tanto se utiliza la información disponible.

Mes/Año	2013	2014	2015	Promedio
ene	90.28	89.70		89.99
feb	90.50	89.50		90.00
mar	90.65	89.30		89.98
abr	90.73	89.10		89.92
may	90.73			90.73
jun	90.68			90.68
jul	90.63			90.63
ago	90.55			90.55
sep	90.45			90.45
oct	90.30			90.30
nov	90.13			90.13
dic	89.93			89.93
Promedio	90.46	89.40		89.93

Tabla 21. Cotización del precio del Gulf Coast No. 6 Fuel Oil 3.0% (Platts) Futures US\$/Barril (Fuente: CME Group)

Mercados/Año	2013	2014	2015	Promedio
CIF ARA	96.45	106.00	111.45	104.63
FOB Richards Bay	94.30	102.60	107.10	101.33
FOB Newcastle	96.85	104.20	107.65	102.90
Promedio	95.87	104.27	108.73	102.96

Tabla 22. Cotización del precio del carbón US\$/t (Fuente: revista Platts)

5.2.4. Determinación de la Matriz Óptima de Generación

En función a la demanda, oferta y precios de los combustibles mostrados con anterioridad se procederá a determinar la matriz óptima de generación, necesaria para abastecer la demanda. La metodología utilizada consistirá en construir las curvas de selección de la oferta, en función al costo total anualizado de cada una de las tecnologías, según se muestra en la siguiente fórmula.

$$CT = CFA + CV * FC * 8760$$

$$CFA = CTC * FRC + CF_{O\&M}$$

$$CV = HRPA * CC + CV_{O\&M}$$

$$FC = \frac{\text{Total kWh Generados Neto}}{\text{Capacidad neta} * \text{Horas en Periodo}}$$

$$FRC = \frac{i * (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

Donde:

CT: Costo total (US\$/kW-año)

CFA: Costos fijos anualizados (US\$/kW-año)

CV: Costo variable (US\$/kWh)
 FC: Factor de capacidad
 CTC: Costo total de capital (US\$/kW)
 FRC: Factor de recuperación de capital
 CF_O&M: Costos fijos de la operación y mantenimiento (US\$/kW-año)
 HRP: Heat rate promedio anual (BTU/kWh)
 CC: Costo del combustible (US\$/MMBTU)
 CV_O&M: Costo variable de la operación y mantenimiento (US\$/kWh)
 i: Tasa de descuento.
 N: Vida de la planta en años

El resumen de los datos que se utilizaron para la determinación de la matriz óptima de generación, se muestran en la tabla 23, la tasa de descuento utilizada es la indicada en la LGE, equivalente a 12%.

Tecnología	CTC (\$/kW)	CF_O&M (\$/kW-año)	CV_O&M (millUS\$/kWh)	HRPA (BTU/kWh)	CC (US\$/Unidad)*	N (Meses)
Motor HFO #6	1,050	127		8,684	89.9	25
Turbina de Combustión	651	5.26	29.9	10390	12.96	25
Ciclo Combinado	1,230	6.31	3.67	6705	12.96	25
Carbón Pulverizado	2,890	23	3.71	9370	102.96	40

Tabla 23. Resumen de datos para la determinación de la matriz óptima de generación.

En función a los datos antes mostrados las curvas de selección de las tecnologías se muestran en la figura 21. Como se puede ver para factores de capacidad superiores a 0.4737 es más conveniente la instalación de una central de carbón pulverizado, para el caso de factores de capacidad entre 0.1155 y 0.4737 es conveniente la instalación de centrales de ciclo combinado y para factores de carga inferiores a 0.1155 es conveniente la instalación de turbinas de combustión de gas natural.

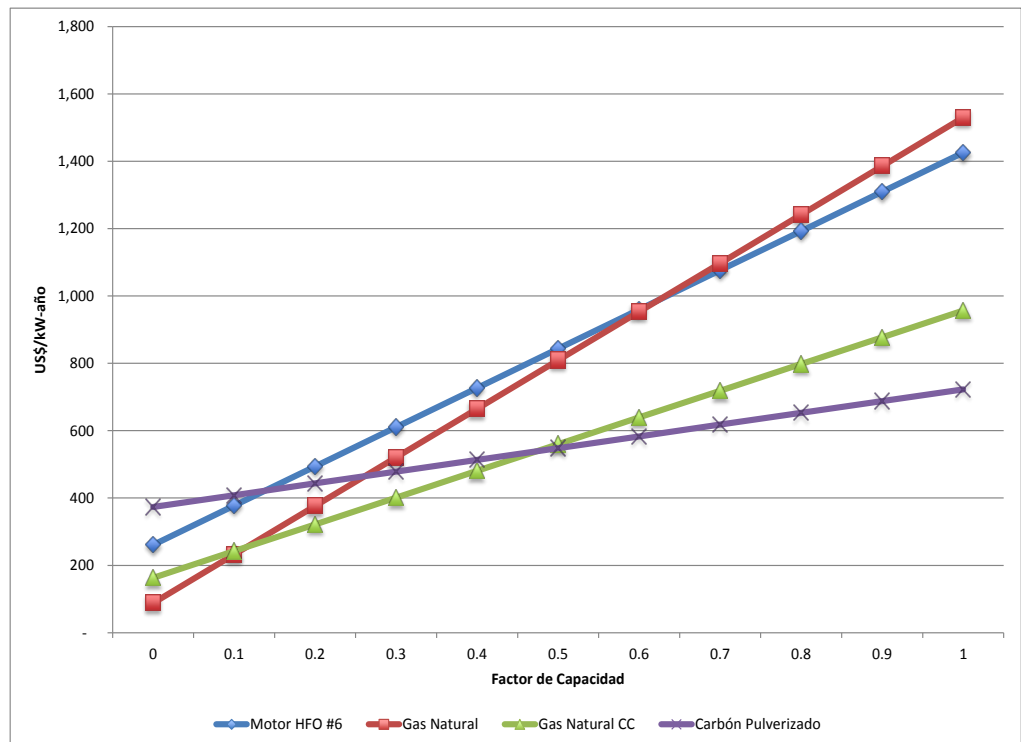


Figura 21. Curvas de selección de las tecnologías propuestas

Tomando en cuenta el factor de carga, determinaremos la cantidad de horas que debe operar cada una de las tecnologías

Carbón pulverizado $\geq 0.4737 \times 8,760 \geq 4,150$ hrs.

Ciclo Combinado $\geq 1,012$ y $< 4,150$ hrs.

Turbina de combustión $< 1,012$ hrs.

En función a las horas mostradas anteriormente y la curva de carga de la figura 21, podemos concluir que la matriz óptima de generación sería la siguiente:

Tecnología	Combustible	Mix óptimo (MW)	Proporción
Turbina de Combustión	Gas Natural	219	12%
Ciclo Combinado	Gas Natural	170	9%
Carbón Pulverizado	Carbón	1500	79%

Tabla 24. Mix óptimo de generación

Observaciones:

- Si bien los resultados reflejan la matriz óptima de generación, no quiere decir que operativamente esta matriz pueda implementarse. Un mix con tanta participación de centrales de carbón podría ser poco flexible para seguir la curva de la demanda del sistema.

- Para verificar que el porcentaje de participación de las diversas tecnologías de generación no es un problema, habría que usar un modelo detallado de inversión con operación que excede el alcance de esta tesis.

