



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Revisión de Conceptos sobre la Remuneración de Potencia Firme de las
Centrales Térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República
Dominicana y Propuesta de Adecuación

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Máximo Alberto Domínguez Garabitos

Director

Richard Ismael Núñez Taveras

Tutor

Pablo Rodilla

01 de marzo de 2013

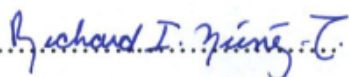
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno:

Máximo Alberto Domínguez Garabitos

EL DIRECTOR

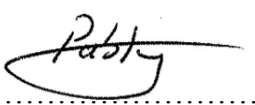
Richard Ismael Núñez Taveras

Fdo.: 

Fecha: 11 / 12 / 2012

EL TUTOR

Pablo Rodilla

Fdo.: 

Fecha: 16 / 12 / 2012

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luís Olmos

Fdo.: 

Fecha: 12 / 02 / 2013

RESUMEN

RESUMEN

En el año 1999, el Estado Dominicano inició una restructuración del sector eléctrico con la intención de impulsar un mercado competitivo soportado en una estructura de nuevas instituciones, capaces de trazar las políticas energéticas y de regular las actividades del mercado, creando las condiciones necesarias para planificar, coordinar y operar el sistema, y en el aspecto comercial para calcular y valorizar las transacciones económicas del mercado. El marco normativo que ampara el funcionamiento de la nueva estructura fue definido en la Ley General de Electricidad 125-01 y en su reglamento de aplicación.

Los instrumentos normativos aplicados han mostrado debilidades conceptuales y prácticas que afectan el beneficio social del conjunto, motivando la formación de un espiral de problemas que repercute en todas las actividades del sector eléctrico, como los resultados negativos en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, la paralización de nuevas inversiones en tecnologías de generación y las condiciones de congestión permanente en enlaces importantes de la red de transporte. La criticidad de estos problemas ha representado una degradación en la calidad de suministro, y por tanto en los niveles de fiabilidad.

Por lo anterior, esta tesis se concentra en un aspecto del mecanismo de seguridad de suministro que tiene que ver con la remuneración de la capacidad que ponen a disposición las centrales de generación termoeléctricas. En ese orden, se dedica el capítulo 1 a describir los problemas observados desde el inicio del mercado en junio del año 2000, con objetivos concretos que permitirán identificar la base conceptual del mecanismo aplicado, y que permitirán evaluar la aplicación procedimental establecida en la normativa.

En el capítulo 2 se contempla una revisión histórica que detalle el proceso de capitalización de las empresas públicas y adicionalmente presenta los organismos involucrados en la toma de decisiones relacionadas con el sector eléctrico. Por otro lado

se muestra una caracterización de las actividades de generación, de transporte y de distribución, a partir de las variables que inciden en la seguridad de suministro.

En el capítulo 3 se desarrolla una descripción del estado del arte, a partir de los conceptos de fiabilidad y de potencia firme, con énfasis en las siguientes ideas:

- El concepto de fiabilidad se explica a partir de cuatro dimensiones que son la seguridad, la firmeza, la suficiencia y la política energética. El mecanismo de seguridad de suministro adoptado en el mercado de la República Dominicana está concentrado en las componentes de firmeza y seguridad, con horizontes temporales de mediano y corto plazo, respectivamente.
- En lo que tiene que ver con la potencia firme, existen distintos mecanismos para concebir este producto, no obstante, se entiende que es la potencia que puede ser suministrada con alto grado de confiabilidad por una unidad en los períodos críticos. Existen al menos tres categorías o métodos principales de cálculo de potencia firme, determinadas sobre la base de técnicas heurísticas, de convolución y de optimización del despacho. La República Dominicana fundamenta la metodología de cálculo de la potencia firme en el método de la convolución.
- También se dedica un apartado para describir los mecanismos y modelos de seguridad de suministro. Partiendo de esta base, se presenta una revisión del mecanismo de seguridad de suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana, identificando el diseño conceptual adoptado por la regulación en el conjunto de enfoques regulatorios de los mercados.

El capítulo 4 muestra el tratamiento del tema en la experiencia internacional, con la finalidad de identificar buenas prácticas en mercados eléctricos similares al de la República Dominicana. Particularmente se verifica la forma de abordar la dimensión de la suficiencia.

Tomando en cuenta que uno de los objetivos de esta tesis es evaluar la aplicación de los procedimientos establecidos en la normativa para remunerar a los generadores térmicos por el aporte de potencia firme, se dedica el capítulo 5 a describir los procedimientos de remuneración y sus componentes. Partiendo de esta descripción se identifican debilidades que ameritan un análisis más exhaustivo, motivando un conjunto de propuestas, descritas con detalle en el capítulo 6, cuyas bondades parecen adaptarse, unas más que otras, a la realidad del mercado eléctrico dominicano. En cada caso se verifican si las propuestas cumplen o no con la normativa vigente y se señalan los casos en los que se pueden aplicar varias propuestas de forma simultánea. También se señalan las propuestas que se identifican directamente con un nuevo mecanismo de seguridad para el sector eléctrico.

Finalmente se realiza una simulación con un grupo reducido de propuestas, una por cada componente que participa en la determinación de la remuneración. Para este ejercicio se ha considerado un escenario base que corresponde a los cálculos definitivos de las transacciones económicas de potencia de punta de agosto de 2011, en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana. En cada escenario se presenta una comparación respecto del escenario base, resaltando las fortalezas y debilidades obtenidas por su aplicación.

ABSTRACT

In 1999, the Dominican Government initiated a restructuring of the electricity sector with the intention of promoting a competitive market structure supported on new institutions capable of drawing energy policies and to regulate market activities, creating the conditions necessary for planning, coordinate and operate the system, and to calculate the commercial and economic value of market transactions. The regulatory framework that covers the operation of the new structure was defined in the Electricity Law 125-01 and its implementing regulations.

Policy instruments applied have shown conceptual and practical weaknesses that affect the social benefit of the whole market, encouraging the formation of a spiral of problems that affects all activities of the electricity sector, as the negative results on the profitability of the distribution companies, the paralysis new investments in generation technologies and permanent congestion conditions in important transport lines. The criticality of these problems has been degradation in the quality of supply, and therefore reliability levels.

Therefore, this thesis focuses on one aspect of supply security mechanism that deals with the remuneration of the capacity made available thermoelectric generation plants. In that order, chapter 1 is devoted to describing the problems encountered since the beginning of the market in June 2000, with specific objectives that will identify the conceptual basis of the mechanism used, and will assess the application in procedural rules established.

In Chapter 2 provides a historical overview detailing the process of capitalization of public companies and additionally presents the agencies involved in decision-making related to the electricity sector. On the other hand is a characterization of the activities of generation, transmission and distribution, from the variables that affect the security of supply.

Chapter 3 develops a description of the state of the art, from the concepts of reliability and firm power, with emphasis on the following ideas:

- The concept of reliability is explained from four dimensions that are security, firmness, sufficiency and energy policy. The security mechanism adopted in the market supply of the Dominican Republic is concentrated in the firmness and security components, with time horizons of medium and short term, respectively.
- In what has to do with the firm power, there are different mechanisms for designing this product; however, there is consensus that this power can be supplied by a generating unit at a critical period and with high security. There are at least three main categories or methods of calculation of firm power, determined on the basis of heuristics, convolution and dispatch optimization. The Dominican Republic based the calculation methodology of firm power in the convolution method.
- Also devotes a section to describe the mechanisms and models of security of supply. On this basis, we present a review of the security mechanism of supply in the wholesale electricity market of the Dominican Republic, identifying the conceptual design adopted by regulation in all markets regulatory approaches.

Chapter 4 shows the treatment of the subject in the international experience, in order to identify best practices in electricity markets similar to the Dominican Republic. Particularly check how to address the dimension of sufficiency.

Considering that one of the objectives of this thesis is to evaluate the application of the procedures established in the regulations for thermal generators compensate for the contribution of firm power, Chapter 5 is devoted to describing the procedures for compensation and its components. From this description to identify weaknesses that merit further analysis, prompting a series of proposals, described in detail in Chapter 6, whose benefits seem to adapt, some more than others, to the Dominican electricity market reality. In each case, check whether or not the proposals comply with current

regulations and identifies cases where several proposals can be applied simultaneously. It also notes the proposals that are identified directly with a new security mechanism for the power sector.

Finally a simulation with a small group of proposals is made, one for each component involved in determining remuneration. For this exercise has been considered a baseline scenario that corresponds to the final calculations of the economic transactions of peak power in August 2011, in the wholesale electricity market of the Dominican Republic. Each scenario presents a comparison with the baseline scenario, highlighting strengths and weaknesses obtained by its application.

ÍNDICE

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	14
1.1	INTRODUCCIÓN.....	15
1.2	OBJETIVOS.....	17
2.	ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	18
2.1	BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL MEM.....	19
2.2	PARQUE DE GENERACIÓN EN LA REP. DOM.....	23
2.3	RED DE TRANSPORTE EN LA REP. DOM.....	31
2.4	PERFIL DE LA DEMANDA EN LA REP. DOM.	36
3.	DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	39
3.1	CONCEPTO DE FIABILIDAD.....	40
3.2	CONCEPTO DE POTENCIA FIRME.....	51
3.3	CARACTERÍSTICAS DEL PAGO POR CAPACIDAD	55
3.4	MECANISMOS DE SUMINISTRO.....	59
3.5	CARACTERIZACIÓN DEL MECANISMO DE SUMINISTRO EN EL MEM DE LA REP. DOM.	67
4.	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	68
4.1	CASO COLOMBIA	69
4.2	CASO PERÚ	72
4.3	CASO CHILE.....	75
4.4	CASO ARGENTINA	79
4.5	CASO PANAMÁ	83
4.6	CASO ESPAÑA.....	87
5.	REVISIÓN REMUNERACIÓN PAGO POR POTENCIA FIRME EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	91
5.1	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE POTENCIA FIRME PARA LAS CENTRALES TÉRMICAS.....	92

5.2	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TÉRMICAS.....	111
5.3	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FACTORES DE NODO Y DEL COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA	122
5.4	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL	134
5.5	PROCEDIMIENTO DE REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA FIRME EN LA REP. DOM.	144
6.	PROPUESTAS DE MEJORA DEL MECANISMO DE PAGO POR POTENCIA FIRME EN LA REPÚBLICA DOMINICANA	155
6.1	REVISIÓN ASPECTOS DE MERCADO Y DE MECANISMO.....	156
6.2	PROPUESTAS DE MEJORA PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	166
6.3	PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE POTENCIA FIRME	169
6.4	PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD	186
6.5	PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FACTORES DE NODO	196
6.6	PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE POTENCIA	200
6.7	PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA	204
6.8	PROPUESTA DE REQUISITOS PARA INICIAR Y FINALIZAR LA ACTIVIDAD COMERCIAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA .	210
6.9	CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PROPUESTO	215
7.	SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	219
7.1	CASO BASE – TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE POTENCIA DE PUNTA DEFINITIVAS AGOSTO 2011	220
7.2	SIMULACIÓN DE ESCENARIOS CASO DE ESTUDIO	232

8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	257
8.1	CONCLUSIONES.....	258
8.2	RECOMENDACIONES	266
9.	BIBLIOGRAFÍA	268
10.	APÉNDICE	274

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

La desregulación de la actividad de generación en la industria eléctrica de la República Dominicana se inicia formalmente en junio del año 2000, cuando se realizan las primeras transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con el paso de la integración vertical a la libre competencia en generación, se define un sistema de precios en el que se incluye un mecanismo de remuneración de la capacidad, similar al utilizado en otros países de Latinoamérica. El producto reconocido para realizar la remuneración de la capacidad de las centrales de generación en el MEM de la República Dominicana es la potencia firme. De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 (RLGE), la potencia firme es la que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad.

Un vistazo a la capacidad instalada en el parque de generación de la República Dominicana nos indica que hay suficiencia para abastecer la demanda, sin embargo, la realidad en términos de potencia firme es distinta, al verificar que un gran número de centrales de generación poseen tasas de indisponibilidad muy elevadas. Por otro lado se observa un rezago de atracción de nuevas inversiones, que sumado a lo anterior, ha provocado niveles de potencia firme decrecientes a lo largo del tiempo; no obstante, estos valores son ajustados para la remuneración, de conformidad con lo establecido en la normativa, motivando un reparto de la remuneración desproporcionado en relación con las contribuciones efectivas que realizan las unidades de generación térmicas, para lograr una adecuada calidad de servicio para la demanda.

Respecto del período de punta surge un dilema entre lo ocurrido durante la operación real del sistema y lo establecido en la resolución vigente OC-51-2003, que fija las horas de punta en una ventana fija comprendida entre las 18:00 y las 22:00. De acuerdo con la información registrada por el Operador del Mercado (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado), a partir del año 2005 se ha experimentado

un desplazamiento en el período de ocurrencia de la demanda máxima anual respecto del período reconocido por el instrumento normativo.

La remuneración de potencia firme también es afectada por los factores de nodo de potencia, que en teoría, deben introducir una señal de localización para optimizar la instalación de generación y demanda, incluyendo las existentes. La realidad es que la generación y la demanda, nueva y existente, no perciben estas señales con la aplicación del mecanismo de cálculo actual, y en adición a este problema, tampoco deciden sobre la planificación del plan de expansión de la red de transporte.

Por lo anterior, se observa que la señal orientada a la inversión no es adecuada, razón por la cual se evalúan y proponen mejoras en la aplicación del mecanismo de pago por capacidad a las centrales térmicas, conforme a los criterios conceptuales y a la evaluación de otras experiencias de mercado, en ánimo de encontrar soluciones más cercanas a los requerimientos de suministro de potencia que exige el sistema.

1.2 OBJETIVOS

- Evaluar la base conceptual de potencia firme, y la aplicación procedimental que establece la normativa en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Republica Dominicana para remunerar a los generadores térmicos por este concepto.
- Analizar las prácticas mas utilizadas en los mercados eléctricos competitivos, con enfoques regulatorios orientados a lograr cierto nivel de suficiencia.
- Identificar aspectos susceptibles de mejora en los datos de entrada requeridos para determinar la remuneración de potencia firme de los generadores térmicos, a partir de lo establecido en la Ley General de Electricidad 125- 01, y en su reglamento de aplicación.
- Recomendar actualizaciones normativas y nuevos procedimientos que permitan mejorar la aplicación del mecanismo de pago por capacidad.

CAPÍTULO 2

2. ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL MEM

Detalles del proceso de capitalización, organismos involucrados en la toma de decisiones relacionadas con el sector eléctrico, estructura de entidades, dependencias, y normativa.

Antes de la reforma de capitalización de las empresas estatales, que inició en el año 1999, el mercado eléctrico operaba de manera centralizada, con escasos recursos de control y supervisión, servicios complementarios limitados, operación no basada en despacho económico y criterios de programación rústicos. La conformación estructural del sector era verticalmente integrada, ajustada por completo al modelo de monopolio, bajo el control absoluto de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Esta empresa de carácter público se creó en 1955, después de adquirir la Compañía Eléctrica de Santo Domingo¹, al amparo de la Ley Orgánica No. 4115, que otorgó jurisdicción y autonomía para ejercer la autoridad exclusiva de todas las actividades eléctricas en el territorio nacional, de manera que, previo al proceso de capitalización, la CDE era responsable de desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, administración y aplicación de contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Electricidad, etc).

En lo que respecta al marco legal, el sustento correspondía a la Ley Orgánica de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, sin embargo, dado que la misma no se refería de forma extensa a los temas del sector eléctrico, se hacía referencia a la Ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), consecuentemente, todas las decisiones de inversión, regulación y operación eran sostenidas por la CDE. Los promotores de la reforma del sector apostaron al cambio, sobre la base de un

¹ En el año de 1928, el Estado Dominicano autorizó la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo para realizar las actividades de generar, construir, rehabilitar y extender las primeras redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

observatorio de deficiencia institucional, de insuficiencia de inversiones, de subsidios cruzados, de consumidores cautivos de un único suplidor y de pocos incentivos para mejorar la pobre calidad del servicio.

Con la promulgación de la Ley 141-97 del 24 de junio de 1997, sobre Reforma y Capitalización de las Empresas Públicas, el sector eléctrico inicia un proceso de reestructuración en el que resultan cinco nuevas empresas, formadas y capitalizadas con activos pertenecientes a la propiedad de la Corporación Dominicana de Electricidad y en las cuales, el Estado mantiene el control sobre el 50% de las acciones. Dos son empresas de generación: EGEITABO y EGEHAINA. Tres empresas de distribución: EDENORTE, EDEESTE y EDESUR. Todos los demás activos, incluyendo los de TRANSMISIÓN y los de GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, permanecen bajo control estatal, a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), anterior CDE.

La desregulación de la actividad de generación atrae nuevas inversiones y se crean las condiciones para iniciar un nuevo mercado, mientras que por el lado de la distribución, el Poder ejecutivo aplica un mecanismo de concesión, que otorga 40 años para el ejercicio de dicha actividad (Artículo 49 de la Ley General de Electricidad 125 - 01), a través de un proceso de licitación pública internacional durante el desarrollo de la reforma de capitalización de las empresas públicas estatales. En este orden, las empresas distribuidoras beneficiarias pueden explotar obras eléctricas para distribuir y comercializar la energía eléctrica a usuarios del servicio público dentro de su área geográfica, como lo establece el Artículo 51 de la Ley General de Electricidad 125-01 (LGE).