5.3. PÉRDIDA DE BENEFICIO SOCIAL COMO CONSECUENCIA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL

Para determinar la pérdida del beneficio social, se procederá de la siguiente manera:

- Los precios de los combustibles, serán los precios reales del año 2011.
- Se correrá un despacho teórico uninodal, en función a la oferta actual existente en el SENI y la demanda del año 2011. El resultado de este despacho mostrará el costo real total por concepto de energía del SENI para el año simulado.
- Se correrá un despacho teórico uninodal, en función al mix de generación óptimo determinado en el punto 5.3 y la demanda del SENI del año 2011. El resultado de este despacho mostrará el costo óptimo total por concepto de energía del SENI para el año simulado.
- La diferencia de los dos costos anteriormente mencionados nos mostrará la pérdida del beneficio social. Este beneficio corresponde al ahorro que tendría la demanda en los pagos que debería realizar al sistema por concepto de energía, esto debido a la disminución de los costos marginales de energía.

5.3.1. Precios de los Combustibles

Los precios de los combustibles para el año 2011 fueron los siguientes:

Combustible	Ene.11	Feb.11	Mar.11	Abr.11	May.11	Jun.11	Jul.11	Ago.11	Sep.11	Oct.11	Nov.11	Dic.11	2011
HFO #6 *	79.05	87.93	95.51	101.46	95.40	98.65	100.56	97.42	97.63	99.27	100.32	95.25	95.70
FO #2 *	89.17	88.58	102.86	109.53	100.90	96.26	97.30	86.33	85.63	86.32	97.17	98.56	94.88
Gas Nymex *	4.27	4.49	4.07	4.04	4.25	4.34	4.54	4.37	4.00	3.88	3.60	3.59	4.12
Carbón *	117.23	117.23	117.23	117.23	117.23	117.23	110.09	110.09	110.09	110.09	110.09	110.09	113.66
Gas 13% Brent **	12.59	13.57	14.91	16.00	14.88	14.77	15.15	14.26	14.23	14.06	14.34	13.98	14.40

Tabla 25. Precios de los combustibles 2011 (fuente: * Resoluciones tarifarias SIE 2011, ** página Web "<http://www.forexpros.es/commodities/brent-oil-historical-data>") (HFO y FO#2 US\$/barril, Gas US\$/MBTU, Carbón US\$/t)

5.3.2. Datos de la Demanda

Se considera la demanda real del año 2011, para fines de simplificar el problema se reducirá la demanda anual horaria a curvas típicas de: Hora, día de semana y mes.

El comportamiento mensual de la demanda del año 2011 se muestra en la figura 22. Como se puede apreciar este comportamiento es estacional, diferenciándose claramente los meses de invierno de los de verano.

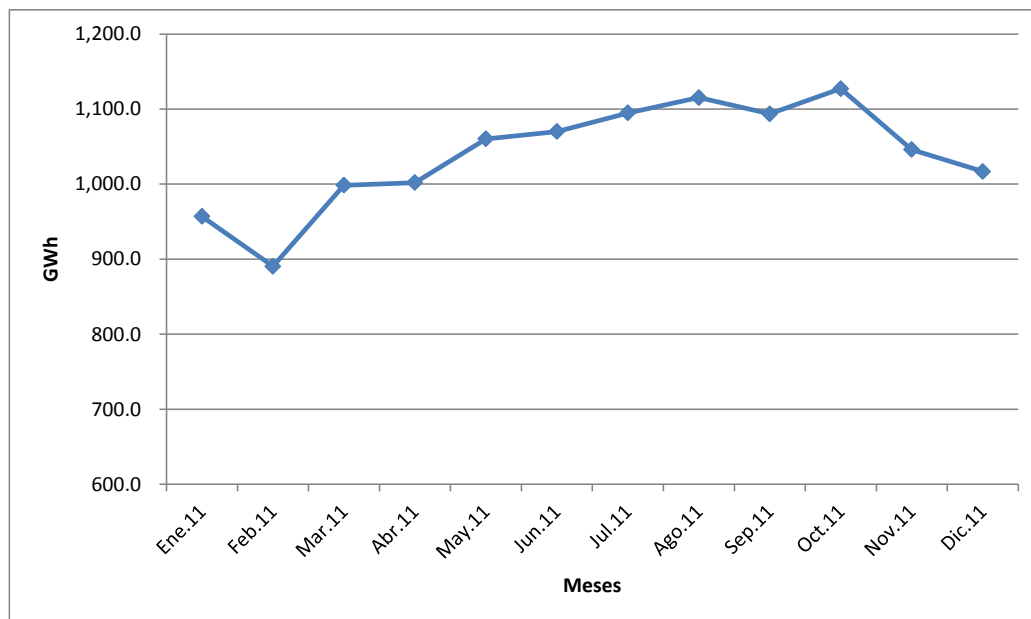


Figura 22. Evolución mensual de la demanda 2011 (Fuente: Informes Mensuales de transacciones económicas OC)

El comportamiento semanal de la demanda se muestra en la figura 23. Como se puede apreciar, existe un patrón de consumo dependiendo del día de la semana.

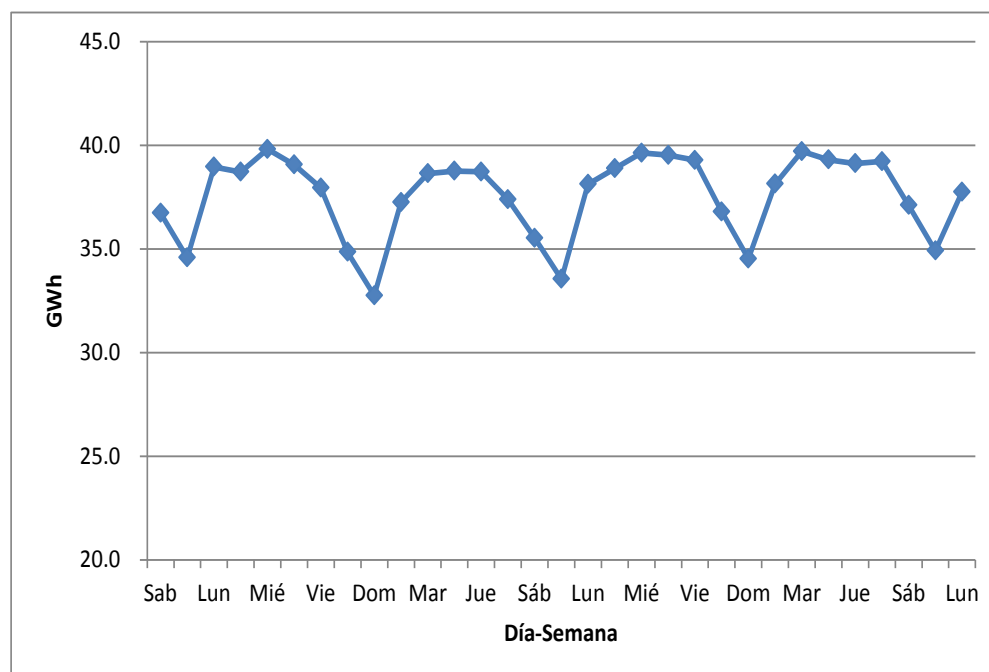


Figura 23. Evolución semanal de la demanda del mes de octubre 2011 (Fuente: OC)

El comportamiento horario de la demanda se muestra en la siguiente figura. Como se puede apreciar, el comportamiento horario se diferencia entre los días de la semana.