En el nuevo modelo de mercado se crean nuevas instituciones. Estas son: la Comisión Nacional de Energía (entidad encargada de trazar las políticas del estado en el sector de energía), la Superintendencia de Electricidad (entidad de regulación del sector eléctrico), y el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (operador

del mercado que planifica y coordina la operación de las centrales generadoras, el sistema de transmisión, distribución y comercialización que integran el SENI²). La relación de dependencia se muestra en la siguiente estructura:

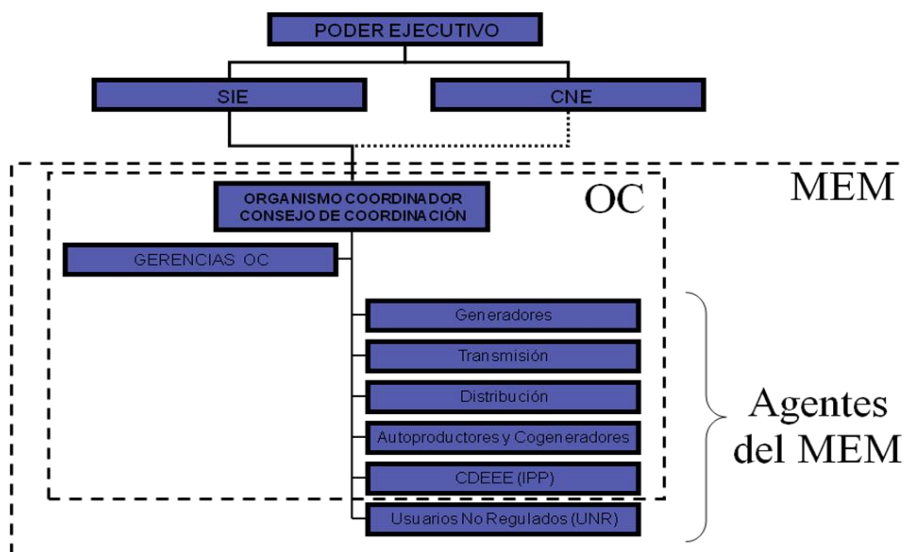


Figura 2.1: Estructura Instituciones y Agentes del MEM

Fuente: Organismo Coordinador del SENI

Todas las transformaciones técnicas y normativas realizadas en el sector eléctrico, a raíz del proceso de reforma de las empresas públicas estatales, han generado opiniones a favor y en contra, incluyendo por supuesto a los grupos de interés que participan en la política. En parte, esta situación ha impedido que el sector eléctrico, como proyecto de nación pueda funcionar de forma adecuada, dada la falta de continuidad de iniciativas que implican desarrollos mayores a los períodos de gobierno de 4 años. Las bondades del proceso que en principio fueron ponderadas para mejorar el desempeño del sector eléctrico fueron cuestionadas en el año 2004, iniciando un proceso de estatalización que terminó retornando las tres empresas distribuidoras nuevamente al Estado Dominicano.

² **SENI:** Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Para que toda esta estructura funcione, al margen de los elementos de juicio, se requiere de una Ley Marco. Para el sector eléctrico, ésta es la Ley General de Electricidad 125-01, dictada el 26 de julio del año 2001, y modificada el 06 de agosto del año 2007, mediante la Ley 186-2007 (en esta modificación se persigue y se penaliza el hurto de la energía eléctrica). Adicionalmente, mediante el decreto 555-02 del 19 de julio del año 2002 se dicta el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, siendo ajustado mediante los decretos 749-02 y 494-07.

La aplicación de los instrumentos normativos en la República Dominicana presenta debilidades de fondo que limitan el ejercicio de la discrecionalidad administrativa, motivando la formación de un espiral de problemas que repercute en todas las actividades del sector eléctrico, como los resultados negativos en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, la paralización de nuevas inversiones en tecnologías de generación, etc.

2.2 PARQUE DE GENERACIÓN EN LA REP. DOM.

Capacidad Instalada del SENI

En la tabla 1 se muestra la evolución de la capacidad instalada de generación, tipificada por tipo de tecnología y evaluada al 31 de diciembre de cada año, en el período 2000 – 2011.

Capacidad [MW]		Año											
Tecnología	Agente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Turbinas a Gas	DPP	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0
	ENERGYCORP	103.5	103.5	103.5	103.5								
	HAINA	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	164.2	100.0	100.0	100.0	100.0
	ITABO	271.9	271.9	172.5	172.5	172.5	172.5	172.5	172.5	34.5			
Ciclo Combinado	AES ANDRES				319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0	319.0
	CESPM		200.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	291.0
	SAN FELIPE	175.0	175.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
Eólica	HAINA												33.5
Turbinas a Vapor	HAINA	292.5	346.1	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	346.2	343.2	343.1
	ITABO	299.0	299.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0	260.0
Motores Diesel	CAYMAN POWER	50.0											
	CDEEE									1.9	1.9	1.9	1.5
	CEPP	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	76.9	67.7
	GPLV	195.0	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5	194.5
	HAINA		153.0	154.7	154.7	154.7	153.0	153.0	153.0	102.0	102.0	102.0	102.0
	ITABO												198.0
	LAESA	79.9	79.9	83.9	87.7	87.7		31.6	31.6	31.6	59.6	59.6	111.0
	MAXON	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	METALDOM	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	41.3
	SEABOARD	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	116.3	110.8
	MONTE RIO				100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1
Hidroeléctrica		402.0	411.8	463.8	463.8	463.8	463.8	469.3	469.3	472.3	523.2	523.2	523.2
Total SENI [MW]		2532.9	2898.8	2928.2	3351.1	3247.6	3159.5	3166.6	3166.6	2918.2	2962.6	2959.6	3217.7

Tabla 2.1. Capacidad Instalada del SENI por Tecnología/Agente 2000 – 2011 [MW]

Fuente: Memoria Anual OC 2011

La razón de cambio de la capacidad instalada es consecuencia de múltiples factores, como las entradas y salidas de operación comercial, las repotenciaciones, la tendencia de precios de los combustibles, etc. Independientemente de los casos, el período 2004 – 2008 y el año 2010 experimentaron una paralización de inversiones en nuevas tecnologías de generación. La falta de crecimiento de la capacidad instalada en el

período señalado tiene su explicación, en parte debido a problemas de sostenibilidad económica del sector, combinado con debilidades de fondo en la aplicación de los instrumentos normativos.

En el contexto de la parálisis a las inversiones en generación, nos encontramos desde el mismo inicio del mercado en junio del año 2000, con el pecado del establecimiento de precios por debajo de los precios de compra de combustibles de los generadores, creando desde ese momento la necesidad de retribuir la diferencia mediante un mecanismo de compensación, y ya para el año 2001, el alza en los combustibles motiva al Estado para negociar los contratos que resultaron del prematuro proceso de capitalización.

Por otro lado, el año 2003 quedó marcado por una fuerte crisis financiera, cuyo resultado terminó devaluando el peso dominicano, afectando al sector bancario y expansivamente al sector eléctrico. Por razones políticas, las tarifas de distribución no fueron ajustadas en el momento, dado que el país se acercaba a un proceso de elecciones presidenciales. De esta forma, en los años 2004 y 2005, comienza un atraso de pagos de las distribuidoras a los generadores, en parte por el ajuste de las tarifas y también por el robo indiscriminado de la electricidad, motivando la necesidad de reactivar el mercado con el pago de subsidios. La señal de que el negocio era insostenible explota con la decisión del gobierno de comprar 2 de las 3 distribuidoras de electricidad, conformando un sistema híbrido de competencia en generación e integración vertical en el resto de las actividades del sector eléctrico. Esta cadena de decisiones fue alimentando en los inversionistas una percepción de falta de seguridad jurídica, paralizando cualquier iniciativa de inversión hasta tanto transcurra esta condición de régimen transitorio.

En el año 2007, se reactiva el tema de la crisis debido a los incrementos de los precios de los combustibles, y en el año 2008, el Estado completa la integración vertical con toda la actividad de distribución. Mientras que por el lado de la generación, sólo el estado ha realizado tímidas inversiones en generación hidroeléctrica.

Potencia Firme y Remuneración en el MEM

En el conjunto de lineamientos que presenta el Artículo 52 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01(RLGE), se instruye al Organismo Coordinador del SENI para garantizar el abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo, de acuerdo con las normas que al respecto se encuentren vigentes. También se ordena garantizar la venta de potencia firme de las unidades de generación interconectadas al SENI.

Conforme a la definición que presenta el Artículo 1 del RLGE, la potencia firme “*es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad, según lo defina el presente Reglamento*”. Las horas pico son fijas y corresponden a las 19, 20, 21 y 22. Las mismas fueron definidas por el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador mediante la Resolución OC-51-2003 de fecha 03 de julio del año 2003. Respecto al nivel de seguridad asociado con los grupos térmicos, el Artículo 269 del RLGE establece una probabilidad de excedencia comprendida entre el 95% y el 98%.

Previo al análisis de los resultados de potencia firme que se valorizan en las transferencias del Mercado Eléctrico Mayorista, se muestran los literales **a** hasta **f** del Artículo 269 del RLGE, en los cuales se describe el procedimiento de cálculo de la potencia firme inicial de las unidades generadoras termoeléctricas:

- a.** *Se determinará la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar, con un nivel de seguridad del SENI que esté en el rango de noventa y cinco por ciento (95%) a noventa y ocho por ciento(98%). Para esto se inicia el cálculo con el valor de noventa y cinco por ciento (95%).*

-
- b. Se repetirá el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya Potencia Firme se está evaluando.*
 - c. Se calculará la diferencia entre la potencia total obtenida en a), y la potencia total obtenida en b). Esta diferencia se denominará Potencia Firme preliminar de la unidad generadora termoeléctrica en cuestión.*
 - d. Se calculará 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 denominará residuo inicial.*
 - e. Se calculará la Potencia Firme inicial de cada unidad generadora termoeléctrica, restándole a su Potencia Firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo inicial calculado en d), de acuerdo con la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad termoeléctrica y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta.*
 - f. La disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas se calculará considerando la indisponibilidad mecánica forzada y la indisponibilidad programada por mantenimientos. La tasa de indisponibilidad forzada de las unidades termoeléctricas corresponderá a la tasa media resultante de la estadística de fallas de los últimos diez (10) años. En el caso de unidades que no tengan diez (10) años de estadística, se adoptará un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los diez (10) años, considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo.*

La determinación del residuo que presenta el literal e del Artículo 269 del RLGE no involucra restricciones operativas que limiten la potencia instalada utilizada como argumento de cálculo, reconociendo un resultado de potencia firme inicial consistente con la potencia que la central podría dar y no la que realmente da.

La normativa es ambigua en relación al criterio de cálculo de la tasa de indisponibilidad, dado que el planteamiento descrito en el literal f del Artículo 269, difiere del presentado en el procedimiento de cálculo de los Artículos 413 al 416 del RLGE, siendo éste último, el criterio de cálculo utilizado en las transacciones económicas.

De conformidad con lo establecido en el Artículo 268 del RLGE, las potencias firmes termoeléctricas, determinadas con el procedimiento anterior, más el total de potencias firmes hidroeléctricas, debe ser igual a la Demanda Máxima Mensual Real del SENI. Dado que el conjunto de potencias firmes que resultan del modelado hace difícil la igualdad con la Demanda Máxima Real del SENI, subyace una diferencia llamada residuo final, que motiva un ajuste de las potencias firmes térmicas, conforme a lo establecido en los literales **h, i, j** del Artículo 269 del RLGE. El procedimiento es el siguiente:

- h. Se calculará 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 SENI. Esta diferencia se denominará residuo final.*
- 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 noventa y ocho por ciento (98%) y todavía queda residuo final, este se reducirá de la unidad generadora termoeléctrica de mayor costo variable de generación, si aún quedara residuo final se proseguirá con la siguiente y así sucesivamente.*

-
- j. Si el residuo final calculado en h) es menor que cero, se multiplicará la Potencia Firme inicial de las unidades termoeléctricas por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor cero (0).*

Con el ajuste del residuo final igual a cero, no hay garantías de que los nuevos valores de potencia firme satisfagan los niveles de seguridad del sistema, debido a que el rango de probabilidad de excedencia utilizado en la valorización es artificial. Consecuentemente, queda en evidencia la posibilidad de que la demanda acredite una potencia firme que desdiga del aporte que realizan algunas unidades de generación a la confiabilidad del sistema, creando una distribución inadecuada del monto recaudado en las transferencias.

Los literales del Artículo 269 del RLGE se analizan con más profundidad en el capítulo 5 de esta tesis.

El procedimiento de cálculo para remunerar a las unidades de generación por el aporte de potencia firme se describe en el Artículo 272 del RLGE, como se muestra en los siguientes literales:

- a. En las Barras en las cuales se realicen transacciones, se determinará las inyecciones de Potencia Firme, y los retiros de ella, para satisfacer la demanda máxima anual coincidente estimada de los consumos, de cada Agente del MEM involucrado.*
- b. La potencia entregada y retirada por cada generador y la retirada por Empresas de Distribución y Usuario No Regulados, correspondiente a las compras en el Mercado Spot, será valorizada multiplicándolas por el Costo Marginal de la Potencia de la Barra correspondiente.*

-
- c. Para cada generador se sumarán algebraicamente todas las inyecciones de Potencia Firme y retiros de demanda máxima valorizados. Las inyecciones se ponderarán con signo positivo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo, acreedor o deudor respectivamente, de cada generador.*
 - d. Para cada distribuidor y UNR se suman los retiros valorizados. El valor resultante constituirá el saldo deudor de cada Agente del MEM distribuidor o UNR.*
 - e. La suma de todos los saldos a que se refieren los puntos c) y d) anteriores, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de Potencia de Punta. Este Derecho de Uso será percibido por los dueños del Sistema de Transmisión, por concepto de derecho de uso de dicho sistema, y constituirá un saldo neto acreedor, para efectos del pago entre Agentes del MEM a que se refiere el punto siguiente.*
 - f. Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.*

Un vistazo a las dimensiones de seguridad, firmeza y suficiencia que conforman el concepto de fiabilidad, nos muestra que la capacidad de producción orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en los horizontes de corto y mediano plazo presenta limitaciones relacionadas con unidades de generación que tienen un gran número de restricciones operativas, altos índices de indisponibilidad (con efecto diluido en un horizonte de 10 años), y altos costos variables de producción. No obstante la reducida frecuencia con la que estas unidades de generación son convocadas por despacho, y dada la práctica de cortes a la demanda que degrada la calidad del servicio que reciben los consumidores y que también limita las posibilidades de operación en el SENI, las mismas permanecen en operación comercial y nos conducen a pensar que

existe suficiente capacidad instalada para responder a la demanda de largo plazo, y bajo esta consideración, el cobro por potencia firme responde de manera más pronunciada a la dimensión de suficiencia. Consecuentemente, parte de los costos de inversión de las centrales de generación serán financiados mediante esta remuneración, no obstante, se espera que la prestación de otros servicios y las diferencias infra-marginales recibidas por concepto de generación de energía permitan complementar lo faltante.

Remuneración y desempeño del mecanismo actual de seguridad de suministro

Existen varios motivos que explican el pobre desempeño del mecanismo actual de seguridad de suministro, a pesar de que la energía y la potencia son remuneradas de forma separada. A continuación se presentan algunas explicaciones:

- Aunque subyace la filosofía de remunerar la potencia para conseguir el nivel de suficiencia en el largo plazo, las unidades de punta presentan el inconveniente de cobrar a un precio tope en el mercado de energía, lo que supone una extensión del período de recuperación de la inversión.
- El mecanismo actual se concentra en la firmeza como elemento de gestión de la capacidad de producción que garantiza un margen de reserva en el medio plazo. En este caso, el indicador es el incentivo a la disponibilidad en horas de punta, sin embargo, la misma es una señal débil que no refleja el verdadero nivel de seguridad en el corto plazo, y en el medio plazo también distorsiona el efecto que se persigue, debido a que en su determinación se atenúa la señal de la disponibilidad al considerar una base de datos de 10 años de historia.
- El mecanismo no es claro en relación al tipo de tecnología que se debe promover.

2.3 RED DE TRANSPORTE EN LA REP. DOM.

Descripción de la red de transporte

La red de transporte del SENI se compone de líneas de transmisión operadas a 345 kV, 138 kV y 69 kV, subestaciones de transformación y enlace, bancos de capacitores, protecciones, monitoreo y medición. La configuración de la red troncal funciona en el nivel de 138 kV, con un centro de carga en Palamara 138 kV. Este es el nodo de referencia y permite la conexión de Santo Domingo con la zona norte mediante el doble circuito 138 kV Palamara – Bonao II, la zona sur a través de las líneas 138 kV de Palamara – Valdesia y Palamara – Pizarrete, y la zona este a través de los enlaces 138 kV Palamara – Hainamosa y Palamara – Villa Mella. La longitud aproximada de líneas 345 kV es de 230 km, en 138 kV es de 1720.273 km y en 69 kV es de 1869.95. Las redes de 69 kV y 345 kV se conectan a la red principal de 138 kV mediante subestaciones de transformación.

La configuración actual de la red de transporte de la República Dominicana es un poco mallada en los centros de carga y generación de la Zona de Santo Domingo, y enormemente radial en la medida en que nos alejamos de estas localizaciones, como se muestra en la disposición unifilar de la red de transmisión del siguiente mapa geográfico.

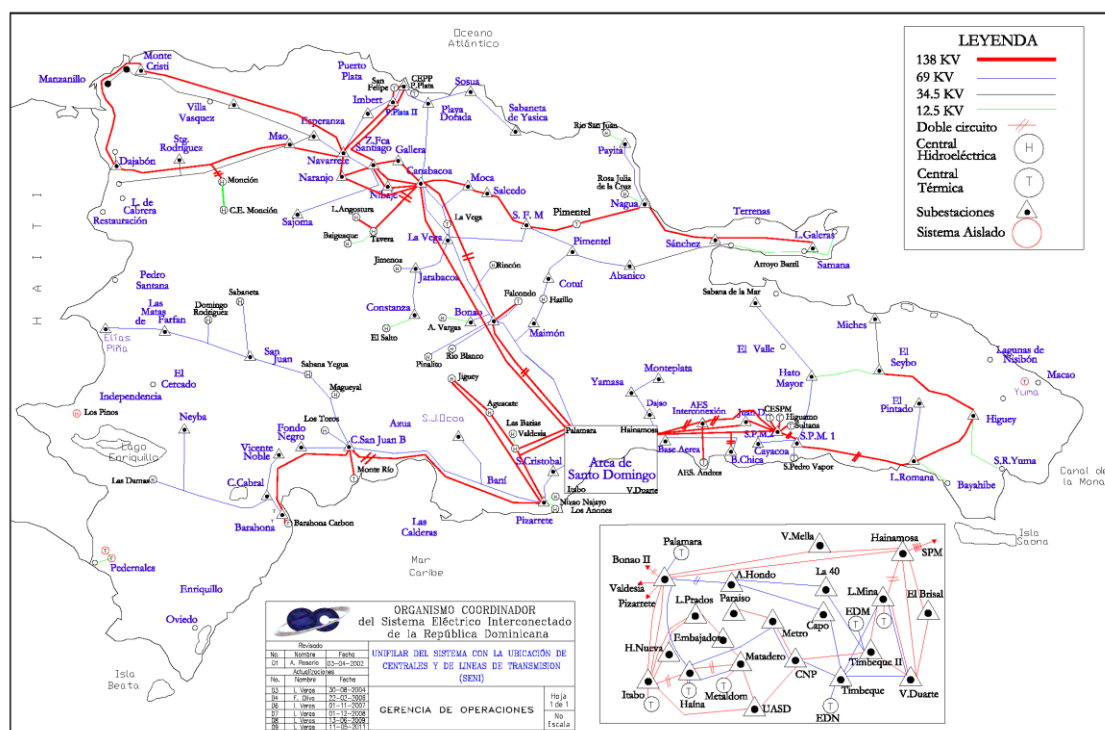


Figura 2.2. Mapa Geográfico de la Red de Transmisión en la República Dominicana

Fuente: Organismo Coordinador del SENI

El responsable de operar la red es el Centro de Control de Energía (CCE). Este órgano es una dependencia de la Empresa Eléctrica de Transmisión Dominicana (ETED), cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), siguiendo las directrices del Operador del Mercado (OC).