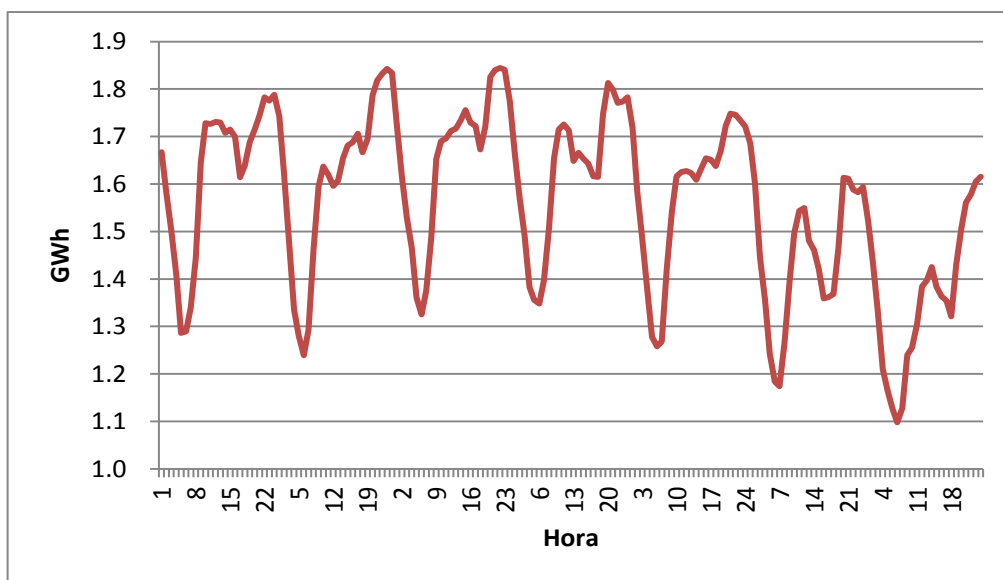


Figura 24. Evolución horaria de la demanda de la primera semana del mes de octubre 2011 (Fuente: OC)

La tabla 26, muestra para el mes de enero, los valores de la demanda en MW introducidos al modelo de despacho. El formato de los otros meses es el mismo.

Hora/día	Lun	Mar	Mie	Jue	Vie	Sab	Dom
1	1,334.8	1,435.7	1,392.0	1,363.5	1,424.9	1,427.9	1,291.9
2	1,267.3	1,336.8	1,309.7	1,289.0	1,314.2	1,356.5	1,219.6
3	1,202.6	1,218.5	1,238.6	1,222.6	1,230.4	1,223.6	1,129.8
4	1,127.6	1,100.2	1,185.9	1,132.7	1,141.4	1,148.2	1,025.5
5	1,029.7	1,054.9	1,101.6	1,110.7	1,059.9	1,052.3	988.9
6	1,032.4	1,021.4	1,072.5	1,104.4	1,043.4	1,002.9	955.2
7	1,073.0	1,065.5	1,113.3	1,145.2	1,051.9	994.4	931.0
8	1,156.3	1,204.3	1,204.5	1,235.4	1,179.0	1,071.6	956.3
9	1,317.9	1,314.4	1,338.1	1,355.5	1,277.6	1,180.4	1,051.2
10	1,384.2	1,349.1	1,368.1	1,405.3	1,340.5	1,268.0	1,064.1
11	1,382.2	1,334.7	1,373.0	1,414.0	1,348.0	1,307.5	1,105.8
12	1,386.3	1,315.3	1,385.8	1,403.6	1,349.7	1,312.5	1,173.7
13	1,385.1	1,323.8	1,389.0	1,350.4	1,345.8	1,254.3	1,184.3
14	1,367.6	1,363.6	1,404.0	1,365.0	1,334.4	1,237.6	1,208.5
15	1,373.1	1,385.7	1,421.2	1,354.8	1,353.1	1,204.2	1,173.3
16	1,361.1	1,390.9	1,399.5	1,346.4	1,372.2	1,151.3	1,156.0
17	1,292.7	1,406.0	1,393.9	1,324.2	1,369.7	1,153.7	1,148.2
18	1,312.5	1,373.2	1,354.0	1,323.0	1,358.1	1,159.0	1,120.5
19	1,352.1	1,396.6	1,392.6	1,431.8	1,385.1	1,242.4	1,213.1
20	1,373.8	1,472.4	1,477.7	1,485.7	1,429.2	1,366.9	1,276.9
21	1,396.8	1,498.7	1,489.5	1,473.9	1,450.2	1,365.2	1,323.7
22	1,427.5	1,510.4	1,493.0	1,450.8	1,447.8	1,345.0	1,338.6
23	1,422.0	1,518.4	1,490.1	1,453.0	1,438.7	1,340.8	1,360.7
24	1,432.0	1,511.2	1,436.4	1,460.8	1,427.4	1,350.4	1,369.9

Tabla 26. Valores de demanda en MW introducidos al modelo para el mes de enero 2011.

5.3.3. Datos de la Oferta

5.3.3.1. Oferta Real

La oferta real, corresponde a todas las centrales instaladas consideradas en el informe de largo plazo del OC para el periodo 2012-2015.

Para el caso de las centrales térmicas los datos de entrada del modelo serán los que se muestran en la tabla 27.

Central	Tipo de Máquina	Combustible	Potencia Nominal MW	Potencia Mínima Técnica MW	Rendimiento *	Poder Calorífico Combustible **	Costo O&M (US\$/MWh)	Factor de Potencia Efectiva
PUERTO PLATA 1	Turb. Vapor	FO #6	25.0	15	14,609.4	149,574.4	19.0	-
HAINA 1	Turb. Vapor	FO #6	54.0	32	15,903.2	149,359.0	20.7	0.6
HAINA 2	Turb. Vapor	FO #6	39.0	32	13,623.4	149,359.0	17.7	-
HAINA 4	Turb. Vapor	FO #6	84.9	48	15,210.4	149,359.0	19.8	0.5
PUERTO PLATA 2	Turb. Vapor	FO #6	30.0	26	16,760.6	149,574.4	22.9	0.8
ITABO 1	Turb. Vapor	Carbón	125.0	90	10,901.3	27,912.0	2.0	0.8
ITABO 2	Turb. Vapor	Carbón	132.0	90	11,139.2	27,912.0	2.0	0.7
SAN PEDRO VAPOR	Turb. Vapor	FO #6	22.0	22	15,618.9	151,076.0	20.1	1.0
CEPP 1	Motores	FO #6	18.7	11	9,285.1	150,438.8	2.4	0.7
CEPP 2	Motores	FO #6	58.1	28	8,876.9	150,438.8	2.9	0.7
METALDOM	Motores	FO #6	42.0	21	8,616.3	148,357.5	3.1	0.8
SAN FELIPE	Turb. Gas	FO #2 / FO #6	185.0	132	11,347.2	145,374.2	3.7	0.9
HAINA TG	Turb. Gas	FO #2	92.0	60	13,708.0	138,089.8	7.6	1.0
RIO SAN JUAN	Motores	FO #2	7.5	1.5	11,985.0	138,415.0	8.8	0.3
ESTRELLA DEL MAR	Motores	FO #6	84.5	15.9	8,734.1	149,344.0	4.0	0.7
PALAMARA	Motores	FO #6	107.0	32.1	8,866.8	148,420.7	3.4	0.9
LA VEGA	Motores	FO #6	92.0	55.2	8,819.3	148,599.5	3.4	0.8
BARAHONA CARBON	Turb. Vapor	Carbón	44.0	41	14,321.2	27,887.2	8.2	0.7
SULTANA DEL ESTE	Motores	FO #6	153.0	75	8,162.3	150,686.9	1.9	0.5
CESPM 1	C. Comb.	FO #2	97.8	65	8,003.8	137,726.2	11.4	0.9
CESPM 2	C. Comb.	FO #2	113.2	65	8,003.8	137,726.2	11.4	-
CESPM 3	C. Comb.	FO #2	96.4	65	8,003.8	137,726.2	11.4	-
MONTE RIO	Motores	FO #6	100.0	45	8,485.6	149,385.4	3.3	0.8
LOS MINA 6	Turb. Gas	Gas Natural	105.0	60	12,530.1	-	0.8	0.8
LOS MINA 5	Turb. Gas	Gas Natural	118.0	60	11,943.5	-	0.7	0.7
AES ANDRES	C. Comb.	Gas Natural	304.0	150	7,759.5	-	0.1	0.8
PIMENTEL 1	Motores	FO #6	31.6	15.71	8,684.0	147,540.7	1.9	0.9
PIMENTEL 2	Motores	FO #6	28.0	14	8,671.9	147,540.7	1.5	0.9
PIMENTEL 3	Motores	FO #6	51.6	14	8,231.6	147,540.7	1.5	0.9
SAN LORENZO	Turb. Gas	FO #2	34.0	20.4	11,200.0	138,089.8	3.6	1.0
ESTRELLA DEL MAR 2	Motores	GN Brent	110.0	15.9	7,139.0	-	2.2	1.0