En lo relativo a las pérdidas ocasionadas por transporte y transformación, se alcanzan valores promedio del 2%.

Síntesis sobre la planificación de la expansión

En el Artículo 85 de la Ley General de Electricidad 125-01(LGE), queda claro que la recaudación del peaje de transmisión debe cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual se compone por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas³. Por intuición se puede interpretar que la expansión de la red de transporte la puede realizar la empresa propietaria, dado que el pago a reconocer por la Superintendencia de Electricidad (SIE) corresponderá a la selección y definición de aquellas instalaciones, que en su rol de ente regulador, entienda son las eficientemente dimensionadas para el cálculo y aplicación del peaje, y no a todas las que sean reportadas, de conformidad a lo indicado en el literal s del artículo 31 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 (RLGE).

Por otro lado, existe un compromiso de consolidar en un plan indicativo la expansión de la red. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la responsable de su realización, como lo establece el artículo 27 del RLGE, y para esto, la norma obliga a los Agentes del MEM a entregar sus planes de expansión, conforme a lo indicado en el artículo 28 del RLGE.

Existe una situación especial cuando una empresa de generación decide realizar su instalación en un emplazamiento donde no existen facilidades de interconexión con la red de transporte. En este caso, dicha empresa debe obtener una concesión que le permita construir el enlace faltante, siempre que la empresa de transmisión no esté en la disposición de realizar esta inversión. En este caso, las partes deben hacer un acuerdo

³ **Instalaciones Eficientemente Dimensionadas** son aquellas en que se minimiza el costo actualizado de largo plazo de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, considerando la demanda esperada.

para que la empresa de transporte pueda reembolsar los costos incurridos a la empresa de generación.

Síntesis sobre el acceso a la red

Conforme a lo establecido en el artículo 55 de la LGE, la empresa de transmisión tiene la obligación de otorgar las servidumbres que sean necesarias para el uso de la red por parte de terceros, y para esto deben pagar a la empresa de transmisión, las indemnizaciones y peajes establecidos en la norma. De manera que, el acceso a la red es libre, aunque de entrada queda sujeto al cumplimiento de un conjunto de requisitos técnicos que verifica el regulador y que aplica el Operador del Mercado. Estos requisitos se definen en un procedimiento llamado Código de Conexión. Adicionalmente, el agente debe cubrir los costos de la interconexión que serán traspasados al propietario de la empresa de transmisión.

Por un lado, el acceso a la red está condicionado al cumplimiento de requisitos técnicos, denominado código de conexión, que tienen que ver con las protecciones, con la respuesta del sistema, con el sistema de medición, entre otros y que se aplica sin discriminación y en estricto cumplimiento de criterios de seguridad, arrojados por estudios técnicos previos de estabilidad, congestión, armónicos y otros; y por otro lado, el acceso queda supeditado al cumplimiento de la normativa medioambiental.

Síntesis sobre el cálculo del peaje

La Ley General de Electricidad 125-01 señala que el costo total anual correspondiente a la actividad de Transmisión está conformado por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento. Estas componentes son cubiertas a través del Peaje de Transmisión, en función del uso que los Agentes del Mercado realicen de las instalaciones. El Peaje de Transmisión corresponde a la remuneración que los

propietarios de las líneas y de las subestaciones del sistema de transmisión tienen derecho a percibir por concepto de Derecho de Uso y Derecho de Conexión. La entidad responsable de determinar las instalaciones que forman parte del sistema y de calcular el peaje, es la Superintendencia de Electricidad (SIE). Respecto a la anualidad de la inversión, la normativa establece que dicho cálculo se realiza considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y el Costo de Oportunidad, siendo reajustada conjuntamente con los costos de Operación y Mantenimiento cada 4 años por la Superintendencia de Electricidad. El VNR se determina a partir de los costos que resultan de procesos competitivos (nacional e internacionalmente), para cada uno de los elementos que conforman la red de transporte (líneas, subestaciones, etc.). La vida útil de las instalaciones se estima para un una cantidad promedio de 30 años, al valorar la inversión por el factor de recuperación de capital.

De forma directa, el Peaje de Transmisión se recauda a través del Derecho de Uso y el Derecho de Conexión. El Derecho de Uso lo determina el OC en cada mes al realizar las transacciones económicas de energía y de potencia. El Derecho de Uso se compone del Derecho de Uso de Energía y del Derecho de Uso de Potencia. Estas dos variables se obtienen a partir de la suma de saldos netos, con sus respectivos, en las transacciones económicas de energía y de potencia, respectivamente. El Derecho de Conexión también se calcula mensualmente, y se obtiene restando el Derecho de Uso del Peaje Total.

2.4 PERFIL DE LA DEMANDA EN LA REP. DOM.

Demanda Máxima Real Anual

A continuación se presentan las demandas máximas anuales reales coincidentes registradas en el período 2000 – 2011.



Figura 2.3. Total Retiros Demanda Máxima Real 2000 – 2011

Es importante señalar que el total de retiros está sujeto a un grupo de variables, como es el producto interno bruto (PIB), el crecimiento de la población, las tarifas de distribución, los precios de los combustibles, los acontecimientos políticos, etc. En el caso puntual que describe la figura 2.3, los años 2001, 2005 y 2009 registran reducciones en el total de retiros del SENI, en parte debido a que los años que le anteceden (2000, 2004 y 2008) estuvieron marcados por la ocurrencia de procesos de elecciones nacionales, y en el caso de la pendiente negativa que se observa desde el año 2003 al año 2004, fue notoria la crisis generada por la volatilidad creciente en los precios de los combustibles.

Curvas de Carga 2011

El patrón de consumo registrado en el año 2011 presenta el siguiente comportamiento:

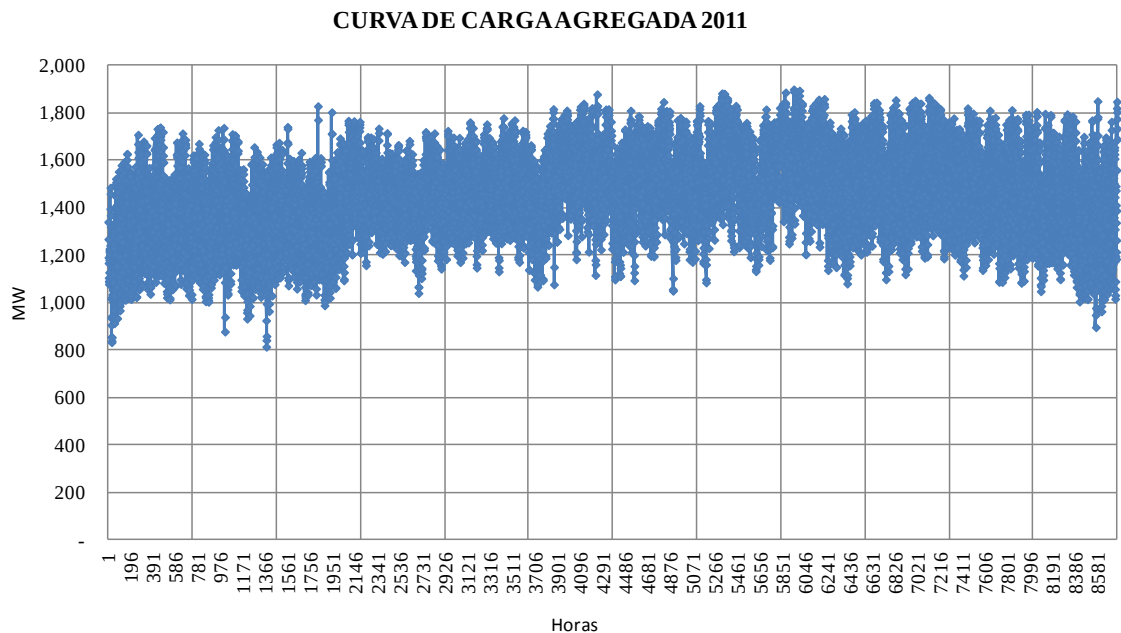


Figura 2.4. Curva de Carga Agregada 2011

A partir del perfil histórico de la demanda y otros supuestos, el OC y los Agentes del MEM realizan tareas que tratan de prever las condiciones futuras de operación en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo a la normativa, esta información se desagrega por Agentes (Distribuidoras, Generadoras y Usuarios No Regulados) y por días típicos para determinar el pronóstico de la demanda máxima anual coincidente, como se verifica en los Artículos 410 al 412 del RLGE.

Otra representación del consumo es la monótona de carga. La monótona de carga puede emplearse para determinar, bajo ciertas simplificaciones relevantes, la forma en que debe ser cubierto el consumo con las tecnologías de generación disponibles. En el

siguiente gráfico se muestra una representación conjunta de esta curva y del total de potencia firme inicial modelado para el año 2011:

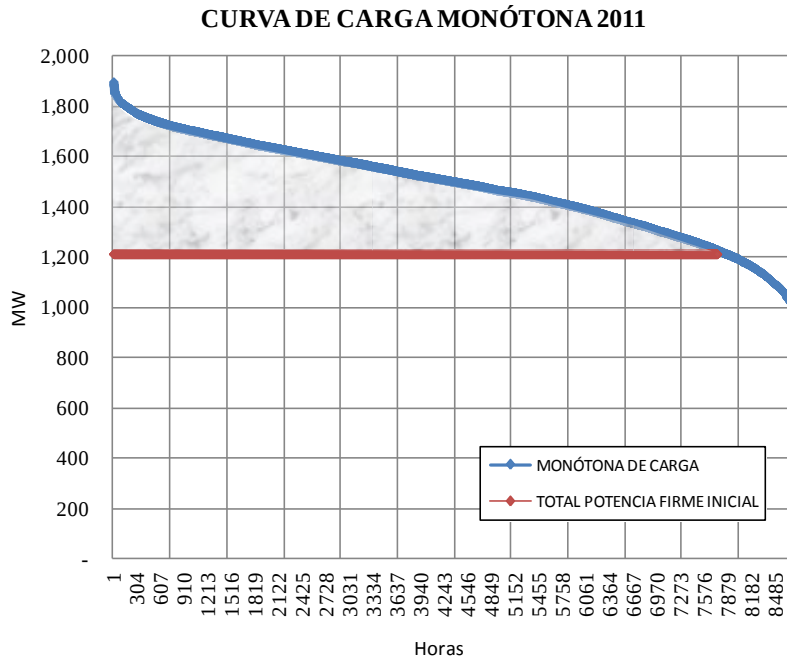


Figura 2.5. Curva de Carga Monótona y Potencia Firme Inicial 2011

La monótona de carga es una curva de referencia para explicar la cobertura de la demanda con los niveles de potencia y tecnologías disponibles. En el contexto de nuestro parque de generación, observamos que para el total de potencia firme inicial correspondiente al año 2011, una base de 838.2 MW, en teoría, se puede cubrir con tecnología hidroeléctrica de pasada⁴, vapor (combustible: carbón) y ciclo combinado, sin embargo, más allá del promedio de 1213.9 MW, la posibilidad hipotética de abastecer el sistema con seguridad y a mínimo coste, con motores diesel y turbinas a gas, no es evidente si tomamos en cuenta el nivel de seguridad que exige la norma (rango comprendido entre el 95% y el 98%).

⁴ A finales del año 2011, la capacidad instalada en tecnología hidroeléctrica era de 523.2 MW, de los cuales 20.6 MW corresponden a centrales de pasada, para una participación de 3.9%.

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

3.1 CONCEPTO DE FIABILIDAD

Terminología

La fiabilidad del suministro de electricidad es una de las preocupaciones generales que guía la restructuración de la industria eléctrica, considerando que la electricidad tiene ciertas cualidades que la distinguen de otros productos (entre estas, el hecho de que sea producida y consumida en forma inmediata, que una vez producida no pueda ser almacenada a escala industrial, y que esté gobernada por un conjunto de leyes físicas, que no se derogan y que hacen compleja su manipulación), y por otro lado, reconociendo que la electricidad es un componente fundamental de la sociedad cuyo abastecimiento impacta en el desarrollo social y económico de los países.

La definición de fiabilidad que tradicionalmente ha utilizado la NERC (National Electric Reliability Council) de los Estados Unidos de América, comprende los conceptos de suficiencia (Adequacy) y de fiabilidad de corto plazo (Operating Reliability). El término suficiencia se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para suministrar la potencia eléctrica agregada y los requerimientos de energía de los consumidores de electricidad en todo momento, teniendo en cuenta las salidas programadas y no programadas de los componentes del sistema. Y el término fiabilidad de corto plazo es la capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos eléctricos o pérdida imprevista de los componentes del sistema.

Un sistema que alcanza el nivel de suficiente posee las siguientes características [NERC08]:

1. Es controlado, en condiciones normales, dentro de límites aceptables de operación;
2. Responde de manera aceptable después de contingencias;
3. Limita el impacto y el alcance de inestabilidades y salidas en cascada;

-
4. La integridad del sistema se puede restaurar con prontitud en caso de pérdida; y
 5. Tiene la capacidad para suministrar la energía eléctrica global y las necesidades energéticas de los consumidores de electricidad en todo momento, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y no programadas de los componentes del sistema.

La última medida de fiabilidad en la actividad de generación es el nivel de calidad de suministro. La calidad de suministro se puede entender como la calidad de la onda de corriente alterna que llega hasta el consumidor, con ciertos estándares en frecuencia, forma de onda, equilibrio trifásico, amplitud, etc. Aunque la calidad de suministro sólo se materializa en tiempo real, llega a involucrar un número de actividades desreguladas que deben ser ejecutadas en diferentes horizontes de tiempo. Para una mejor comprensión de las medidas regulatorias que tratan este asunto, se distinguen cuatro dimensiones del problema, que son la seguridad, la firmeza, la suficiencia y la política energética. También se puede evaluar la optimización del sistema desde la perspectiva de la política económica, al considerar variables como la creación de empleos, el crecimiento económico, el IPC, la competitividad, el desarrollo rural, etc. [PABL11].

De manera simplificada, la fiabilidad del sistema se puede evaluar tomando en cuenta las componentes temporales de muy largo, largo, mediano y corto plazo, como se muestra a continuación:

$\text{Fiabilidad} = \text{Política Energética} + \text{Suficiencia} + \text{Firmeza} + \text{Seguridad}$

En [BATL10] se muestra una descripción detallada de las dimensiones temporales que definen el concepto de fiabilidad del suministro. A continuación se presenta un resumen de estas cuatro componentes:

-
1. La seguridad es entendida como la capacidad de generación existente para responder, cuando sea necesario, a la demanda real. En efecto, la seguridad dispone de capacidad suficiente y de procedimientos de operación adecuados para garantizar la operación segura en el corto plazo. Un ejemplo de esta componente de fiabilidad es la reserva operativa con la cual se maneja el Operador del Sistema.
 2. La firmeza se define como la disponibilidad de generación de corto y mediano plazo resultante de la programación operativa de la capacidad instalada. Su finalidad es garantizar un margen de reserva en el medio plazo. La gestión de los mantenimientos de los generadores, los contratos de suministro de combustible, las reservas, los cronogramas de puesta en marcha, etc., son algunas de las variables que participan en su determinación. La remuneración de esta dimensión es un incentivo a la disponibilidad.
 3. La suficiencia significa la existencia de suficiente capacidad instalada y/o esperada, para responder a la demanda en el largo plazo. Su remuneración incentiva la inversión.
 4. La política de expansión estratégica gestiona los recursos e infraestructuras energéticas en el muy largo plazo. Esta dimensión usualmente supone la diversificación de la provisión de combustible y la mezcla de tecnología en generación.

En relación a la dimensión de seguridad existe un cierto consenso para que la misma sea abordada a través de los mercados de reserva, en donde los requerimientos de reserva son definidos por el operador del sistema. Por otro lado, es común tratar la dimensión de política de expansión estratégica por fuera de los mecanismos de mercado. En el contexto liberalizado, el problema es más concentrado en la suficiencia y en la seguridad.

En todo caso, una degradación de estas componentes es un paso dirigido a la falta de suministro. Una falta en el suministro eléctrico es más comúnmente denominada como un apagón. Por tanto, la garantía de potencia de un sistema mide la fiabilidad que existe de que el suministro eléctrico se haga de forma continuada y sin apagones.

Todo sistema eléctrico ha de cumplir unas condiciones adecuadas de calidad y continuidad del suministro. La Garantía de Potencia se enmarca dentro de los principios que se han de seguir para garantizar dicha continuidad de suministro en el sistema eléctrico.

Actualmente, en los sistemas eléctricos de potencia no se habla mucho de fiabilidad, se habla de pagos por capacidad, garantía de potencia, mercados de capacidad o de la crisis californiana. Sin embargo, todos estos temas están íntimamente ligados a la fiabilidad [VENT03].

El término “garantía de potencia” se suele sustituir por “garantía de suministro”, con la finalidad de contemplar un sentido más amplio en la provisión de energía, potencia y servicios complementarios.

Naturaleza del Problema de Fiabilidad

El problema de fiabilidad en la operación del sistema está estrechamente relacionado con una cualidad de la electricidad, que es su carácter no almacenable a gran escala, lo que obliga a que en todo momento la electricidad que sea demandada sea igual a la electricidad que se genere. La garantía de potencia ha de asegurar que exista suficiente potencia disponible en el sistema eléctrico para abastecer la demanda en todo momento.

En los sistemas centralizados, la capacidad que ha de ser instalada la determina el regulador. En los mercados liberalizados, teóricamente cada agente decide si invertir en

estas centrales. El precio del mercado debería ser suficiente señal para incentivar nueva inversión, pero no sucede así. Por tanto es necesario un método que incentive la nueva inversión y asegure que la demanda eléctrica sea abastecida.

La aplicación de la teoría microeconómica a los sistemas de potencia demuestra que el precio que resulta de un mercado en competencia es suficiente para remunerar los costos totales de las unidades de generación, cuya inversión es bien adaptada a la demanda y a la presencia de otras plantas de generación [BATL07]. Este idealismo debe cumplir un conjunto de condiciones para su materialización, aunque no es el caso que usualmente se presenta en la práctica, por varias razones, como la existencia de precios tope (price cap) que determinan el ingreso de las unidades que operan en punta, los niveles de reserva operativa establecidos por normativa, las economías de escala que distorsionan la respuesta de la demanda al precio, la volatilidad y aversión al riesgo, la insuficiencia del mercado spot para proveer un nivel de suficiencia adecuado, etc.

Una aparente solución es el mercado a plazo, en donde el consumidor puede reaccionar con la firma de un contrato de suministro ante altos precios, o mediante la compra de opciones financieras que permita a los generadores el poder cubrirse de los precios tope. Adicionalmente, la aversión al riesgo puede producir, por el lado de la generación, una reacción natural de protección contra los bajos precios, motivando la instalación de menos capacidad. Y por el lado del consumidor, la protección será contra los altos precios, razón por la cual deseará una mayor capacidad instalada.

El establecimiento de contratos de largo plazo entre generadores y consumidores parece solucionar el inconveniente de precios altos para los consumidores y de exposición de riesgo para los generadores. No obstante, la demanda real no responde en el mercado de largo plazo, en parte porque las tarifas no motivan la cobertura en comparación con el precio, porque los consumidores ignoran la fiabilidad al momento de tomar sus decisiones, al confiar en la intervención del regulador, porque la demanda no es elástica

en el corto plazo y porque un menor margen de reserva se traduce en un crecimiento de los precios.

Normalmente, los métodos de garantía de potencia se basan en contratos bilaterales físicos a largo plazo que garanticen el abastecimiento de la demanda contratada, en subastas de nuevos entrantes similares a las de los sistemas regulados o en los pagos por capacidad, que se basan en realizar un pago extra para estabilizar los ingresos de los generadores y disminuir el riesgo para realizar nuevas inversiones. Este pago puede ser determinado por el regulador o bien remunerando una cierta potencia firme que cada generador tendrá disponible en los momentos críticos. Estos mecanismos de mercado no tienen un estándar definido que todo sistema eléctrico deba cumplir para asegurar la garantía de potencia.

Clasificación de los índices de fiabilidad

El parámetro que mide algún aspecto relacionado con la fiabilidad del funcionamiento de un sistema de energía eléctrica se conoce como índice de fiabilidad. En el caso de la generación, los aspectos más relevantes que deben cuantificar los índices de fiabilidad son el número o frecuencia de fallos, la duración de los fallos y la incidencia de los fallos.

Los índices de fiabilidad presentan la siguiente clasificación [VENT03].

1. Índices de fiabilidad deterministas:

- Reflejan el comportamiento medio de la continuidad del suministro de un sistema.
- No consideran la aleatoriedad de la operación de los medios eléctricos.

-
- Son muy utilizados por ser intuitivos, simples de cálculo, requerir pocos datos para su cálculo.
 - Permiten una fácil comparación entre sistemas.

En el grupo de los índices de fiabilidad deterministas encontramos los siguientes: margen de reserva y pérdida del mayor generador. A continuación se presentan algunos detalles:

- 1.1. Margen de reserva (RM – Reserve Margin): mide el exceso de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima anual. El método es muy simple y fácil de usar. Adicionalmente presenta limitaciones al no tomar en cuenta las reservas de agua, tamaños, tecnologías o tasas de fallo. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$\text{RM [en MW]} = \text{Generación Disponible} - \text{Potencia Máxima Demandada}$$

- 1.2. Pérdida del mayor generador (LU – Largest Unit): este método considera la posible indisponibilidad del mayor generador y supera al RM al tomar en cuenta el tamaño de las centrales. Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$\text{LU [en p.u.]} = \text{RM [en MW]} / \text{Potencia del mayor generador}$$

Un valor $\text{LU} < 1$ indica que en el sistema se producirá energía no suministrada en caso de que se pierda la unidad de mayor tamaño.

Un valor $\text{LU} > 1$ indica que se puede perder la unidad de mayor tamaño.

2. Índices de fiabilidad probabilistas:

- Consideran la aleatoriedad inherente de la operación de los sistemas eléctricos por fallo de los grupos, variaciones de demanda y aportaciones hidráulicas.
- Tienden a ser más usados por ofrecer más información y mayor calidad que los índices deterministas.

En el grupo de los índices de fiabilidad probabilistas encontramos los siguientes: probabilidad de pérdida de carga, pérdida de carga esperada, pérdida de energía esperada, probabilidad de pérdida de energía, pérdida de carga esperada medida en MW, probabilidad de margen positivo, capacidad efectiva de cubrir la carga, capacidad equivalente firme, etc. A continuación se presentan algunos detalles:

2.1. Probabilidad de pérdida de carga (LOLP – Loss Of Load Probability): es la probabilidad de que el sistema no tenga la habilidad de satisfacer toda la demanda con la generación disponible. El valor de la LOLP representa la probabilidad de racionar y se determina a partir de la potencia no servida esperada. En la siguiente expresión se determina la potencia no servida esperada:

$$EPNS_i = \frac{\sum_{j=1}^N PNS_{ij}}{N}$$

donde,

PNS_{ij} representa la cantidad de demanda no servida en la barra “i” y en el estado “j”; y N es el número total de estados (normalmente se mide en horas o días al año con generación suficiente).

Para determinar la energía no servida esperada en una barra “i” durante el año, se multiplica la potencia no servida esperada en la barra “i” por la cantidad de horas del año, es decir:

$$EENS_i = EPNS_i \times 8760$$

Para determinar la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) en una barra “i” del sistema, se procede en la siguiente forma [SEBA98]:

$$LOLP_i = \frac{\sum_{j=1}^N I_{ij}}{N}, \text{ donde } I_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{si } PNS_{ij} = 0 \\ 1 & \text{si } PNS_{ij} \neq 0 \end{cases}$$

Tomando en cuenta que la pérdida de carga esperada (LOLE – Loss of Load Expectation) mide el número de días o de horas al año en las que se espera no satisfacer la demanda con la generación disponible, se puede expresar la LOLP en función de la LOLE, resolviendo el fallo de no saber si es un día de fallo cada año o si son 24 horas en un año. Roy Billinton intentó resolver esta ambigüedad en la definición con la expresión:

$$LOLP_i = \frac{LOLE_i}{365\text{días} \quad \text{ó} \quad 8760\text{horas}}$$

Los índices de fiabilidad LOLP y LOLE son los más utilizados, sin embargo, presentan el inconveniente de señalar la única información de que hace falta generación, sin especificar detalles relacionados con la duración y la frecuencia de los fallos, ni con la incidencia de las pérdidas de carga. Al momento de comparar LOLP ó LOLE, conviene precisar la base de 365 días o de 8700 horas, dado que los valores obtenidos son distintos para el mismo sistema.

2.2. Pérdida de energía esperada (LOEE – Loss Of Energy Expectation): este índice también se conoce como Energía Esperada No Suministrada (EUE – Expected Unserved Energy), y consiste en determinar la cantidad de energía que se espera no sea suministrada por indisponibilidad de la generación o por falta de energía primaria.

2.3. Probabilidad de Pérdida de energía (LOEP – Loss Of Energy Probability): es la probabilidad de no satisfacer una demanda (ENS) de 1 kWh con la energía disponible (energía total demandada), esto es:

$$\text{LOEP [en p.u.]} = \frac{\text{ENS}}{\text{ETD}}$$

Los índices de fiabilidad LOEE y LOEP miden la profundidad del fallo, superando el LOLP y LOLE, ya que miden la incidencia de las pérdidas de carga y la energía no suministrada. El LOEE y el LOEP se recomiendan en sistemas hidrotérmicos que presentan límites de energía primaria.

2.4. Pérdida de carga esperada medida en MW (XLOL – eXpected Loss Of Load): este índice también se conoce como Esperanza Condicionada de Pérdida de Carga (XLNS – eXpected Load Not Supplied), y mide la potencia que se espera no poder suministrar una vez que el fallo se ha producido, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{XLOL [en MW]} = \frac{\text{ENS(MWh)}}{\text{LOLE(horas)}} = \frac{\text{ENS(MWh)}}{\text{LOLP} \times 8760 \text{ horas}}$$

2.5. Probabilidad de margen positivo (POPM – Probability Of Positive Margin): es la probabilidad de satisfacer la demanda de potencia de punta durante la hora de máxima demanda anual con la generación disponible.

2.6. Capacidad efectiva de cubrir la carga (ELCC – Effective Load-Carrying Capability): este índice mide la contribución de un determinado generador a la fiabilidad del sistema. Para su determinación se tiene que definir un incremento de la demanda máxima que pueda ser cubierto con un generador del sistema, manteniendo constante un determinado índice de fiabilidad. El valor arrojado dependerá de las características del generador, como es su potencia máxima, su tasa de fallos (EFOR), el programa de mantenimientos, etc.

2.7. Capacidad equivalente firme (FCE – Firm Capacity Equivalent): este índice mide la contribución de un determinado generador a la fiabilidad del sistema, al igual que el ELCC, con la diferencia de que el cálculo se realiza para una hora determinada de la demanda. En un sistema con generación y demanda, el FCE corresponde al valor de la potencia firme que supone agregar un generador manteniendo constante un determinado índice de fiabilidad. En este contexto, la potencia firme es la potencia de un generador ideal siempre disponible.

3.2 CONCEPTO DE POTENCIA FIRME

Definición

La definición de potencia firme no resulta sencilla si consideramos que existen distintos mecanismos para concebir este producto, no obstante, se entiende que es la potencia que puede ser suministrada con alto grado de confiabilidad por una unidad en los períodos críticos. La potencia firme es la capacidad disponible en períodos de escasez. Los períodos más críticos del sistema son los que corresponden a las horas de punta, debido a la necesidad de disponer centrales que entren en operación sólo en estos períodos para poder satisfacer toda la demanda.

En el corto plazo, una central de generación térmica puede asumir dos estados (disponible o indisponible). Si la central de generación térmica está disponible, su potencia firme dependerá de su potencia nominal, y en caso de que esté indisponible su potencia firme será cero. En el caso de una central con reserva de combustibles, como una hidráulica de embalse, la potencia firme dependerá del nivel máximo de reserva que tenga embalsada en cada momento. En el largo plazo, se deben considerar otros parámetros como las tasas de fallos, las producciones históricas y algunos índices probabilísticos que permitan estimar la capacidad disponible de una central a futuro.

Los conceptos de seguridad (corto plazo) y de suficiencia (largo plazo) están relacionados y se apoyan entre sí. De manera que, un sistema con gran suficiencia, debida al alto nivel de reservas, lógicamente tendrá mayor flexibilidad para superar contingencias de corto plazo. Y también ocurre lo contrario, es decir, un sistema con sobrecapacidad puede operar de forma insegura, y un sistema con reserva limitada puede operar en forma segura. También existen otras relaciones que vinculan los conceptos de seguridad y suficiencia con la potencia firme, como se muestra en los siguientes escenarios:

-
- Dos unidades con la misma disponibilidad y potencia instalada deben tener distintas potencias firmes, si una de las unidades responde con mayor velocidad que la otra en procesos de toma de carga y en presencia de contingencias. La unidad de generación más rápida debe tener mayor potencia firme.
 - Dos unidades con la misma potencia instalada, la misma tasa de incremento de carga y disponibilidades distintas deben tener potencias firmes diferentes. La unidad de generación que presente la menor tasa de indisponibilidad debe tener mayor potencia firme.
 - En el caso de dos unidades con la misma indisponibilidad, con distintas potencias y distintas capacidades en la respuesta de partida y en la toma de carga: ¿Cuál presenta mayor potencia firme? La respuesta depende de los pesos utilizados para ponderar cada atributo.

La potencia firme se puede concebir como un producto derivado del bien económico potencia, que complementa la remuneración que realizan las unidades de generación por ventas de energía a costo marginal. En este contexto, la potencia firme representa una señal de inversión y suficiencia. Por otro lado, la potencia firme representa un atributo de las unidades de generación, para aportar a la seguridad del sistema, esto es, valorando la habilidad de estar presente ante requerimientos intempestivos de potencia. En este caso, la potencia firme se convierte en una señal de inversión y de seguridad.

Metodologías de cálculo de potencia firme

Existen al menos tres categorías o métodos principales de cálculo de potencia firme, determinadas sobre la base de técnicas heurísticas, de convolución y de optimización del despacho [CARL05].

-
1. Métodos basados en técnicas heurísticas: tienen la ventaja de ser fáciles de calcular, sin embargo, no son capaces de reflejar la contribución que hace cada generador a la fiabilidad del sistema. La fiabilidad no depende de forma exclusiva del aporte de capacidad de un generador, también depende de la contribución de los demás generadores que conforman el sistema, y de otros factores relacionados con el despacho. Un ejemplo de este método lo encontramos en el mercado de capacidad de PJM [PJM12].
 2. Métodos basados en técnicas de convolución: respecto de las técnicas heurísticas, tienen la ventaja de que consideran al sistema en su conjunto al momento de determinar las contribuciones a la fiabilidad que realizan las unidades de generación. En estos métodos se toma en cuenta la convolución de la curva de duración de carga y la capacidad de cada generador en el sistema. Para conocer la contribución individual, cada generador es removido del sistema mediante un proceso de desconvolución. Con la ausencia de cada generador, el sistema registra una cantidad de energía no servida. A continuación se presentan algunas variantes de este método:
 - 2.1. Método estándar de la convolución: en este método se define la potencia firme como la potencia equivalente que se necesita para cubrir la energía no servida después de realizar el proceso de la desconvolución. Su principal desventaja es que no toma en cuenta las variaciones de despacho que pueden ocurrir en el sistema. Tampoco considera el hecho de que la suma de las contribuciones individuales de los generadores es diferente a la contribución de todos los generadores en su conjunto. La distribución de estas diferencias normalmente se toma en cuenta en la teoría de juegos cooperativos.
 - 2.2. Método de juegos cooperativos: define la potencia firme como la solución de un juego cooperativo [BATL00]. Tiene la ventaja de que toma en cuenta

todas las posibles combinaciones de despacho y distribuye el exceso de confiabilidad provisto por el conjunto de generadores del sistema.

En sistemas muy grandes, este método puede resultar impráctico, debido a que arrastra el inconveniente de manejar un gran número de posibles combinaciones.

- 2.3. Método basado en la optimización del despacho: en este método la potencia firme es determinada como un promedio de los resultados de simulaciones de las unidades de generación, despachadas en situaciones que satisfacen cierto número de restricciones. Tiene el inconveniente de que no toma en cuenta todas las posibles combinaciones de despacho que contribuyen a la fiabilidad. Además obedece a un criterio económico para definir la remuneración, y eso implica que no todos los generadores deban ser necesaria o mínimamente remunerados. En algunos casos, los resultados son muy sensibles a los datos de entrada suministrados.

3.3 CARACTERÍSTICAS DEL PAGO POR CAPACIDAD

Origen del pago por capacidad

El concepto de pago por capacidad tiene su origen en la teoría del peak-load pricing, cuya aplicación en el contexto de los sistemas eléctricos fue iniciada por Marcel Boiteux [Shmuel00]. De acuerdo a esta teoría, la generación de electricidad requiere dos factores para desarrollar la producción, que son la energía y la potencia. Una cierta cantidad de energía puede ser producida en un período de tiempo, sujeto a la existencia de una capacidad disponible.

En un intento por clasificar las distintas aristas de la teoría del peak-load pricing, en 1976 se conocieron tres corrientes de investigación:

1. La corriente americana: parte de un análisis simple compuesto por una tecnología y dos demandas independientes, en donde se muestra que los precios que maximizan el bienestar corresponden a un costo marginal por unidad producida fuera del período de punta ($P_0 = b$), y la suma de éste más el costo de proveer una unidad de capacidad para el período de punta ($P_p = b + \beta$). Estos planteamientos fueron realizados por Steiner en 1957.

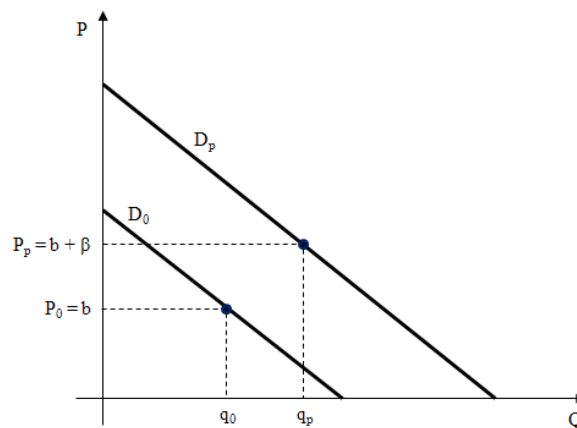


Figura 3.1. Teoría del Peak-Load Pricing – Steiner 1957

-
2. La corriente británica: en relación al supuesto americano, relaja la restricción tecnológica para que no sea homogénea. Los costos de operación y de instalación son diferentes para cada tecnología. Adicionalmente se agrega el concepto de despacho económico, incorporando las unidades en orden creciente según los costos marginales de generación. También se reconoce una cantidad eficiente de capacidad instalada por tipo de tecnología. Concluye el análisis indicando que una mayor diversidad tecnológica requiere menores precios en el período de punta y mayores precios fuera de punta.
 3. La corriente francesa: sintetiza los planteamientos anteriores e incorpora los siguientes aportes:
 - 3.1. La demanda es periódica e incierta, lo que conlleva riesgos de superar a la oferta.
 - 3.2. La incertidumbre asociada a la oferta da origen a los márgenes de reserva que pretenden neutralizar el costo de desabastecimiento.
 - 3.3. Las tarifas de distribución no obedecen los mismos patrones utilizados para analizar la curva de carga a nivel de generación.

Aunque las tres corrientes reconocen la componente de capacidad en la determinación del precio, no existe una regla estándar de cómo se tiene que distribuir entre generadores y períodos (punta y fuera de punta).