Tabla 27. Datos centrales térmicas del SENI (Fuente: Informe de largo plazo OC 2012-2015 y Datos Proporcionados por CDEEE)

* FO (kj/kWh), Carbón (kj/kWh), Gas Natural (BTU/kWh)

** FO (kj/gallon), Carbón (kj/Kg)

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, además de la potencia instalada se ha considerado el factor de potencia efectiva mensual durante el año 2011. El detalle de estas centrales se puede ver en la tabla 28.

Centrales Hidroeléctricas	Potencia Instalada MW
1-AGUACATE	51.7
2-ANIANA VARGAS o YUBOA	0.7
3-BAIGUAQUE	1.2
4-CONTRAEMBALSE MONCION	3.2
5-DOMINGO RODRIGUEZ o JJ PUELLO	3.9
6-EL SALTO	0.6
7-HATILLO	8
8-JIGUEY	98
9-JIMENOA	8.4
10-LAS DAMAS	7.5
11-LOPEZ ANGOSTURA	18
12-LOS ANONES	0.11
13-LOS TOROS	9.5
14-MONCION	52
15-NIZAO NAJAYO	0.3
16-RINCON	10.1
17-RIO BLANCO	25
18-ROSA JULIA DE LA CRUZ o BOBA	0.85
19-SABANA YEGUA	13
20-SABANETA	6.34
21-TAVERA	96
22-VALDESIA	54
23-PINALITO	50
24-MINICENTRAL MAGUEYAL	3.2
26-MINICENTRAL LAS BARIAS	0.9

Tabla 28. Datos centrales hidráulicas del SENI (Fuente: Informe de largo plazo OC 2012-2015 y Datos Proporcionados por CDEEE)

* FO (kj/kWh), Carbón (kj/kWh), Gas Natural (BTU/kWh)

** FO (kj/gallon), Carbón (kj/Kg)

5.3.3.2. Oferta Óptima

Se ha considerado los resultados de la matriz óptima de generación, los datos de rendimiento, poder calorífico del combustible y los costos de operación y mantenimiento (O&M) se han asumido similares a las centrales que actualmente están instaladas en el SENI. El detalle de los datos ingresados al modelo se muestran en la tabla 29.

Central	Tipo de Máquina	Combustible	Potencia Nominal MW	Potencia Mínima Técnica MW	Rendimiento *	Poder Calorífico Combustible **	Costo O&M (US\$/MWh)	Factor de Potencia Efectiva
Carbón Pulverizado	Turb. Vapor	Carbón	1,500.0	90	11,139.2	27,912.0	2.0	0.90
Ciclo Combinado	C. Comb.	GN Brent	170.0	150	7,759.5	-	0.1	0.90
Turbina de Combustión	Motores	GN Brent	219.0	15.9	10,390.0	-	2.2	0.92

Tabla 29. Datos del mix óptimo de generación ingresados al modelo

5.3.4. Resultados del Despacho y Pérdida del Beneficio Social

Para determinar el despacho teórico se utilizó el modelo integral de planificación desarrollado por la empresa NOVIX¹⁵ para la CDEEE.

5.3.4.1. Breve Descripción del Modelo.

En el año 2007 la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales solicitó a la empresa NOVIX la elaboración de un modelo integral técnico económico denominado IPM¹⁶. Este modelo se encuentra desarrollado en la herramienta Analytica¹⁷.

Dentro de este IPM se encuentra modelado lo siguiente:

- Módulos de planificación de las empresas de distribución (compras, ventas, resultados financieros, etc.).
- Modulo tarifario (calcula mensual de las tarifas a usuario final).
- Módulo de planificación de empresa de transmisión, generación hidráulica y CDEEE.
- Módulo de mercado mayorista (cálculo de los precios en el mercado spot).

¹⁵ Novix es una firma de consultoría internacional especializada en el desarrollo de sistemas y modelos a gran escala para los Negocios de Planificación, Presupuesto, precio y fijación de tarifas, previsión de la demanda, Operaciones y Planificación de la producción, así como la optimización de costos, con sede en Argentina.

¹⁶ Integrated Planning Model

¹⁷ Es un paquete de software visual elaborado por la empresa Lumina Decision Systems, para la creación de modelos cuantitativos de decisiones.

El módulo utilizado en esta tesis corresponde al de mercado mayorista. La figura 25 muestra la captura de la pantalla principal de este módulo.

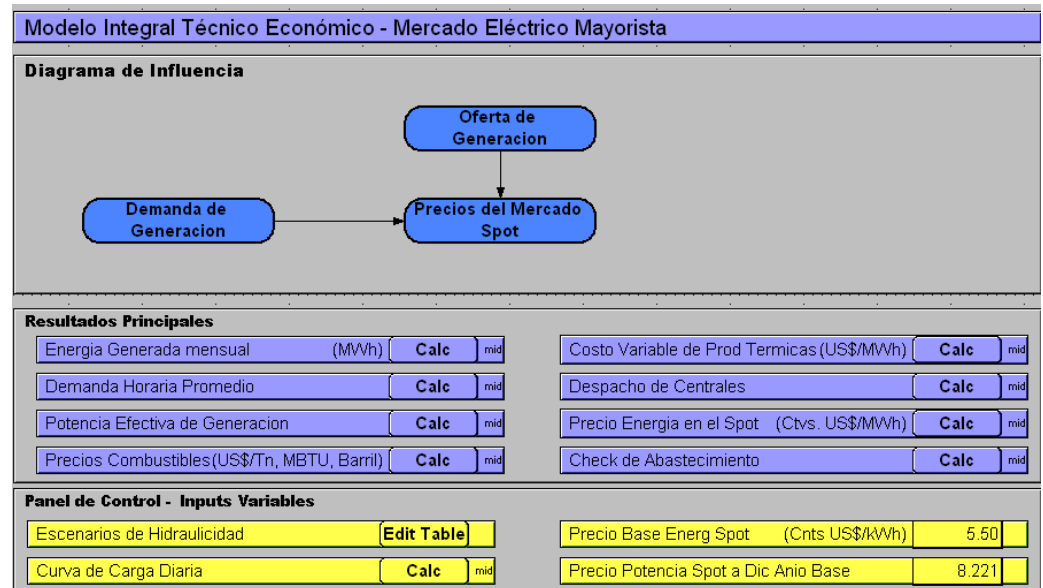


Figura 25. Captura de la pantalla del módulo de mercado mayorista del IPM.

Este módulo se encarga de calcular los precios del mercado spot, mediante un despacho teórico uninodal sin restricciones.

5.3.4.2. Resultados del Despacho con Oferta Real

La energía generada por tipo de combustible durante el año 2011 se muestra en la figura 26. Como se puede ver existe una participación del 43% de combustibles caros (FO #6, FO#2).