Criterios que motivan el pago por capacidad

El pago por capacidad tiene el objeto de incentivar la inversión y la disponibilidad de las centrales de generación. De esta forma se pretende dar mayor estabilidad a los ingresos que perciben los generadores, especialmente a los grupos que operan durante las horas de punta.

A continuación se describen algunos de los criterios que motivan su aplicación:

1. Mantener un margen de reserva: la disponibilidad de un margen de reserva se traduce en una mayor fiabilidad del sistema. Esta motivación es consecuente con la necesidad de evitar el retiro de centrales que perciban riesgo en la rentabilidad del negocio, con el crecimiento anual del consumo y de la punta de demanda. De esta forma se estabilizan los ingresos de las centrales y se mitiga el riesgo hacia los inversionistas que construyen o piensan construir nuevos proyectos de generación.
2. Establecimiento de un price-cap: un valor de price-cap bajo puede limitar los ingresos de los generadores en los momentos de precios elevados, tomando en cuenta que los generadores estarán ofertando su costo variable de producción más una determinada cantidad, o bien, estarán declarando un costo variable de producción auditable. El hecho es que, indistintamente del procedimiento, las centrales de punta serán las centrales marginales, determinando en consecuencia el precio del sistema en estos períodos. En caso de ofertar su costo variable de producción, nunca recuperaría sus costos de inversión, motivando la presentación de ofertas superiores a su costo variable de producción. De esta forma se motiva la aplicación del pago por capacidad, compensando los ingresos no retribuidos por price-cap.
3. Disponibilidad en momentos de escasez: en algunos casos se ofrece una prima a las centrales que presentan disponibilidad en los momentos de escasez, disminuyendo la probabilidad de falta y aumento la fiabilidad del sistema. Normalmente, esta componente del pago se canaliza a través de la potencia firme.

Otras consideraciones y características

- Se debe tener en cuenta que el reparto de la remuneración por capacidad debe ser en proporción al aporte que cada generador realiza a la fiabilidad del sistema.
- La remuneración por capacidad debe incentivar la seguridad de operar el sistema y debe motivar la suficiencia del parque de generación.
- La remuneración por capacidad garantiza suficiente generación disponible para evitar el desabastecimiento, inclusive en años secos.

3.4 MECANISMOS DE SUMINISTRO

Los mecanismos de suministro pueden ser clasificados de acuerdo a la discusión clásica basada en precios o en cantidades [PABL11].

1. Mecanismos de precio: los pagos son determinados administrativamente por un producto orientado a garantizar la seguridad de suministro. Algunos países en los cuales se aplican o se han aplicado son: Chile, UK (anterior mecanismo), Argentina (primer mecanismo), España, Italia, Irlanda, etc.
2. Mecanismos de cantidad: El regulador define un producto y una cantidad de compra, el precio lo determina el mercado. Algunos países en los cuales se aplica son: Guatemala (mercado de capacidad), Colombia y Brasil (subastas de largo plazo), Noruega (reliability pricing), etc.

A continuación se muestra un resumen con las ideas principales que caracterizan los modelos o mecanismos básicos de suministro:

- “Leave it to the market” – No intervenir el mercado y dejar que el mercado reaccione.
- “Capacity payment” – Remuneración adicional para garantizar potencia disponible.
- “Essentials generators” – El operador del sistema define, compra y gestiona la generación para mantener un margen de reserva durante las horas de punta.
- “Capacity markets” – Compra y venta de potencia entre los agentes del mercado.
- “Reliability options” – El regulador contrata potencia por medio de subastas y el usuario final paga el costo.

Leave it to the market

Este mecanismo de regulación fue aplicado en California, se aplica en Australia, en los países nórdicos, en Suecia y en Finlandia.

De inicio queda claro que este modelo sólo puede ser aplicado en los mercados liberalizados, debido a que el regulador no interviene en ningún aspecto tendente a garantizar la existencia de potencia instalada, es decir, el regulador deja que el mercado reaccione libremente, permite que la oferta y la demanda actúen, siendo el costo marginal del sistema la señal que incentiva a los actuales y a los nuevos entrantes.

El análisis microeconómico teórico de un sistema de potencia muestra que, bajo un número de condiciones ideales, el precio resultante de un mercado competitivo provee resultados eficientes en el corto y en el largo plazo [BATP10].

El modelo proporciona una señal para atraer nuevas inversiones, asumiendo que los precios son lo suficientemente altos como para asegurar la recuperación de los costos de inversión de los nuevos entrantes. En caso de que el precio de la electricidad sea elevado durante pocas horas del año, se deduce que hay pocas centrales disponibles y que es necesario invertir en nuevas centrales de punta. Si el precio de la electricidad resulta elevado durante un gran número de horas, la inversión se debe reorientar a centrales de base.

Por otro lado, el modelo no considera las imperfecciones del mercado eléctrico, y sumado a defectos de diseño da lugar a problemas de funcionamiento, como fue el caso de la crisis californiana, caracterizada por escasez de generación y por una demanda inmadura que no fue capaz de gestionar su fiabilidad, motivando que se provocaran grandes apagones. Esta experiencia de colapso condujo al cambio de modelo. En el caso de Australia se implementaron medidas de protección para evitar los altos precios,

al recurrir a la firma de contratos de suministro de largo plazo con los distintos agentes del mercado.

Algunos peligros del mercado eléctrico son la pasividad de la demanda y la aversión al riesgo de los generadores. En el caso de la demanda, podemos encontrar tarifas eléctricas que no estén acordes con la realidad, limitando al usuario en la gestión de su consumo y por tanto en la fiabilidad del sistema. En el caso de la generación, se pueden presentar limitaciones motivadas por el regulador, como la colocación de un price-cap, si el regulador observa que el costo marginal puede alcanzar valores desproporcionados en un mercado que se maneja con mucha incertidumbre y volatilidad del precio.

Capacity payment

Se trata de un modelo aplicado en múltiples mercados liberalizados. Iniciando en Chile en 1981 y utilizado en muchos países latinoamericanos, como Colombia, Argentina, Perú, etc.

Consiste en la realización de pagos adicionales que la administración otorga a los generadores utilizando una variedad de criterios. El mecanismo en sí representa una señal que estabiliza la renta de los generadores, especialmente de aquellas unidades que marginan o que entran en operación en las horas de máxima demanda.

En este modelo existe la intervención del regulador, quien es el responsable de definir el nivel de capacidad adicional requerido para cubrir la demanda máxima y también dispone el establecimiento de un precio a pagar por capacidad. De esta forma se pretende estimular nuevas inversiones, al tiempo que se desplazan las unidades ineficientes.

Este modelo tiene algunas desventajas, como:

- La señal económica. Si la misma no es implementada con cuidado, puede introducir distorsiones en el comportamiento de los generadores en el mercado de corto plazo.
- La complejidad de determinar el volumen y la asignación de los pagos. Hoy en día, esta discusión permanece abierta, en particular por las diferencias entre los generadores térmicos y los hidroeléctricos. Estos pagos deberían ser proporcionales a la capacidad disponible de cada generador [DANI04].
- El modelo no define un producto identificable comercialmente, por el cual los generadores puedan justificar la remuneración.

Essential generators

Este modelo se utiliza en Suecia y en Finlandia. Es el operador del sistema quien indica al regulador para que compre y/o declare ciertas unidades como esenciales para la reserva del sistema, de manera que pueda operar dichas unidades en condiciones de déficit de generación. Las unidades esenciales deben estar disponibles cuando el operador observe posibilidades de no satisfacer la demanda, por este motivo no participan en el despacho normal para la gestión comercial.

El costo de estas unidades lo paga la demanda debido a que la misma contribuye al aumento de la fiabilidad del sistema. No obstante, resulta evidente que dicho costo no se recupere por los mecanismos operacionales del mercado.

Por otro lado, se puede dar el caso de que existan unidades que operen con menor rendimiento que las unidades esenciales, razón por la cual no se garantiza un despacho económico y eficiente.

En Inglaterra y Gales, a través del New Electricity Trading Arrangements (NETA), el operador del sistema puede comprar por adelantado la cantidad de reserva que necesite, forzando el mecanismo para tener la generación suficiente. Noruega también asegura reservas de funcionamiento a largo plazo, considerando un año de anticipación.

El modelo se utiliza para evitar que las unidades de generación proporcionen capacidad en condiciones marginales. Igual que en el modelo anterior, este mecanismo trata de atraer nuevas inversiones para capacidad en punta, al tiempo que desplaza las unidades viejas y/o ineficientes cuando su renta es muy escasa.

Este modelo es fuertemente intervenido. Los generadores que no pertenecen al operador del sistema y los potenciales nuevos entrantes pueden juzgar la determinación del precio del mercado, debido a que el mismo tiene una fuerte dependencia de las decisiones de compra que dicta el ente regulador.

Capacity markets

Este tipo de modelos se ha usado en los sistemas del Este de Estados Unidos, como los sistemas de PJM (Pennsylvania – Jersey – Maryland). A diferencia del método anterior, corrige el problema de determinar el precio del pago por capacidad, porque en este caso se organiza un mercado de capacidad en donde los consumidores compran potencia a los distintos generadores, y es mediante un cruce de oferta y demanda que se establece el precio de pago por MW.

Un generador no puede contratar más de su potencia firme, y la carga interrumpible puede calificar para proporcionar capacidad al sistema. Este mercado contempla la

obligación de compra de los generadores, los cuales comprometen la disponibilidad de su potencia firme cuando le sea requerida.

Este método se puede entender como una mezcla de la contratación bilateral a largo plazo obligatoria y el modelo de pagos por capacidad. La última parte es porque se realiza un pago a cambio de una capacidad disponible en el mercado, y porque se obliga a la demanda a gestionar su fiabilidad al participar en el mercado con la compra de potencia firme.

La implementación de un mercado de capacidad arrastra algunos detalles, entre estos [DANI04]:

1. El período requerido para calcular las obligaciones de capacidad. Los comercializadores prefieren períodos cortos porque se reduce la cantidad de capacidad que deben comprar durante los períodos de menor demanda.
2. Un menor tiempo de paso incrementa la liquidación del mercado de capacidad.
3. En el caso de los generadores, les favorece un tiempo mayor, especialmente períodos estacionales o anuales.

Una ventaja de este modelo es permitir que el consumidor elija su nivel de fiabilidad, comprando la potencia firme que desee. En el caso de los consumidores que no hayan comprado su potencia firme en el mercado de capacidad y sólo participan en las transacciones de energía, sería desconectado en momentos de escasez. Esta última idea luce sorprendente, sin embargo, es totalmente posible gracias a la evolución que han experimentado los automatismos al día de hoy.

En lo que respecta al regulador, éste también determina el nivel reserva que los consumidores deben adquirir, alterando el funcionamiento del mercado libre y obligando a contratar un monto de reserva que en el fondo no se sabe si es la adecuada.

Por otro lado, el mecanismo no especifica el momento en el que los generadores deben tener su potencia firme disponible, pudiendo alterar la planificación de la producción, los mantenimientos y las reservas de combustible.

Reability options

El modelo consiste en que el regulador actúa en nombre de la demanda y contrata con los generadores en un mercado de capacidad. La finalidad es poder comprar la potencia firme en conjunto, por medio de una subasta de capacidad firme donde los generadores compitan entre sí.

Las opciones que los generadores ofertan son sus compromisos de potencia y los ingresos que perciben corresponden a los productos potencia y energía. En cuanto a la remuneración de las opciones, se valorizan a precio marginal, recibiendo un monto mayor que el presentado en la oferta. Esta diferencia de precios se adjudica al pago por capacidad, dejando una clara señal de beneficiar los bloques de potencia más seguros para el sistema.

Una opción es un instrumento financiero que se establece en un contrato que la da al tenedor o comprador el derecho, más no la obligación, de comprar o vender alguna acción o valor (activo subyacente) a un precio predeterminado (strike o precio de ejercicio) en una fecha predeterminada (fecha de vencimiento) [JAIM03]. El agente que vende la opción, normalmente un generador, recibe una prima para compensar al comprador, en caso de que el precio de la energía supere el precio de ejercicio. El comprador de la opción es quien paga la prima, a cambio del beneficio que le representa la compra por debajo de un precio tope, al margen del comportamiento del mercado.

El compromiso adquirido implica renunciar al beneficio que se puede obtener cuando el precio del mercado se eleva por encima del precio de ejercicio. En el caso de que el

generador no pueda producir, tiene que pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado.

Al igual que otros mecanismos basados en el mercado, presenta el inconveniente de que se puede ejercer abuso de poder si existe un nivel significativo de concentración horizontal.

3.5 CARACTERIZACIÓN DEL MECANISMO DE SUMINISTRO EN EL MEM DE LA REP. DOM.

Una revisión del mecanismo de seguridad de suministro en el MEM de la República Dominicana, permite identificar en el conjunto de enfoques regulatorios de los mercados competitivos orientados a garantizar la fiabilidad del sistema, el siguiente diseño conceptual adoptado por la regulación:

Concepto	Tipo	Modelo RD
Mecanismo de Seguridad de Suministro	De Precio	●
	De Cantidad	
Caracterización del Mercado	Leave It to the Market	
	Capacity Payment	●
	Essentials Generators	
	Capacity Markets	
	Reliability Options	
Metodología de Cálculo de Potencia Firme	Técnicas Heurísticas	
	Técnicas de Convolución	●
	Optimización del Despacho	
Criterio del Pago por Capacidad	Mantener Margen de Reserva	
	Establecer Price Cap	
	Disponibilidad en Momento de Escasez	●

Tabla 3.1. Modelo Conceptual de la Regulación de Seguridad de Suministro en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana.

CAPÍTULO 4

4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

4.1 CASO COLOMBIA

Descripción

En el año 1994, la Comisión de Regulación de Electricidad y GAS (CREG) inició un proceso de reestructuración del mercado eléctrico colombiano, promulgando las reglamentaciones básicas y dejando en funcionamiento un mercado eléctrico mayorista competitivo. Hasta el año 2006 se mantuvo vigente un mecanismo que pagaba a los generadores por su aporte al cubrimiento de las necesidades de energía. Esta remuneración también contemplaba la potencia y se determinaba a partir de una simulación de la operación en condiciones de hidrología seca y demanda proyectada máxima, con un precio calculado por el regulador a partir del costo fijo de una tecnología eficiente de punta y adjudicado en función de la disponibilidad a las unidades de generación. En relación al esquema de recaudación, la demanda pagaba el cargo por capacidad en forma homogénea dentro del precio total de la energía.

El cambio del mecanismo no fue por causas de insuficiencia de suministro, sino porque en su aplicación se detectaron fuertes variaciones en los ingresos de los generadores de un año a otro, y entre otras razones: el método de asignación era muy cuestionado, no quedaba claro el producto que se estaba remunerando y tampoco existían controles de penalización por incumplimiento de entrega en los períodos de escasez. Sobre la base de los inconvenientes asociados al método, en el año 2000 se propone un mecanismo de opciones de confiabilidad en lugar del cargo por capacidad. Esta alternativa planteaba un pago a los generadores en proporción a la capacidad firme que podrían ofrecer al sistema y penalización por incumplimiento del compromiso exigido. Su funcionamiento era semejante a una opción financiera de tipo call, porque el precio de los períodos críticos era conformado cuando el precio de escasez era superado. Partiendo de la propuesta, en el año 2006 se realizan algunos ajustes para su inicio en la práctica.

La implementación del nuevo mecanismo de capacidad tiene el objetivo de crear un incentivo a los agentes del mercado para aumentar su aporte a la firmeza, compuesta por la disponibilidad de generación (en el corto y el mediano plazo) y por la suficiencia (necesaria capacidad instalada para el largo plazo). En relación con los incentivos, el mecanismo implica la definición del período crítico, la contribución de las unidades en estos períodos y las características del producto confiabilidad (compromisos, tiempo de vigencia y salvaguardas).

El concepto que respalda la definición del producto confiabilidad se sustenta en la existencia de “Obligaciones de Energía Firme – OEF”, que corresponden a los compromisos de los generadores, respaldados por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. La energía firme para el cargo por confiabilidad es la máxima cantidad de energía eléctrica que puede comprometer la planta, y se determina a partir de un conjunto de reglas establecidas por el regulador, en las cuales se consideran las plantas existentes, el índice de indisponibilidad histórica por salidas forzadas y la disponibilidad de combustible. En el caso de las centrales hidráulicas, la energía firme corresponde a una optimización de la energía mensual producible por las plantas durante el año. En este último caso no se toma en cuenta la capacidad de gestión interanual de algunas hidroeléctricas de embalse, motivando una subestimación de la energía firme de las plantas que tienen una capacidad importante de almacenamiento.

Una vez se ha determinado la OEF, se subasta entre los generadores que se requieren para cubrir la demanda del sistema, determinando un precio de obligación (prima). En la subasta pueden participar generadores existentes y nuevos. El generador con una OEF asignada se remunera por comprometer la entrega de una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral establecido por la CREG (precio de escasez). Esta remuneración es liquidada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del MEM y es pagada por los usuarios del sistema a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Por el lado de la demanda, el regulador (la CREG) determina la energía prevista a futuro más un cierto margen de reserva.

La penalización contemplada en el mecanismo se activa cuando se ejerce la OEF y el generador no tiene la energía comprometida y requerida por despacho. En todo caso, el generador paga siempre la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, multiplicado por la cantidad de energía comprometida y no generada.

Aspectos relevantes: Colombia vs. República Dominicana

- Los esquemas normativos aplicados en Colombia y República Dominicana coinciden en asignar a las unidades de generación (térmicas e hidráulicas) una remuneración que reconoce el aporte realizado a la seguridad del sistema. En cuanto a la OEF en Colombia y a la Potencia Firme en República Dominicana, la remuneración de las plantas térmicas se asocia con la disponibilidad física e histórica, y la disponibilidad por combustible. En el caso de las unidades hidroeléctricas, se remunera en función de la energía disponible para un año hidrológico.
- Un vistazo al tipo de fuente que conforma el parque de generación en Colombia indica que la participación de unidades hidroeléctricas utilizadas para abastecer la demanda supera ligeramente el 80% [MMEC10], razón por la cual se considera que las condiciones más críticas de suministro se presentan en los años con hidrología crítica. En base a lo anterior se puede entender la razón por la cual se considera el problema de suministro como un problema de carácter energético y no de potencia instantánea, justificando el esquema de remuneración proporcional a la obligación de energía firme. En el caso de la República Dominicana, el porcentaje de participación hidroeléctrica alcanza 16% [MEMO11].
- En contraposición con el esquema aplicado en Colombia, la República Dominicana valoriza las potencias firmes y las demandas de potencia de punta aplicando factores de nodo de potencia.

4.2 CASO PERÚ

Descripción

El mercado eléctrico mayorista de Perú está conformado por un mercado de corto plazo y un mercado de contratos a plazo. Su funcionamiento se corresponde con el tipo de pool obligatorio y es operado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), hasta julio del año 2006, los incentivos para expandir la generación en Perú estaban basados en las señales de precios del mercado de contratos, a precio regulado. Debido a que las señales de precios no fueron suficientes para atraer nueva generación, en parte debido a los altos costos variables de producción de las centrales marginales y debido a la volatilidad de los precios de los combustibles, el precio spot se mantuvo por encima del precio regulado, motivando que las empresas de distribución no pudieran recibir contratos de los generadores.

Después de julio del año 2006 entra en vigencia la ley que asegura el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, con la intención de corregir las ineficiencias de las señales provistas por la LCE. Dentro de los objetivos que propone el mecanismo encontramos los siguientes [KARE11]:

1. Asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano tanto a la volatilidad de precios como al racionamiento prolongado por falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa competitiva.
2. Reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado.

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación se calcula un precio base de la potencia de punta, sobre la base de una turbina a gas como opción más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El precio base corresponde a la anualidad de la inversión de ese tipo de central (se incluyen los costos de conexión y los costos fijos de operación y mantenimiento). El cálculo tiene en cuenta una tasa de indisponibilidad fortuita y un margen de reserva firme determinado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

En adición al pago por potencia a los generadores, el mecanismo de remuneración contempla la transferencia de potencia entre estos. Estas transferencias se determinan mensualmente tomando en consideración los ingresos garantizados por potencia firme requerida por el sistema (IGPF), los ingresos adicionales por potencia generada en el sistema (IAPF) y los egresos por compra de potencia al sistema (ECPF).

El valor económico de las transferencias por potencia se traduce en un saldo neto mensual (acreedor o deudor) para cada generador y queda determinado a partir de la expresión:

$$\text{TRANSFERENCIAS PF [en unidades monetarias]} = \text{IGPF} + \text{IAPF} + \text{ECPF}$$

Los ingresos garantizados por potencia firme resultan de valorizar la potencia firme de cada generador a un precio de potencia garantizado. Este precio de potencia se determina en la barra del generador multiplicando por un factor de nodo. En el caso de los generadores térmicos, la potencia firme remunerable es proporcional a la potencia efectiva afectada por un factor de disponibilidad, y en el caso de los generadores hidráulicos corresponde a la energía generable en condiciones de hidrologías secas, con una probabilidad de excedencia determinada por la reglamentación.

La determinación del ingreso garantizado por potencia firme se realiza por medio de un despacho de potencia para la hora del pico mensual. En este despacho se ordenan las

centrales por costo variable de producción (de menor a mayor) y cada central térmica participa con su potencia efectiva o la máxima generable en el caso de las hidráulicas. Si la sumatoria de estas potencias es menor que la demanda máxima de pico más la reserva, entonces se paga a todos los generadores por la totalidad de su potencia firme. Si esta sumatoria es mayor, entonces se despachan las centrales en un flujo de potencia óptimo que incluye las restricciones de la red, y se remuneran las potencias resultantes de este flujo.

El tratamiento de los ingresos adicionales por potencia generada para cada generador de determina multiplicando su generación real horaria por un precio horario de la potencia en la barra del generador. Este precio depende de la probabilidad de no suministro en cada hora y es establecido por el Ministerio de Energía y Minas.

Los egresos por compra de potencia al sistema resultan de valorizar las demandas coincidentes, al precio de potencia de punta, con la carga máxima mensual y de los consumidores que son suministrados por contratos con el generador.

Aspectos relevantes: Perú vs. República Dominicana

- El esquema regulatorio que se aplicó inicialmente en el Mercado Eléctrico Mayorista de Perú era similar al vigente en la República Dominicana. La modificación implementada en Perú a partir de Julio de 2006 estableció un pago proporcional a la potencia firme del sistema en su conjunto y otro en proporción a la potencia horaria generada.
- En ambos mercados, la remuneración por capacidad depende de la ubicación de las plantas de generación, ya que consideran el efecto de las pérdidas marginales de transporte que se producen. En Perú, los factores de nodo de potencia se aplican sobre la base de un sistema de transporte económicamente adaptado, que puede ser diferente al existente.

4.3 CASO CHILE

Descripción

La evolución del mercado eléctrico de Chile hacia la libre competencia, en el año 1978, apostó al funcionamiento del mercado entendiendo que era capaz de generar los incentivos necesarios para garantizar la inversión en generación.

Al analizar las características del sector que influyen en la inversión y en el suministro, observamos un país con limitaciones de recursos energéticos, concentrados en la hidrología como principal fuente primaria y propia de generación eléctrica y en la importación de hidrocarburos. En este renglón cabe señalar que el gas natural es importado mediante seis gasoductos desde Argentina, aunque los volúmenes transados en los últimos años han sido muy bajos.

El mercado se compone de un mercado de corto plazo (spot) y un mercado de contratos para clientes regulados. El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema o el costo de falla si hay escasez. Los precios spot de energía y de potencia en el mercado eléctrico mayorista se calculan en los distintos nodos mediante factores de penalización de energía y de potencia de punta que consideran las pérdidas marginales de transporte de energía y de potencia, respectivamente.

En el mercado spot concurren los generadores, comercializando las diferencias entre su generación real y las ventas por contratos. Los distribuidores no participan en el mercado spot y deben adquirir la totalidad de su energía mediante contratos, por esta razón, la mayor parte de la capacidad instalada de generación debe contar con contratos de suministro. El horizonte mínimo de vigencia de estos contratos de abastecimiento de las distribuidoras para clientes regulados es de 3 años. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, dichos contratos deben ser licitados públicamente.

En relación con la remuneración a la capacidad de generación, cada generador debe estar en condiciones de satisfacer, en cada año, la demanda de los clientes con quienes ha contratado (coincidente con la punta del sistema), mediante su propia potencia firme y con la adquirida por contratos desde otros generadores, creando de esta manera un mercado de transferencias de potencia de punta. Los generadores que resulten deficitarios deben adquirir la potencia de punta de aquellos que resulten excedentarios. Las horas de punta son aquellas horas en las que existe la mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.

Los cálculos de las transferencias de potencia de punta se realizan inicialmente con una potencia firme preliminar. Se entiende por potencia firme preliminar a la potencia que el generador puede aportar con un porcentaje de confiabilidad predeterminada en las horas de punta. En el cálculo de esta potencia se deben considerar las indisponibilidades mecánicas, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y las características técnicas de las unidades.

La potencia firme de un generador se obtiene multiplicando la potencia firme preliminar por el cociente entre la demanda del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares de todos los generadores.

Cada año el CDEC calcula en diciembre, las transferencias previstas para el año próximo, de acuerdo a los contratos vigentes, lo que genera pagos mensuales. Una vez ocurrida la demanda máxima de cada año, el CDEC recalcula las transferencias de potencia según las demandas reales.

El cálculo de la potencia firme ha sido objeto de discusiones conceptuales, generando diferencias entre los centros de despacho de carga: Central (CDEC-SIC) y del Norte Grande (CDEC-SING). Dentro de estas se pueden identificar dos tendencias: una en la línea de suficiencia del sistema y la otra en torno a la seguridad del sistema. Estas posiciones han motivado dos interesantes definiciones de potencia firme; la primera es

entender el concepto de potencia firme como un derivado del bien económico potencia, es decir, asociado al complemento de la remuneración, que sumado al pago por ventas de energía a costo marginal, define la renta del parque generador. En esta línea se define la potencia como una señal de inversión y de suficiencia. En el segundo caso, la potencia firme es una señal de inversión y de seguridad, concebida como un atributo de las unidades de generación, para aportar a la seguridad del sistema, y por lo tanto, valora la habilidad de estar presente ante los requerimientos intempestivos de potencia.

En el estudio de determinación de elementos conceptuales y contenido regulatorio se propone eliminar el término “potencia firme” y crear un nuevo término llamado “potencia de suficiencia”, que representa a la capacidad de potencia a remunerar que satisface la suficiencia [MECN04]. Dentro de las conclusiones resueltas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), tras las diferencias presentadas por los centros de despacho, se conserva el pago de potencia por concepto de suficiencia, y de forma transitoria se incluye el atributo de seguridad como parte de la remuneración. Aunque la Ley General del Sector Eléctrico establece el tratamiento separado de ambos atributos, el Ministerio de Energía contempla su separación después de reglamentar los servicios complementarios, a través del cual se reconocerá la remuneración del atributo de seguridad [MEGI12].

Aspectos relevantes: Chile vs. República Dominicana

- En Chile las distribuidoras no participan en el mercado spot. En la República Dominicana, por normativa el ente regulador debe garantizar, al menos un 20% de participación de las distribuidoras en el mercado spot [LGE07].
- El mecanismo de pago por capacidad aplicado en la República Dominicana es una adaptación del procedimiento utilizado en Chile. Una comparación de ambos procedimientos revela que la determinación de las potencias firmes de las unidades de generación térmicas parte de los mismos principios básicos.

-
- Al igual que en Perú, los factores de nodo de potencia en Chile se realizan para un sistema de transporte económicamente adaptado, motivando que la red pueda ser diferente a la existente.

4.4 CASO ARGENTINA

Descripción

La generación es una actividad que se desarrolla en competencia desde el inicio de la década de los 90, en un mercado administrado por CAMMESA (Entidad Encargada del Despacho) conforme a los criterios normativos definidos por la SE (Secretaría de Energía), y participa en un mercado de corto plazo (spot), un mercado de generación para clientes regulados y un mercado de generación para clientes libres.

En el mercado spot hay un precio establecido en forma horaria, definido como el costo marginal de generación en el despacho económico. Debido a inconvenientes asociados con el abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas, se fijó un price-cap mediante resolución. El precio de la electricidad en cada nodo es igual al precio de mercado afectado por el valor de las pérdidas marginales provocadas por transporte.

La energía que se destina a los clientes regulados es comprada por las distribuidoras al precio spot. Como medida de protección al consumidor, existe un fondo de estabilización destinado a evitar que se produzcan fluctuaciones del precio spot que puedan trasladarse a la tarifa.

En el mercado de generación para clientes libres existen tres categorías de clientes libres, de acuerdo a la modalidad de consumo: los Grandes Usuarios MAYores (GUMA) con una demanda mayor o igual a 1 MW, los Grandes Usuarios MENores (GUME) con una demanda comprendida entre 30 kW y 2 MW y los Grandes Usuarios PARTICULARes (GUPA) con una demanda entre 30 kW y 100 kW. El solape de rangos de consumo da la posibilidad de clasificar en una de dos categorías posibles. La modalidad de contrato y su duración depende de la categoría de cliente libre. Los usuarios GUMA pueden contratar mensualmente un mínimo de 50% de sus necesidades de suministro, los

GUME y GUPA pueden contratar el 100% de su demanda con contratos de duración mínima de 6 meses y 1 año, respectivamente.

En cuanto a la remuneración por potencia, cada generador recibe un pago en función de la asignación de una remuneración base de potencia, más los servicios de reserva de corto y mediano plazo.

La remuneración base de potencia que se paga a los generadores consiste en un pago a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas, por un servicio que reconoce la disponibilidad para operar. Esta componente de la remuneración se realiza en las horas de remuneración de la potencia (HRP), en forma independiente del despacho real. Las HRP son las horas de alta y media demanda de días hábiles.

Para determinar la indisponibilidad forzada de las unidades de generación, CAMMESA acepta la informada por los generadores, siempre que dichos valores se encuentren dentro del 10% de la indisponibilidad histórica (últimos 3 años).

En ese orden, cada máquina térmica que recibe la remuneración base de potencia tiene la obligación de operar de conformidad con los requerimientos del Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA), sujeto a las restricciones operativas declaradas ex ante.

La remuneración de las centrales hidroeléctricas equivale a su potencia media hidrológica en las horas HRP.

En condiciones de hidrología crítica, el mecanismo garantiza un pago mínimo igual al despacho previsto en las HRP del año siguiente, tomando en cuenta una disponibilidad de 85%.

Las centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no reciben remuneración base de potencia por dicha potencia.

La remuneración de la potencia de reserva se efectúa a las máquinas térmicas que están listas para entrar en servicio en menos de veinte minutos. Esta componente de la remuneración si depende del despacho.

El pago por capacidad se resume en la siguiente expresión:

$$\text{REMUNERACIÓN PF [en unidades monetarias]} = \text{PAD} \times \text{PPAD} \times \text{HRP} + \text{PV}_{\text{res}} \times$$

donde,

PAD es la potencia puesta a disposición (obligación de potencia) vendida en el mes. Su valor se corresponde con la máxima potencia neta que en una hora determinada puede entregar un generador al MEM, considerando sus limitaciones propias y las restricciones de transporte, y descontando los consumos para alimentar sus servicios auxiliares.

PPAD es el precio de la potencia puesta a disposición. Está dado por la suma de un precio base más un precio por confiabilidad.

HRP es el número de horas en el que se valoriza la potencia.

PV_{res} es la cantidad de potencia vendida como reserva.

P_{res} es el precio de la reserva que corresponde al costo de operación de la máquina más cara de las seleccionadas como reserva.

La idea de remunerar a las plantas en operación y a todas aquellas que presenten disponibilidad durante las horas de mayor demanda (siendo estas horas predeterminadas de antemano por el regulador), viene del problema que resulta de remunerar sólo la potencia asociada al despacho, ya que se crea un incentivo perverso a sub-declarar el

costo de producción, con la intención de asegurar su participación en el despacho y recibir el extra pago [BATL10].

Aspectos relevantes: Argentina vs. República Dominicana

- Ambos mecanismos comparten el criterio de remunerar la capacidad conforme al aporte de seguridad realizado al sistema.
- En Argentina se remunera la potencia en las horas fuera de valle, es decir en las horas de llano y de punta. En la República Dominicana se remunera la potencia sólo en horas de punta.

4.5 CASO PANAMÁ

Descripción

El marco normativo del sector eléctrico es del año 1997, y en el mismo se establece que las actividades de transmisión, distribución y comercialización son reguladas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mientras que la generación se desarrolla en competencia.

En el caso específico de la actividad de distribución, la regulación obliga a la contratación del 100% de la energía y potencia de los clientes regulados. Los distribuidores tienen que firmar por adelantado a través de subastas públicas, tanto para su suministro de energía prevista como para sus requerimientos de capacidad, en forma conjunta o por separado [BATL10]. La obligación de contratar se realiza en el mercado de contratos en un proceso coordinado por la Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá (ETESA), de conformidad con la regulación la Ley y el Reglamento.

El mercado eléctrico mayorista de Panamá se compone de un mercado de corto plazo (spot), un mercado de contratos y un mercado de generación para clientes libres.

En el mercado spot se realizan las transacciones comerciales de energía horariamente, determinando los excedentes y déficits que surgen en cada empresa debido a los compromisos establecidos en los contratos y en atención a la realidad del consumo y la generación propia.

En cuanto a los contratos de suministro, se pueden realizar exclusivamente en potencia, en energía o en ambos productos. La contratación de un cierto monto de potencia es una reserva de potencia firme de largo plazo con compromiso de disponibilidad, para cubrir en el valor comprometido a la demanda de la parte compradora.

En un contrato de suministro de potencia firme de largo plazo, las Partes pueden especificar la potencia que quieren contratar para cada día de vigencia del contrato. El vendedor del producto potencia se tiene que asegurar de que cuenta con la potencia física instalada necesaria para la entrega del monto de potencia firme comprometido. Para la contratación de energía no se imponen restricciones en la operación física. En este caso, el vendedor asume un compromiso de entrega de la energía, pero a diferencia de la contratación de potencia, no tiene la obligación de producción propia, ya que el tratamiento de este producto en los contratos es de carácter financiero. Por el lado del comprador, existe el compromiso de pago por el bloque de energía contratado, ya sea para uso propio o para venta de excedentes en el mercado spot.

Otro tipo de contrato es el denominado “contrato de reservas”, en donde un agente productor puede comprar potencia y energía a otro agente productor para vender en el mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en contratos de suministro con terceros. Esta transacción se realiza siempre que el excedente de potencia y energía no haya sido comprometido en otros contratos, o en aportes de reserva para servicios auxiliares.

En el mercado de generación para clientes libres participan generadores y clientes cuya demanda supere los 100 kW. Los mismos pueden pactar precios libremente o acogerse al mecanismo de tarifas reguladas. A partir de junio del año 2010, los clientes libres también pueden comprar la energía en el mercado spot o a través de contratos, y la potencia se le asigna a través de la distribuidora de la zona.

En Panamá existen dos tipos de clientes libres o grandes clientes, que son los activos y los pasivos.

Un gran cliente activo decide sus compras de energía y/o potencia directamente en el mercado eléctrico mayorista, pudiendo comprar mediante contratos y/o en el mercado spot, siendo responsable de todos los cargos resultantes, y de la instalación y

mantenimiento de los equipos que sean necesarios para la medición y de todo el intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Un gran cliente pasivo es aquel que decide comprar toda su energía y/o potencia a través de un contrato de suministro con otro agente del mercado, en el cual delega el pago de todos los cargos resultantes del mercado eléctrico mayorista, así como la instalación y mantenimiento de los equipos que sean necesarios para la medición y todo el intercambio de información con el CND.

En el contexto de la definición, la potencia firme es aquella capaz de garantizar cada unidad o grupo de generación en condiciones de máximo requerimiento, en función de sus características técnicas y de operación. Este valor es declarado por los generadores térmicos. En el caso de los generadores hidráulicos, el valor lo determina el CND considerando la disponibilidad por efecto hidrológico. Para estos fines se consideran las características del embalse, la capacidad de regulación en punta, la topología de otras centrales que intervienen en la misma cuenca y las características de la central. En el caso de las centrales eólicas, se toma en cuenta el régimen de vientos. En todos los casos, la probabilidad de excedencia debe ser superior al 95%.