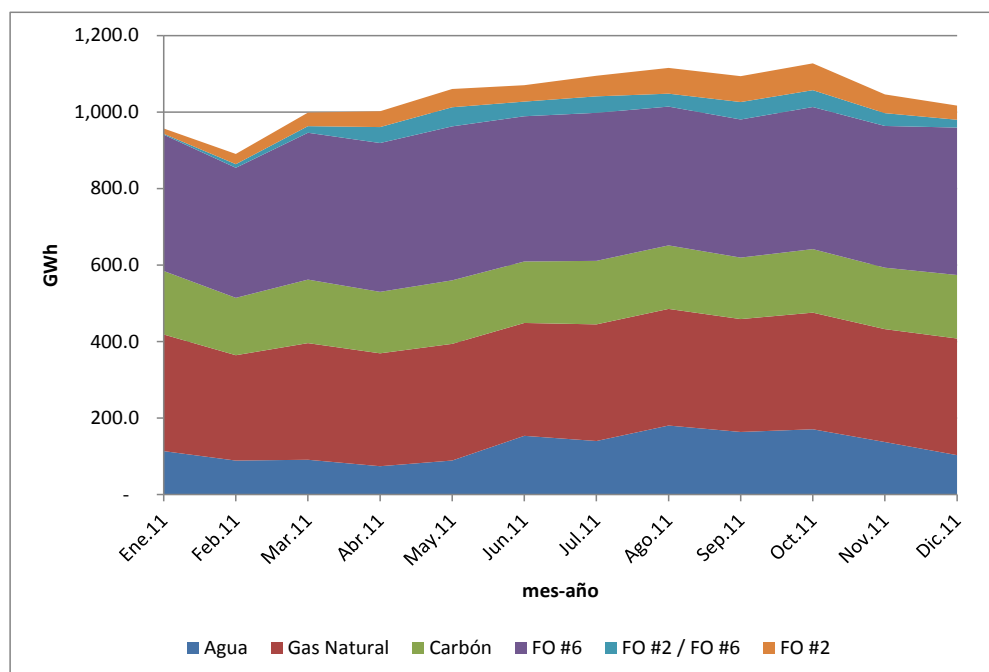


Figura 26. Energía generada por tipo de combustible

Los costos marginales medios mensuales se muestran en la figura 27. Como se puede observar, en promedio el costo marginal medio del 2011 es de 166.8 US\$/MWh.

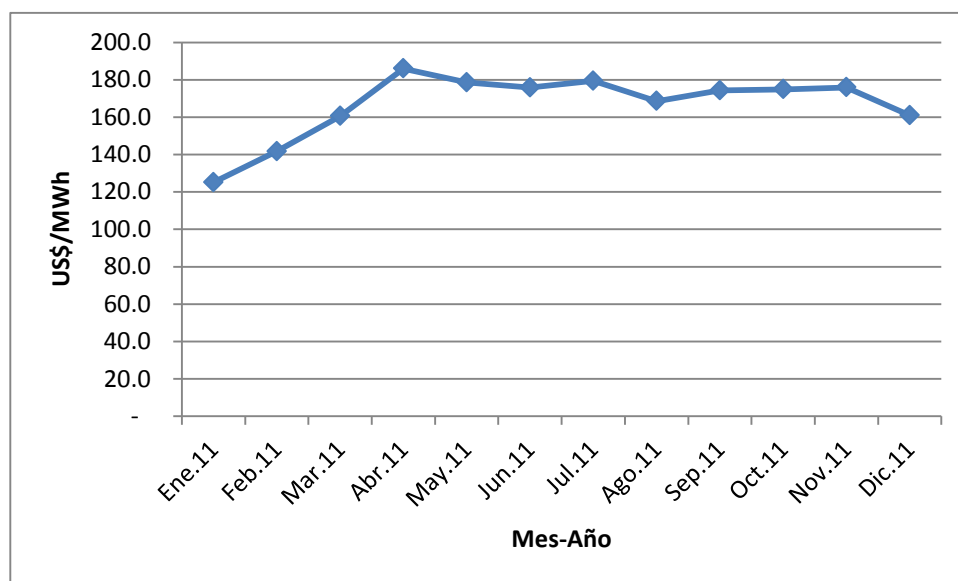


Figura 27. Costo Marginal Medio

La figura 28 muestra el costo total mensual del SENI por concepto de energía para el año 2011. El costo calculado fue de 2,089.81 millones de dólares.

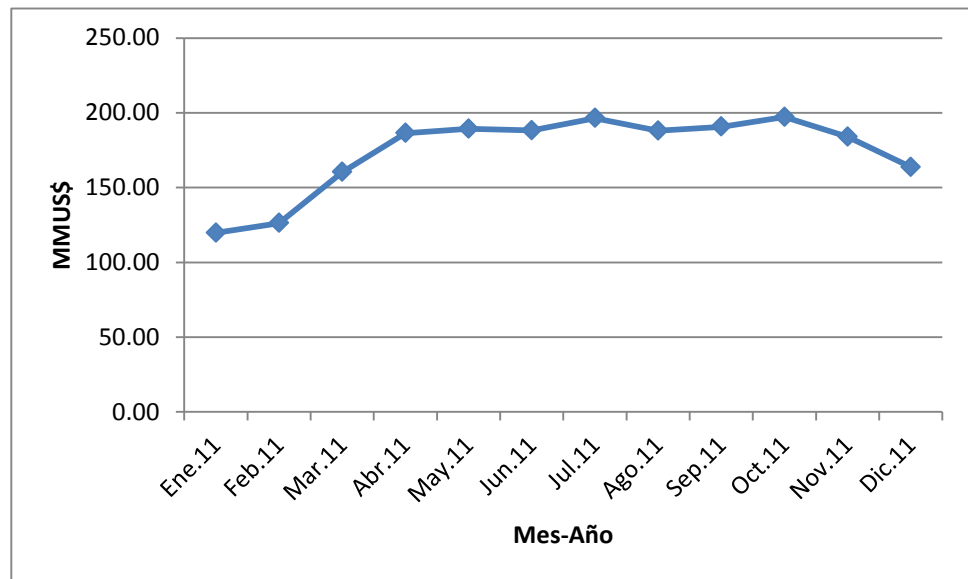


Figura 28. Costo total por concepto de energía

5.3.4.3. Resultados del Despacho con Oferta Óptima

La energía generada por tipo de central durante el año 2011 se muestra en la figura 29. Como se puede ver existe una participación del 92% del Carbón.

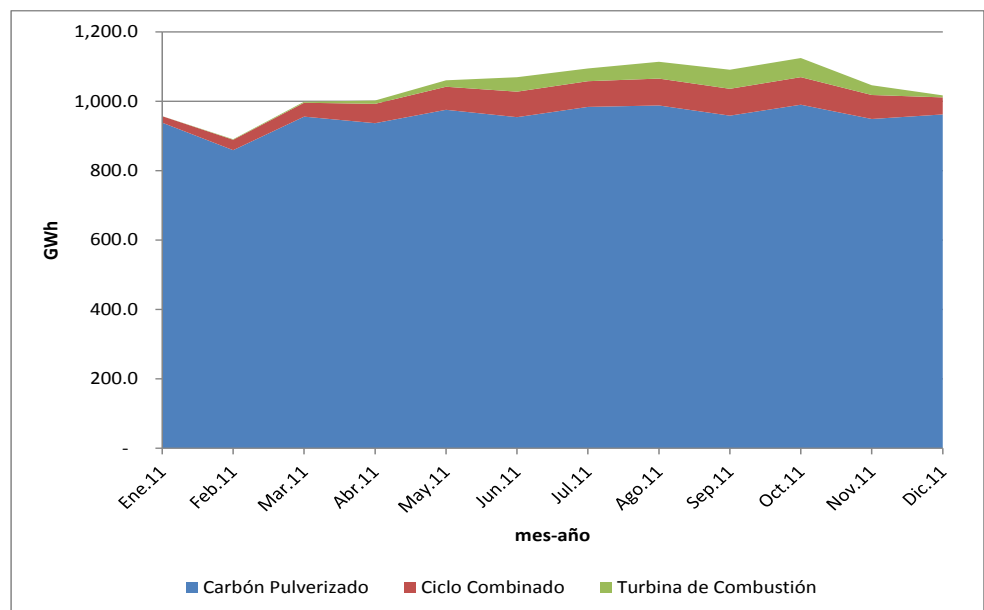


Figura 29. Energía generada por Central de generación

Los costos marginales medios mensuales se muestran en la figura 30. Como se puede observar, en promedio el costo marginal medio del 2011 es de 105.4 US\$/MWh.

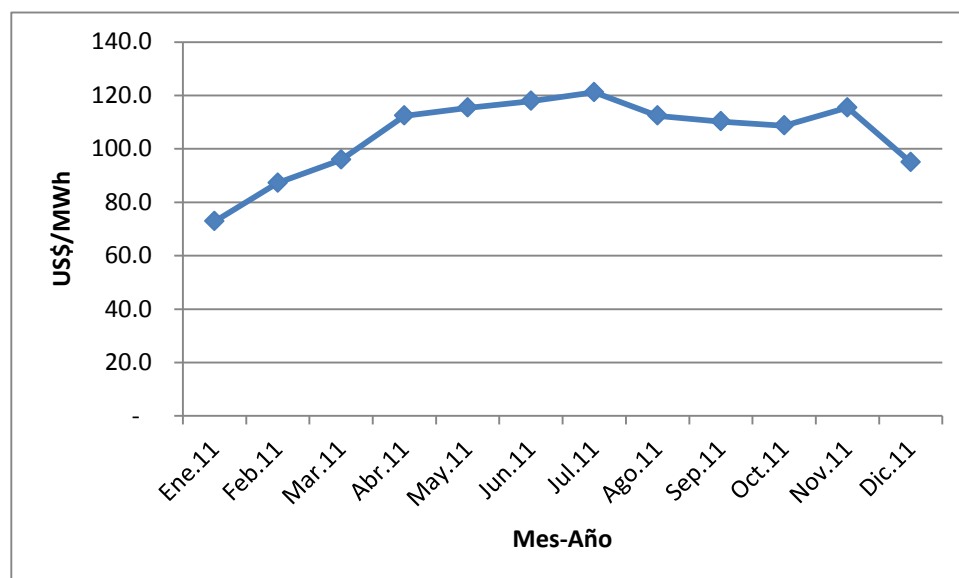


Figura 30. Costo Marginal Medio

La figura 31 muestra el costo total mensual del SENI por concepto de energía para el año 2011. El costo calculado fue de 1,322.62 millones de dólares.

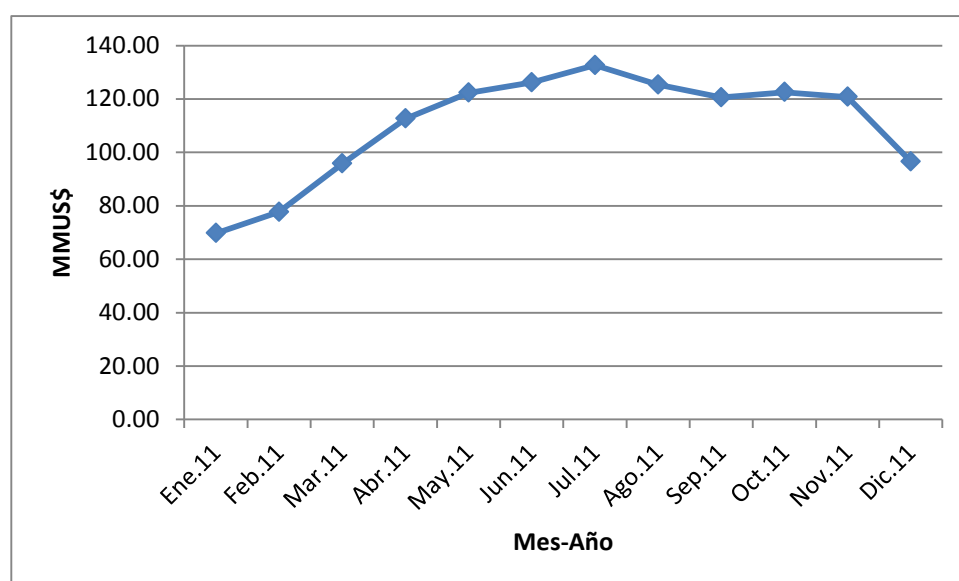


Figura 31. Costo total por concepto de energía

5.3.4.4. Pérdida del Beneficio Social

La pérdida del beneficio social corresponde a la diferencia entre los costos del SENI con la oferta actual de generación y los costos del SENI con la oferta óptima. Las curvas se pueden ver en la figura 32.

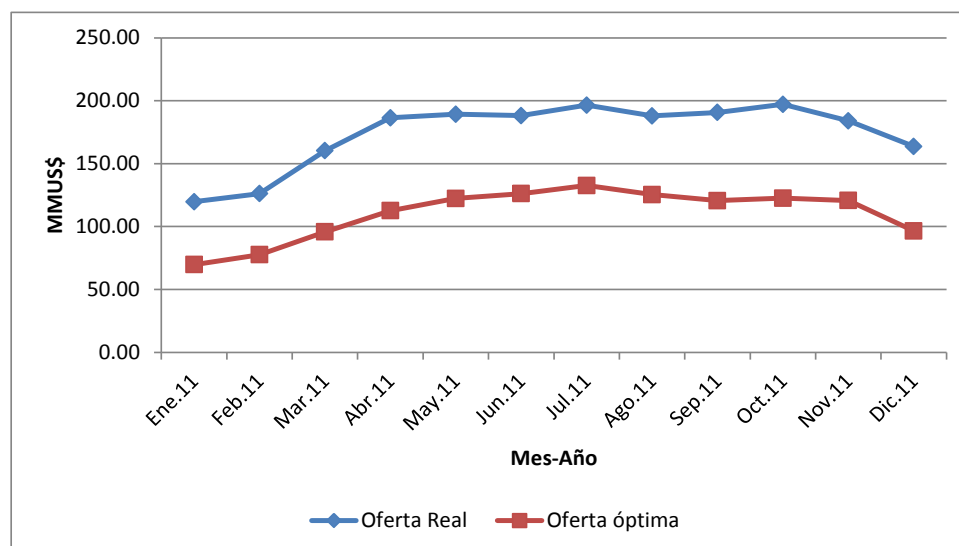


Figura 32. Costos por concepto de energía

La pérdida del beneficio social para el año 2011 es de 767.19 millones de dólares.

5.4. MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PROPUESTO

Después de haber revisado los resultados del mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana, además de ver que los países estudiados en el capítulo 4 cambiaron de un mecanismo similar al que actualmente tiene República Dominicana a otro, debido a que no ofrecía los suficientes incentivos para garantizar la atracción de inversión, se hace necesario realizar modificaciones en los incentivos a la firmeza y suficiencia.

El mecanismo se enfocará principalmente en garantizar la atracción de inversión necesaria al SENI.