Por último, Panamá remunera el servicio de reserva auxiliar en dos esquemas, uno de corto plazo en el que se requiere una reserva operativa, rodante y fría, para cada hora a fin de mantener la frecuencia, la seguridad y la calidad del sistema. Y por otro lado está el servicio auxiliar de reserva de largo plazo, que tiene la finalidad de garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes. Una parte de esta reserva se dedica exclusivamente a la garantía de suministro y otra (la demanda no contratada) a la energía asociada con dicha reserva de potencia.

La potencia firme que no ha sido contratada puede participar en el servicio de reserva auxiliar de largo plazo mediante una subasta en la que los generadores ofrecen un precio, con un máximo establecido por la regulación. Se ordenan las ofertas y se van aceptando de menor a mayor hasta completar los requerimientos por demanda no contratada más la

requerida para garantizar la calidad del servicio. El precio del servicio se corresponde con el de la oferta aceptada de mayor precio. Si por razones de indisponibilidad un generador no puede cumplir con su potencia firme, debe ir al mercado de reserva de corto plazo.

Aspectos relevantes: Panamá vs. República Dominicana

- En Panamá, los contratos de energía son financieros y los de potencia no. En la República Dominicana se pueden realizar contratos financieros en ambos productos.
- En Panamá se remunera potencia firme a las centrales eólicas, en la República Dominicana no.
- El soporte conceptual que se utilizaba para determinar los requerimientos de potencia firme, en ambos países, es el método de la convolución.

4.6 CASO ESPAÑA

Descripción

El mercado eléctrico mayorista de España fue objeto de un proceso de liberalización en el año 1998. Por un lado estaba presente el compromiso de la Unión Europea en su iniciativa de crear un mercado común de la electricidad; y por otro lado estaba el resultado esperado de liberalizar, esto es, tratando de encontrar una mezcla óptima de regulación y competencia para alcanzar una mayor eficiencia económica del mercado.

De inicio, la remuneración que proporcionó el mecanismo de garantía de potencia era extraordinaria y se determinaba a partir de una tasa de disponibilidad media para las centrales térmicas, más un requerimiento de producción anual mínimo. El cálculo de esta remuneración para las centrales hidráulicas era realizado considerando la media de producción histórica. Este esquema de remuneración fue muy criticado por la ligereza de tratamiento de la dimensión firmeza, por la falta de incentivos eficaces para los generadores estar disponibles cuando fuera requerido o sancionado por estar indisponible, y debido a la inestabilidad que presentaba en la dimensión de la suficiencia: El volumen total de los pagos por este concepto se redujo de 7.8 €/MWh en el 1998 a 4.8 €/MWh en el 2006 [BATL10].

Los problemas que surgieron con la aplicación del mecanismo, y la revisión de otras experiencias de liberalización, como fue la crisis californiana caracterizada por una serie de apagones consecutivos, motivaron un cambio del modelo, y en el año 2007 se implementó un nuevo diseño que diferenció las componentes del servicio para incentivar la disponibilidad por un lado, y la inversión por el otro.

En el incentivo a la disponibilidad, el operador del sistema tiene la facultad de participar en el mercado de contratos bilaterales, considerando una duración que no exceda un año y tomando en cuenta centrales de punta. En cuanto a la inversión, se reconoce un pago

anual de capacidad a unidades superiores a 50 MW durante sus primeros diez años de operación. La condición de los diez años tiene el objetivo de premiar a los ciclos combinados que están en operación desde el inicio del mercado en el 1998 [BATL10].

El incentivo a la inversión depende de un índice de cobertura calculado por el Operador del Sistema. Un valor de este índice por debajo de 1.1 condiciona el pago a 28,000 euros por MW por año. Si el índice está por encima de 1.1 se aplica un criterio para su reducción [BATL10]. El índice de cobertura se determina como el cociente entre la punta de la demanda y la potencia máxima disponible. La potencia máxima disponible se calcula como la potencia instalada multiplicada por un factor de disponibilidad que varía según la tecnología. En el caso de centrales hidráulicas, se asume un valor de 100%, en el caso de las centrales de bombeo y de las térmicas se considera un 95%, en cogeneración y régimen especial un 42%, eólica 7.5%, minihidráulica 24%, centrales cuyo combustible sea biomasa 45%, residuos sólidos 55% y solar 5%. Las centrales de generación que reciben este pago tienen la obligación de permanecer disponibles durante un semestre más del 75%.

El incentivo a la disponibilidad establece una serie de contratos gestionados por el operador del sistema, a través de los cuales, las centrales que sean requeridas por este deben poner su capacidad a disposición.

La estructura funcional del mercado que sirve de soporte al mecanismo de garantía de potencia comprende un:

1. Mercado diario, que dispone de una oferta y una demanda de energía cazados mediante un sistema de subastas, con entrega para el día siguiente. Existe un mecanismo de ajuste que se resuelve en el mercado intradiario, en caso de requerir alguna modificación.
2. Mercado de contratos bilaterales físicos de mediano y largo plazo.

-
3. Mercado de servicios complementarios, administrado por el operador del sistema eléctrico: Red Eléctrica de España.

Aspectos relevantes: España vs. República Dominicana

- El modelo regulatorio implementado en España (garantía de potencia) y en República Dominicana (potencia firme) corresponde al mecanismo de pagos por capacidad.
- En España el operador del sistema (Red Eléctrica de España) tiene la facultad de participar en el mercado de contratos bilaterales, en la República Dominicana el mercado de contratos para compra y venta de electricidad es libremente pactada, no obstante y de forma implícita, se entiende que el operador del sistema (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana – ETED) determina sus compromisos en las transacciones económicas de energía y de potencia en función de la suma algebraica de los saldos de los demás agentes, en consecuencia, no puede actuar como agente vendedor o comprador en un contrato, a través de los mecanismos de valorización de energía y de potencia, y conforme a la normativa vigente (Ley General de Electricidad 125-01 y Reglamento de Aplicación).
- España reconoce un pago anual de capacidad, durante los primeros 10 años de operación, a los generadores que superan 50MW.
- El libro blanco propone mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico español introduciendo elementos importantes al mecanismo de garantía de potencia, entre estos está el compromiso de los generadores de proporcionar la potencia asignada en los momentos cercanos al racionamiento a cambio de recibir el pago por capacidad, y para esto se establece una penalización por fallar [PERE05]. En

la República Dominicana se penaliza la indisponibilidad, sin embargo, representa una señal débil porque su efecto se diluye en una modulación temporal muy amplia (10 años).

CAPÍTULO 5

5. REVISIÓN REMUNERACIÓN PAGO POR POTENCIA FIRME EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

5.1 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE POTENCIA FIRME PARA LAS CENTRALES TÉRMICAS

Generalidades

El Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 precisa el concepto de Potencia Firme y los detalles a considerar para su determinación. De inicio, el Artículo 1 define la Potencia Firme como la potencia que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad, la cual será calculada de acuerdo al procedimiento que se define en el reglamento.

La determinación de las potencias firmes de las unidades generadoras se realiza con las informaciones actualizadas al mes anterior, de la base de datos de indisponibilidad y del sistema. Al momento de determinar las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los Agentes del MEM, el Organismo Coordinador del SENI (OC) debe considerar los compromisos de potencia que han sido establecidos en los Formularios de Administración de Contratos y al estimado de la Demanda Máxima Anual coincidente.

Finalmente, en el Artículo 268 del RLGE se especifica la determinación de las potencias firmes de generadores con unidades propias y con potencias firmes contratadas con terceros; y muestra la relación de las potencias firmes del conjunto de generadores con el total de retiros, como se muestra a continuación:

“La potencia Firme de cada generador será calculada como la suma de las Potencias Firmes de sus propias unidades generadoras más las de aquellas que tengan contratadas con terceros. La suma de las Potencias Firmes del conjunto de todas las unidades generadoras será igual a la demanda máxima del SENI”.

Un detalle que se infiere a partir del Artículo 268, es la abstracción de las limitaciones de la red de transporte, al considerar que la potencia que puede abastecer el SENI es la

suma de las potencias que entreguen las unidades generadoras que lo conforman. No obstante, cada unidad de generación está sometida a fenómenos que hacen que la potencia disponible sea una variable aleatoria, y en consecuencia, la potencia disponible del conjunto de unidades también será una variable aleatoria.

En el caso de centrales termoeléctricas, la reducción de potencia con relación a la potencia efectiva neta (fuera de los períodos por mantenimiento programado o por limitaciones de combustible) proviene de fallas en los equipos o elementos que la componen. Si estos elementos no son comunes a las unidades que conforman el generador o a los generadores que conforman el parque, las variables son independientes.

Descripción del Procedimiento

El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI se describe en el artículo 269 del RLGE y comprende la siguiente secuencia de actividades:

- Literal **a** del Artículo 269: “*Se determinará la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar, con un nivel de seguridad del SENI que esté en el rango de noventa y cinco por ciento (95%) a noventa y ocho por ciento (98%). Para esto se inicia el cálculo con el valor de noventa y cinco por ciento (95%)*”.

Para determinar la potencia total del conjunto se considera el supuesto de que las potencias disponibles en las distintas centrales son independientes. Por tanto, en el caso de las centrales termoeléctricas, la única indisponibilidad es la falla de equipos, motivando la representación por dos estados posibles que son potencia cero o

potencia efectiva neta. Si llamamos PDIS a la variable aleatoria correspondiente a la potencia disponible, la distribución de probabilidad de ocurrencia será igual a la indisponibilidad (IND) cuando PDIS es cero y a la disponibilidad (1-IND) cuando PDIS es igual a la potencia efectiva neta (P), como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}\text{Prob}[PDIS = 0] &= \text{IND} \\ \text{Prob}[PDIS = P] &= 1 - \text{IND}\end{aligned}$$

No existe un enfoque único para asociar la potencia disponible con la probabilidad de ocurrencia, ejemplo de otras alternativas son:

- Varios estados con potencias intermedias, si las características de la unidad y la normativa lo permiten.
- Una distribución de probabilidad para cada unidad independiente en una central, agrupándolas si se quiere tener una distribución de probabilidad de la central. Lógicamente, si existen elementos en común (ej. La misma caldera), la central debe tratarse como un todo.

Aplicando el método probabilístico de la convolución se obtienen las potencias disponibles tomando en cuenta el conjunto de unidades que se pueden encontrar generando. A continuación se muestra una forma recursiva de convolución que permite evaluar centrales de diferentes capacidades y tasas de indisponibilidad:

$$D_n(X) = (1 - \text{IND})_n \cdot D_{n-1}(X - P_n) + \text{IND}_n \cdot D_{n-1}(X)$$

$$D_{n-1}(X - P_n) = 0 \quad \forall (X - P_n) < 0$$

en donde,

n es el número de centrales que se van considerando en cada una de las iteraciones.

$(1-IND)_n$ es la probabilidad que la central n se encuentre disponible.

IND_n es la probabilidad que la central n se encuentre fuera de servicio.

P_n es la potencia efectiva neta de la central n .

$D_n(X)$ es la probabilidad de que X_{MW} estén disponibles al tener n centrales en línea.

Para una mejor comprensión en la aplicación del método de la convolución, se muestra un ejemplo para un sistema térmico con la secuencia de pasos a considerar. Los datos se muestran a continuación:

DATOS UNIDADES TERMOELÉCTRICAS		
UNIDAD DE GENERACIÓN	INDISPONIBILIDAD	POTENCIA EFECTIVA NETA
	[%]	[MW]
G1	15%	100
G2	10%	50
G3	20%	60
G4	30%	80

Tabla 5.1. Datos Ejemplo de Aplicación Método de Convolución

Como primer paso se determinan los estados de demanda. El primero será igual a cero MW y los demás estados se calculan como un combinatorio de N unidades de generación tomadas desde i igual a 1 hasta N . Los estados no deben repetirse, y en caso de que ocurra se toman una sola vez. La expresión a utilizar es:

$$\# \text{Estados } X_{MW} \leq \left[1 + \sum_{i=1}^N \binom{N}{i} \right]. \text{ Para } N = 4 \text{ el número de estados será } = 16.$$

Para cada estado de X_{MW} , las iteraciones se realizan con “n” unidades, en donde “n” aumenta en la medida que se agregan unidades hasta llegar a evaluar las “N” que completan el total de unidades de generación térmicas. Aunque el orden no es relevante, se recomienda se vayan agregando con un orden de prioridad, como las de mayor potencia efectiva, mayor indisponibilidad, etc.

Antes de iniciar con las iteraciones se recomienda la creación de una unidad ficticia (G0) con una potencia efectiva neta igual a cero MW, una probabilidad de 1 para generar cero MW y probabilidades igual a cero para todos los demás estados X_{MW} .

En la tabla siguiente se muestra el resultado de utilizar el método de la convolución para determinar todas las probabilidades.

G_n	G0	G1	G4	G3	G2
P_n	0	100	80	60	50
$(1-IND)_n$	0	0.85	0.70	0.80	0.90
IND_n	1	0.15	0.30	0.20	0.10
X_{MW}	D0	D1	D2	D3	D4
0	1	0.15	0.045	0.009	0.001
50	0	0	0	0	0.008
60	0	0	0	0.036	0.004
80	0	0	0.105	0.021	0.002
100	0	0.85	0.255	0.051	0.005
110	0	0	0	0	0.032
130	0	0	0	0	0.019
140	0	0	0	0.084	0.008
150	0	0	0	0	0.046
160	0	0	0	0.204	0.020
180	0	0	0.595	0.119	0.012
190	0	0	0	0	0.076
210	0	0	0	0	0.184
230	0	0	0	0	0.107
240	0	0	0	0.476	0.048
290	0	0	0	0	0.428
Σ	1	1	1	1	1

Tabla 5.2. Resultados Método de la Convolución para N = 4.

Con estos valores se puede construir una curva de probabilidad acumulada que tome en cuenta al conjunto de centrales térmicas.

Una forma directa de convolucionar las probabilidades de ocurrencia de cada estado X_{MW} consiste en crear una tabla binaria. Para $N = 4$ existen 2^4 posibles combinaciones (con X_{MW} no repetidos) de unidades de generación, entregando potencia efectiva neta o permaneciendo fuera de línea (indisponible para el sistema). Y dado que un generador tiene asociada una disponibilidad por entregar potencia y una indisponibilidad por no hacerlo, se crea una tabla con las probabilidades de ocurrencia en cada estado y se multiplican, como se muestra a continuación:

POTENCIAS POR ESTADO X_M					PROBABILIDADES POR ESTADO X_M				
G1	G2	G3	G4	TOTAL	G1	G2	G3	G4	TOTAL
100	50	60	80	290	0.85	0.9	0.8	0.7	0.428
100	50	60	0	210	0.85	0.9	0.8	0.3	0.184
100	50	0	80	230	0.85	0.9	0.2	0.7	0.107
100	50	0	0	150	0.85	0.9	0.2	0.3	0.046
100	0	60	80	240	0.85	0.1	0.8	0.7	0.048
100	0	60	0	160	0.85	0.1	0.8	0.3	0.020
100	0	0	80	180	0.85	0.1	0.2	0.7	0.012
100	0	0	0	100	0.85	0.1	0.2	0.3	0.005
0	50	60	80	190	0.15	0.9	0.8	0.7	0.076
0	50	60	0	110	0.15	0.9	0.8	0.3	0.032
0	50	0	80	130	0.15	0.9	0.2	0.7	0.019
0	50	0	0	50	0.15	0.9	0.2	0.3	0.008
0	0	60	80	140	0.15	0.1	0.8	0.7	0.008
0	0	60	0	60	0.15	0.1	0.8	0.3	0.004
0	0	0	80	80	0.15	0.1	0.2	0.7	0.002
0	0	0	0	0	0.15	0.1	0.2	0.3	0.001

Tabla 5.3. Resultados Potencias y Probabilidades de Ocurrencia para $N = 4$.

Un vistazo a los resultados ordenados de potencias y probabilidades, en las tablas 5.2 y 5.3, indica claramente que se trata del mismo mecanismo.

Una vez que la convolución se ha completado para todas las centrales, se conoce la distribución de probabilidades de potencia disponible para el sistema, y por tanto, la potencia puede ser entregada con un nivel de seguridad.

Para determinar la potencia total que corresponde al nivel de seguridad mínimo (95%), ordenamos de forma descendente las potencias y las probabilidades de ocurrencia, como se muestra a continuación:

POTENCIA	PROBABILIDAD	PROBABILIDAD ACUMULADA
[MW]	[p.u.]	[%]
290	0.428	42.8%
240	0.048	47.6%
230	0.107	58.3%
210	0.184	76.7%
190	0.076	84.2%
180	0.012	85.4%
160	0.020	87.5%
150	0.046	92.1%
140	0.008	92.9%
130	0.019	94.8%
110	0.032	98.0%
100	0.005	98.5%
80	0.002	98.7%
60	0.004	99.1%
50	0.008	99.9%
0	0.001	100.0%

↓

↑

EXCEDENCIA

Tabla 5.4. Potencias Totales y Probabilidades Acumuladas para N = 4.

Considerando que las iteraciones inician con un nivel de seguridad de 95% y visto que la probabilidad acumulada salta de 94.8% a 98.0%, se considera un supuesto comportamiento lineal y se interpola entre estos extremos, resultando una potencia total del conjunto de unidades de:

$$P_{\text{TOTAL}} = \left[\left[\frac{95.0 - 94.8}{98.0 - 94.8} \right] \times [110 - 130] \right] + 130 = 128.64$$

El error que puede introducir el criterio de interpolación se puede reducir incorporando intervalos de clase que permitan discretizar las potencias en la medida que se van agregando centrales.

- Literal **b** del Artículo 269: “Se repetirá el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya Potencia Firme se está evaluando”.

Continuando con el ejemplo de las 4 unidades termoeléctricas, se repite el proceso sin el generador objeto de evaluación. En este caso, la tabla resultante con $N = 3$ mostrará 8 estados X_{MW} .

A continuación se presenta el escenario con la Distribución de Probabilidad de Excedencia sin G1:

POTENCIAS POR ESTADO X_M				PROBABILIDADES POR ESTADO X_M			
G2	G3	G4	TOTAL	G2	G3	G4	TOTAL
50	60	80	190	0.9	0.8	0.7	0.504
50	60	0	110	0.9	0.8	0.3	0.216
50	0	80	130	0.9	0.2	0.7	0.126
50	0	0	50	0.9	0.2	0.3	0.054
0	60	80	140	0.1	0.8	0.7	0.056
0	60	0	60	0.1	0.8	0.3	0.024
0	0	80	80	0.1	0.2	0.7	0.014
0	0	0	0	0.1	0.2	0.3	0.006

Tabla 5.5. Resultados Potencias y Probabilidades de Ocurrencia para $N = 3$ – [sin G1].