La propuesta se basa en lo siguiente:

- Mantener el mecanismo actual de pago por potencia, este pago estaría orientado principalmente a garantizar la firmeza y se aplicaría a todos los generadores existentes y nuevos entrantes al SENI.
- Implementar un cargo adicional de incentivo a la inversión, de tal manera que se asegure un margen prefijado de capacidad instalada y apunte al mix óptimo de generación.

Se ha considerado separar el mecanismo en dos partes, de tal manera que incentive la firmeza y suficiencia de manera independiente, debido a lo siguiente:

- Los riesgos que asumen los nuevos inversores son mayores a los que tienen los generadores que se encuentran ya instalados.
- El incentivo a la inversión está destinado únicamente a atraer nueva generación. Caso contrario, las centrales ya existentes se

beneficiarían de este incentivo, sin necesidad de contribuir a una mayor suficiencia en el sistema.

5.4.1. Incentivo a la Firmeza

Se propone seguir manteniendo el pago por potencia que actualmente se mantiene vigente; sin embargo se plantean modificaciones en su aplicación, de tal manera que se adopte un esquema similar al mecanismo colombiano. La propuesta es la siguiente:

5.4.1.1. Fijar un Precio de Escasez

Es necesario fijar un precio lo suficientemente alto que nos indique que el SENI se encuentra próximo a entrar en un déficit de generación. Con la implementación de este esquema nos aseguramos que las centrales estén disponibles cuando el SENI más los necesita, que no necesariamente coincide con la máxima demanda del sistema (como se usa actualmente) y además pueden presentarse en varias ocasiones en el año.

Los precios del mercado spot deberán ser usados como referencia para identificar los momentos en que el SENI se encuentra cercano a un déficit de generación.

Los precios de escasez deberán ser fijados anualmente por el regulador mediante un procedimiento claro y transparente e indexado mensualmente de acuerdo a los precios de los combustibles.

Ventajas:

- Este precio permite identificar claramente cuáles son los momentos en los que el sistema realmente se encuentra en condiciones de escasez, eliminando las distorsiones a la previsión de periodos críticos del SENI (máxima demanda).
- Los periodos de escasez pueden repetirse varias veces al año y no limitarse a un solo valor en el año como se usa actualmente.
- El regulador tiene la facultad de modificar este precio anualmente de acuerdo a las condiciones del mercado.

5.4.1.2. Potencia Firme de los Generadores

La potencia firme será igual a la potencia disponible promedio en los periodos donde el precio de mercado estuvo por encima del precio de escasez. Se propone utilizar la información de la disponibilidad del año anterior como potencia preliminar a remunerar mensualmente durante el año, al terminar el año se debe hacer una reliquidación por la potencia firme promedio realmente disponible de todos los periodos de escasez del año.

El OC se encargará de hacer pruebas aleatorias durante el año en aquellas centrales de punta cuyo despacho sea poco probable y se encuentren dentro del margen de reserva fría fijado para el SENI. En caso estas centrales no salgan despachadas en el año el promedio de la potencia disponible durante las pruebas será usado como potencia firme a remunerar. La cantidad de pruebas que se realicen al año deberán considerar el estrés térmico causado en las unidades y se deberá remunerar el costo de las pruebas a los generadores.

En el caso de las centrales hidráulicas deberá considerarse una disponibilidad promedio de un número suficiente de años que permita tomar en cuenta los periodos hidrológicos. Para determinar la potencia firme deberá verificarse la capacidad del embalse de regulación.

Es necesario considerar un margen de reserva adecuado, de tal manera que se garantice una operación óptima del sistema, cumpliendo con los estándares de calidad y seguridad. Para esto será necesario que el regulador determine cual es el nivel de reserva que maximice el beneficio social neto del sistema.

Ventajas:

- Se remunera la potencia disponible real en el año y se evita calcular la potencia firme en función a una disponibilidad histórica que podría remunerar a centrales que realmente no estén disponibles.
- Se considera un mecanismo diferente para las centrales hidráulicas de tal manera que se consideren los periodos hidrológicos.
- Se remunera a todas las centrales que cubran la demanda del sistema más el margen de reserva.

5.4.1.3. Precio de la Potencia Firme

Se propone seguir manteniendo el mecanismo actual del cálculo del precio a reconocer por la potencia firme de los generadores. Con esta medida se pretende dar una señal de estabilidad regulatoria.

5.4.2. Incentivo a la Suficiencia

Se propone implementar un incentivo a la suficiencia, cuyo precio sea fijado mediante subasta y sirva para atraer a nuevos inversores en función a la matriz energética requerida.

5.4.2.1. Plan Indicativo de Abastecimiento

Se considera necesaria la elaboración de un plan indicativo de abastecimiento de largo plazo con una periodicidad anual. El plan indicativo deberá determinar el parque energético óptimo que maximice el beneficio social neto de los próximos 15 años, considerando las nuevas tecnologías de generación, la previsión de la demanda y los precios de los combustibles.

Este plan indicativo servirá como una guía para identificar el mix óptimo de generación y se tomen las medidas para atraer la inversión necesaria. Además se podrá determinar posibles desvíos en los pronósticos de las demandas de años anteriores.

5.4.2.2. Licitaciones

En este punto se describirá el procedimiento de licitaciones para atraer las inversiones.

5.4.2.2.1. Producto Licitado

Se licitará la obligación de entregar la potencia firme contratada durante los periodos de escasez del SENI. La metodología para determinar la potencia firme remunerable será la misma propuesta en los incentivos a la firmeza.

5.4.2.2.2. Los Compradores

El regulador en nombre de la toda la demanda llamará a un proceso de licitación, cuando identifique que el sistema no tiene el margen de reserva o el mix de generación adecuado.

En este punto y en función al plan indicativo de abastecimiento, el regulador deberá ajustar los requisitos de la licitación en función a las tecnologías que quiera atraer.

- Periodo de carencia.
- Tiempo durante el cual el generador recibirá el incentivo, etc.

Ventajas:

- Se hace participar a toda la demanda y se evita que algunos usuarios del SENI se beneficien del sobrecosto que tienen que pagar los que participan en la subasta.
- Se aprovecha las economías de escala ya que las licitaciones son para toda la demanda.

5.4.2.2.3. Los Vendedores

Estas subastas estarán orientadas a atraer inversión nueva en generación, de la misma no podrán ser partícipes las centrales que se encuentran ya instaladas. Sin embargo las empresas de generación que ya tienen centrales en el SENI podrán ser partícipes pero con instalaciones nuevas.

Ventajas:

- Se busca el incremento de la competencia en el SENI.
- Se evita que las centrales ya existentes reciban ingresos que están destinados exclusivamente a la generación nueva.
- No se discrimina a las empresas ya instaladas en el país.

5.4.2.2.4. Curva de Compra del Producto

El regulador llamará a un proceso de licitación y definirá la cantidad de potencia firme, el periodo de carencia, el tiempo de duración del pago del incentivo y las penalizaciones. Esto en función a las necesidades del SENI y el tipo de tecnología que quiera atraer.

El precio lo fijará el proceso de licitación, por lo tanto serán las propias fuerzas del mercado las que lo fijen.

Ventajas:

- El precio resulta de las propias reglas del mercado, por lo tanto se evita que el regulador lo fije administrativamente.
- La metodología es flexible, debido a que el regulador tiene la potestad de modificar los parámetros de la licitación en función a las necesidades del SENI.
- Solo se benefician las empresas que resultaron ganadoras en el proceso de licitación.

5.4.3. Distribución de los Costos del Mecanismo.

Los costos resultantes de los incentivos a la firmeza y suficiencia, serán pagados por toda la demanda en función al promedio de su potencia consumida en los periodos de escasez.

Ventajas:

- Se hace participar a toda la demanda, por lo tanto se elimina el problema del free-riding.
- Se elimina el problema que se presenta actualmente, donde se paga solo la participación en la potencia máxima del año, haciendo que parte de la demanda no pague estos costos.

5.4.4. Resumen del Mecanismo Propuesto

En resumen el mecanismo propuesto es el siguiente:

Producto:

Potencia firme en periodos de escasez.

Contrapartes:

Compradores: Toda la demanda.

Vendedores:

Firmeza: Todas las centrales que no sean beneficiadas de los incentivos a la suficiencia.

Suficiencia: todas las centrales ganadoras del proceso de licitación durante el tiempo considerado en la misma.

Curva de Compra del Producto:

Firmeza: Precio definido administrativamente.

Suficiencia: Precio resultante del proceso de licitación

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

A continuación las conclusiones de este trabajo.

- Para garantizar la firmeza y suficiencia, la necesidad de intervenir es cada vez más clara, hay bastante experiencia internacional que puede ser tomada como punto de partida, sin embargo el problema es que no hay dos sistemas iguales, y la solución de un sistema no tiene por qué ser idónea en otros contextos.
- La experiencia internacional ha demostrado que los mecanismos basados en pagos administrativos por capacidad, similares a los que se aplica actualmente en República Dominicana no son suficientes para garantizar la firmeza y suficiencia.
- Los resultados del mecanismo actual de seguridad de suministro en la República Dominicana demuestran que no se está consiguiendo el objetivo de incentivar la firmeza y suficiencia. Hay distorsiones en incentivos adecuados lo que ocasiona que muchas de las centrales que están recibiendo este incentivo no estén disponibles cuando el sistema más las necesita, tampoco se está logrando atraer la inversión necesaria, sobretodo en tecnologías que ayuden a abaratar los costos del SENI. Los resultados se ven afectados por los problemas financieros del Sector Eléctrico, lo que ocasiona que las unidades generadoras pierdan rápidamente disponibilidad por razones no atribuibles a sus condiciones físicas.
- Los resultados del mecanismo actual de suministro se ven contaminados por distintas razones de orden político, financiero, institucional y de mercado que impiden determinar a ciencia cierta sus resultados. Por ejemplo la falta de pago podría comprometer los resultados de cualquier mecanismo implementado.
- La matriz de generación actual de la República Dominicana se encuentra muy divorciada de la matriz energética óptima, debido a que no se ha incentivado adecuadamente su instalación. Esto le cuesta al SENI US\$767 millones de dólares americanos anuales.
- Es necesario modificar el mecanismo actual de seguridad de suministro, de tal manera que se incentive de manera adecuada la firmeza y suficiencia del SENI.

6.2. RECOMENDACIONES

A continuación las recomendaciones de este trabajo.

- Fortalecer las instituciones del sector eléctrico dominicano, de tal manera que sean independientes del estado.
- Implementar un plan de recuperación del sector eléctrico dominicano, que busque en el mediano plazo eliminar la crisis financiera del mismo.
- Elaborar un plan indicativo de abastecimiento que sirva como guía para determinar el tipo de generación adecuada para el sector eléctrico dominicano.
- Modificar el mecanismo actual de seguridad de suministro, según lo propuesto en el presente trabajo.

7. BIBLIOGRAFIA

- [BLAC12] Black & Veatch, COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES, NREL, 2012.
- [CACO10] DIPOSITIVAS CARGO POR CONFIABILIDAD Y RECAUDO, Los Expertos en Mercados (XM), Colombia (2012).
- [CARL07] Carlos Batlle, Ignacio J. Pérez-Arriaga, DESIGN CRITERIA FOR IMPLEMENTING A CAPACITY MECHANISM IN DEREGULATED ELECTRICITY MARKETS, IIT Working Paper IIT-07-0241, 2007.
- [CARL02] Carlos Vásquez, Michel Rivier, Member, IEEE, and Ignacio J. Pérez-Arriaga, A MARKET APPROACH TO LONG-TERM SECURITY OF SUPPLY, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 17, No 2, 2012.
- [ESGA12] DIPOSITIVAS ESQUEMA PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA, CREG, Colombia, 2012.
- [ESRE11] ESQUEMA REGULATORIO PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA, CREG, Colombia, 2012.
- [INFO07] INFORME OC-GC-PR001, OC, República Dominicana, 2007.
- [JORG12] Jorge Moreno, Rodrigo Moreno, Hugh Rudnick, Sebastian Mocarquer, LICITACIONES PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE CLIENTES REGULADOS EN CHILE DIFICULTADES Y OPORTUNIDADES, Estudios Públicos, 125 (verano 2012).
- [JULI10] Julián Barquín, Carlos Batlle y Pablo Rodilla, LA REGULACIÓN DE LIBRE MERCADO GENERACION Y MERCADO MAYORISTA, Madrid 2010.
- [LECH07] TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERÍA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Diario Oficial de la República de Chile, 05/02/2007.
- [LEDO06] LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA, Diario Oficial El Peruano, 23/07/2006.
- [LEES08] LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO, 5^{ta} Edición, Comisión Nacional de Energía, Madriz, 2008.
- [LEGU96] LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD DECRETO No. 93-96, Diario de Centroamérica, Guatemala, 1996.
- [LEPE02] LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS, Diario Oficial El Peruano, 19/11/1992. [LEY_07] LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, Gaceta Oficial No. 10429, Santo Domingo, 09/08/2007.

- [NOPA02] Nohora Palomo Garcia, LEY ELECTRICA COLOMBIANA COMENTADA Y CONCORDADA, Alcogen, Colombia, 2002.
- [ORDE11] ORDEN ITC/3127/2011, Boletín Oficial de Estado Sec. I. Pag. 119533, España, 2011.
- [PARO11] Pablo Rodilla, DIPOSITIVAS SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN GENERACIÓN: DISEÑO DE MECANISMOS Y EXPERIENCIAS INTERNACIONALES, MRIE, República DOMINICANA, 2011.
- [PAUL07] Paul L. Joskow, CAPACITY PAYMENTS IN IMPERFECT ELECTRICITY MARKETS: NEED A DESIGN, USA 2007.
- [PAVI12] Pablo Villaplana Conde, DIPOSITIVAS PAGO POR CAPACIDAD EN ESPAÑA: SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVAS, ARIAE, Cartagena de Indias, 2012.
- [PEN_04] PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2004-2015, CNE, República DOMINICANA, 2014.
- [PEDR07] Pedro Maldonado, Benjamín Herrera, SOSTENIBILIDAD Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: ESTUDIO DE CASO SOBRE CHILE CON POSTERIORIDAD A LA LEY 20.018, Santiago de Chile, 2007.
- [PROP07] PROPUESTA DEL CONSEJO DE REGULADORES SOBRE UN MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO, España, Mayo 2007.
- [REDO07] REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01, Santo Domingo, 30/08/2007.
- [REGU97] REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, Diario de Centroamérica, Guatemala, 1997 Y 2007.
- [REPE07] REGLAMENTO DE LICITACIONES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, Diario Oficial El Peruano, 14/10/2007.

Consulta de las páginas web.

- [ARIAE] Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía, www.ariae.org.
- [CDEEE] Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, www.cdeee.gov.do, Santo Domingo, República Dominicana.
- [CME] CME Group, www.cmegroup.com, Chicago, USA.
- [CREG] Comisión de Regulación de Energía y Gas, www.creg.gov.co, Colombia.
- [CNE] Comisión Nacional de Energía, www.cne.gov.do, Santo Domingo, República Dominicana.

- [OC] Organismo Coordinar, www.oc.org.do, Santo Domingo, República Dominicana.
- [SIE] Superintendencia de Electricidad, www.sie.gov.do, Santo Domingo, República Dominicana.