POTENCIA	PROBABILIDAD	PROBABILIDAD ACUMULADA	
[MW]	[p.u.]	[%]	
190	0.504	50.4%	
140	0.056	56.0%	
130	0.126	68.6%	
110	0.216	90.2%	
80	0.014	91.6%	
60	0.024	94.0%	EXCEDENCIA ↓
50	0.054	99.4%	
0	0.006	100.0%	↑

Tabla 5.6. Potencias Totales y Probabilidades Acumuladas para N = 3 – [sin G1].

$$P_{\text{TOTAL sin G1}} = \left[\left[\frac{95.0 - 94.0}{99.4 - 94.0} \right] \times [50 - 60] \right] + 60 = 58.15$$

Este ejercicio se debe replicar de igual forma para los escenarios restantes.

- Siguiendo con el literal **c** del Artículo 269: “Se calculará la diferencia entre la potencia total obtenida en a), y la potencia total obtenida en b). Esta diferencia se denominará Potencia Firme preliminar de la unidad generadora termoeléctrica en cuestión”.

Continuando con el ejemplo, la Potencia Firme preliminar del generador G1 será:

$$PFP_{G1} = P_{\text{TOTAL}} - P_{\text{TOTAL sin G1}}$$

$$PFP_{G1} = 128.64 - 58.15$$

$$PFP_{G1} = 70.49 \text{ MW}$$

Las curvas de probabilidad acumulada del ejemplo se muestran a continuación para el sistema termoeléctrico de 4 unidades de generación y para el sistema sin el generador G1.

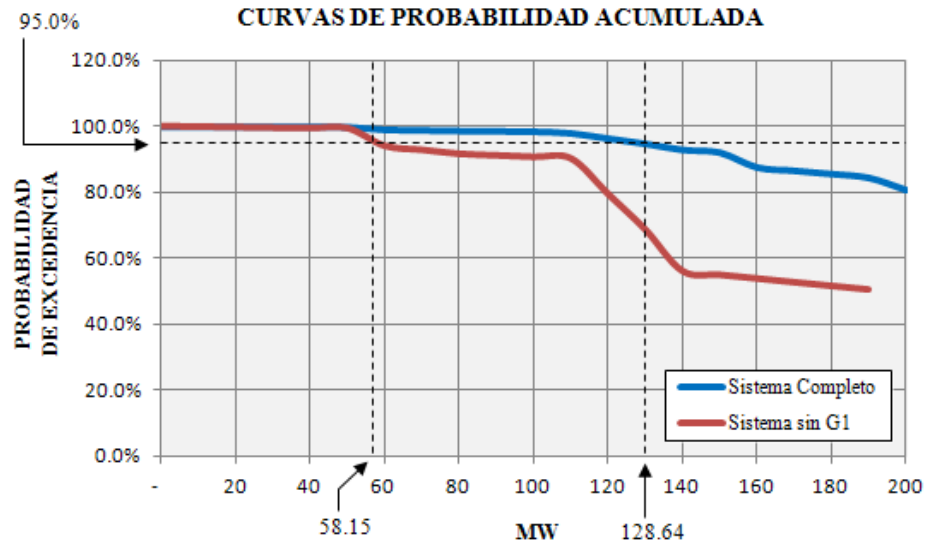


Figura 5.1. Curvas de Probabilidad Acumulada de Sistema Completo y Sistema sin G1.

Las Potencias Firmes preliminares resultantes en los escenarios restantes fueron las siguientes:

$$PFP_{G2} = P_{TOTAL} - P_{TOTALsinG2}$$

$$PFP_{G2} = 128.64 - 84.76$$

$$PFP_{G2} = 43.88 \text{ MW}$$

$$PFP_{G4} = P_{TOTAL} - P_{TOTALsinG4}$$

$$PFP_{G4} = 128.64 - 104.71$$

$$PFP_{G4} = 23.94 \text{ MW}$$

$$PFP_{G3} = P_{TOTAL} - P_{TOTALsinG3}$$

$$PFP_{G3} = 128.64 - 89.52$$

$$PFP_{G3} = 39.12 \text{ MW}$$

- Literal **d** del Artículo 269: “Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares del SENI, y la potencia total calculada según a). Esta diferencia se denominará residuo inicial.”. Esto es:

$$RESINI = \left[\sum_i PDP_{Gi} \right] - P_{TOTAL(a)}$$

A continuación se presenta la suma de las potencias firmes preliminares del ejemplo y la obtención del residuo inicial, para un nivel de seguridad de 95%.

POTENCIAS FIRMES PRELIMINARES	
NIVEL DE SEGURIDAD	95%
UNIDAD DE GENERACIÓN	POTENCIA FIRME PRELIMINAR
	[MW]
G1	70.49
G2	43.88
G3	39.12
G4	23.94
Σ	177.43

Tabla 5.7. Suma Potencias Firmes Preliminares

- Literal **e** del Artículo 269: “Se calculará la Potencia Firme inicial de cada unidad termoeléctrica, restandole a su Potencia Firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo inicial calculado en d), de acuerdo con la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad termoeléctrica y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta”.

En esta parte del procedimiento cabe precisar que en la práctica, la potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica se obtiene al multiplicar la potencia efectiva neta, en lugar de la potencia instalada de la central, por la disponibilidad media en horas de punta, como se muestra en la siguiente expresión:

CÁLCULO RESIDUO INICIAL	
TÉRMINOS	POTENCIA FIRME PRELIMINAR
	[MW]
Σ PFP _{Gi}	177.43
P _{TOTAL} - (a)	128.64
RESIDUO INICIAL	48.79

Tabla 5.8. Cálculo Residuo Inicial

$$PFI_i = PFP_i - RESINI \times \frac{P_i - \bar{P}_i}{\sum_n^N [P_n - \bar{P}_n]}$$

donde,

P_n es la potencia efectiva neta de la central n.

$\bar{P}_n$ es el valor medio de la potencia de la central n.

Utilizando los datos del ejemplo, se obtienen los siguientes valores de potencia media:

POTENCIAS MEDIAS			
UNIDAD DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA NETA	DISPONIBILIDAD	POTENCIA MEDIA
	[MW]	[%]	[MW]
G1	100.0	85.0%	85.0
G2	50.0	90.0%	45.0
G3	60.0	80.0%	48.0
G4	80.0	70.0%	56.0

Tabla 5.9. Potencias Medias

A continuación se muestran las potencias firmes iniciales resultantes:

CÁLCULO POTENCIAS FIRMES INICIALES						
UNIDAD DE GENERACIÓN	POTENCIA EFECTIVA NETA [1]	POTENCIA FIRME PRELIMINAR [2]	POTENCIA MEDIA [3]	DIFERENCIA : [1] - [3]	PRORRATA RESIDUO INICIAL [4]	POTENCIA FIRME INICIAL : [2] - [4]
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
G1	100.0	70.5	85.0	15.0	13.1	57.4
G2	50.0	43.9	45.0	5.0	4.4	39.5
G3	60.0	39.1	48.0	12.0	10.5	28.7
G4	80.0	23.9	56.0	24.0	20.9	3.0
Σ	290.0	177.4	234.0	56.0	48.8	128.6

NIVEL SEGURIDAD [%]	95.0%
RESIDUO INICIAL [MW]	48.79

Tabla 5.10. Potencias Firmes Iniciales

El literal **f** del Artículo 269 hace referencia a la disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas y será tratado en el numeral 5.2 de este mismo capítulo.

El literal **g** del Artículo 269 hace referencia a la forma en que deben ser determinadas las Potencias Firmes correspondientes a las unidades hidroeléctricas, no obstante sea parte del procedimiento de cálculo, no es objeto de revisión en el presente trabajo.

- Literal **h** del Artículo 269: “Se calculará 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 SENI. Esta diferencia se denominará residuo final.”. Esto es:

$$\text{RESFIN} = \left[\sum_n^N \text{PFI}_{\text{GTn}} + \sum_m^M \text{PF}_{\text{GHm}} \right] - \text{DMAX}$$

En los cálculos preliminares, la diferencia se realiza entre la suma de las potencias firmes de las unidades hidroeléctricas y de las potencias firmes iniciales de las unidades termoeléctricas y el pronóstico de demanda máxima.

- Literal **i** del Artículo 269: “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 noventa y ocho por ciento (98%) y todavía queda residuo final, éste se reducirá de la unidad generadora termoeléctrica de mayor costo variable de generación, si aún quedara residuo final se proseguirá con la siguiente y así sucesivamente.”.

En caso de alcanzar el nivel de seguridad de 98% y todavía quede residuo, el procedimiento determina recortes de potencia firme a las unidades termoeléctricas, siguiendo un orden de mérito que inicia con las unidades de mayor costo variable de

producción. Para los cálculos preliminares, la lista de mérito que se toma como referencia es la que corresponde a la programación semanal de ocurrencia de la demanda máxima del año anterior; y para los cálculos definitivos, la utilizada en la programación semanal en que fue registrada la demanda máxima anual coincidente para las horas de punta.

- Literal **i** del Artículo 269: “Si el residuo final calculado en h) es menor que cero, se multiplicará la Potencia Firme inicial de las unidades termoeléctricas por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor de cero (0).”.

Aunque el ajuste por factor único resuelve el balance que iguala el total de potencia firme con la demanda máxima del SENI, de forma ficticia para el modelado matemático, en realidad distorsiona la señal de disponibilidad de las unidades termoeléctricas para los efectos de remuneración.

En los literales **i** y **i** se verifica que el cálculo de potencia firme es un proceso iterativo que tiene como variable de realimentación a la probabilidad de excedencia. Un crecimiento en la probabilidad de excedencia motiva una reducción en el total de potencia firme que se entrega al sistema y en el caso contrario, una reducción en la probabilidad de excedencia motiva un crecimiento en el total de potencia firme. Para una mejor comprensión de esta variable (probabilidad de excedencia), se presenta el siguiente diagrama de flujo:

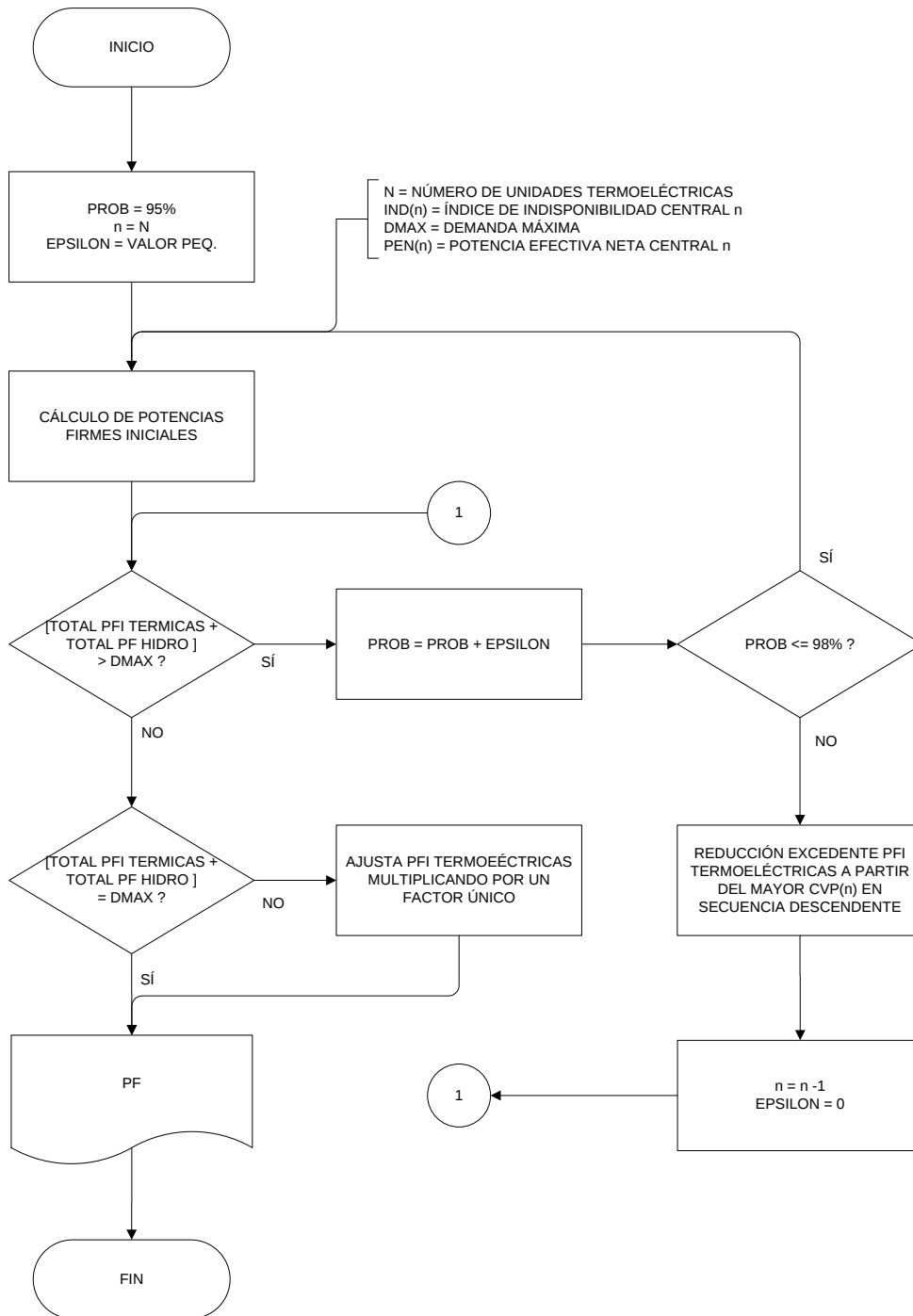


Diagrama 5.1. Proceso de iteración en el Cálculo de Potencia Firme

En la práctica, este procedimiento de cálculo lo resuelve un programa computacional basado en el método de la convolución discreta. El modelo que utiliza el Organismo Coordinador se identifica con el nombre PFT (Potencia Firme Termoeléctrica), y tiene su origen en la aplicación directa del Teorema de las Probabilidades Totales.

Previo al proceso iterativo de cálculo se considera un listado de casos o escenarios del parque de generación, en los cuales se requiere el ajuste presentado en el diagrama 1 para que el total de potencia firme garantice el suministro de la demanda máxima, en el nivel de seguridad de comprendido entre el 95 y el 98%.

Los eventos más relevantes que motivan la creación de nuevos casos o escenarios son: la incorporación de una nueva central, el retiro de una central de la operación comercial, la repotenciación de una central, las indisponibilidades de centrales hidroeléctricas mayores a 24 horas, etc. Estos casos son acotados por la duración de tiempo que se suceden entre los eventos organizados en secuencia cronológica, al interior del mes para el cual se realizan los cálculos. Por lo anterior, el caso de inicio (caso base) será igual al último caso del mes anterior, siempre y cuando no existan eventos que inicien a principio de mes. Adicionalmente, los casos son organizados con una referencia numérica e identificados con una descripción relacionada con la ocurrencia del evento. También se utilizará la duración de los casos para asignar un peso ponderado en el valor de las potencias firmes de las unidades generadoras. La suma de los períodos de los casos definidos debe coincidir con el total de horas del mes para el cual se realizan los cálculos. En el siguiente cuadro se muestran un formato con los campos requeridos:

CASOS #	DESCRIPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA
:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:

Cuadro 5.1. Formato Lista de Casos Potencia Firme

La definición de un caso y su duración se sustenta en las informaciones proporcionadas por los informes operativos y por los agentes responsables de las propias unidades de generación.

La potencia firme consolidada en el nivel de baja tensión se obtendrá a partir de la suma de las potencias firmes ponderadas con la duración de los casos.

Los valores de potencia firme calculados conforme al procedimiento que describe el Artículo 269 del RLGE corresponden al nivel de baja tensión, sin embargo, las transferencias de potencia son valorizadas en el nivel de alta tensión, consecuentemente, los registros calculados se refieren al nivel de alta tensión mediante el descuento de las pérdidas obtenidas entre las barras de generación de la central (baja tensión) y la barra que delimita la instalación de la central y el sistema de transmisión.

Debilidades Procedimiento Cálculo Potencia Firme

1. El método de cálculo de potencia firme establecido en el Artículo 269 del RLGE no hace referencia a la capacidad óptima ni a la energía no servida, complicando la asignación de potencia firme para que sea económicamente eficiente, conforme a lo establecido en el Artículo 38 de la LGE, cuando establece las funciones del Organismo Coordinador del SENI:

Literal **a** Artículo 38 LGE: *“Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del Sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico”*.

Literal **b** Artículo 38 LGE: “*Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema*”.

2. El procedimiento de cálculo no contempla casos especiales como las plantas de ciclo combinado, los autoprodutores y cogeneradores. El tratamiento para todas las centrales termoeléctricas es el mismo.
3. Cuando se determina un total de potencia firme para una probabilidad de excedencia comprendida en el rango que establece la normativa, esto es entre el 95% y el 98%, puede ocurrir que no exista ningún estado operativo, debido a la discretización que impone la función de probabilidad a partir del método convolucional con operación de las unidades de generación en dos posibles estados, provocando inestabilidad en los resultados, y en consecuencia, resultados inválidos.

Es bueno precisar que los resultados inválidos arrojados con la herramienta software que realiza el proceso, como los pequeños valores de potencia firme negativa, no se dan por un mal funcionamiento del modelo computacional sino de una propiedad del método de cálculo.

Si el número de unidades de generación se incrementa con valores distintos de potencias efectivas netas e indisponibilidades, se reduce la discretización, se producen menos saltos significativos en el proceso de iteración, mejorando el desempeño en los resultados arrojados. Esta idealización puede resultar impráctica en muchos casos, considerando que atraer nueva tecnología de generación implica realizar nuevas inversiones. Una solución algorítmica menos precisa es la interpolación de la función de probabilidad de excedencia, de manera que se pueda determinar un valor aproximado de potencia disponible para una probabilidad de excedencia deseada.

Al mes de agosto del año 2012, el parque de generación de la República Dominicana dispone de 72 unidades (34 térmicas y 38 hidroeléctricas). Cabe señalar que el tratamiento de cálculo se desagrega para las centrales con motores, utilizando más de 50 unidades para la modelación del cálculo. Sin embargo, a pesar de que las mismas son de diferentes potencias efectivas netas e indisponibilidades, se presentan inestabilidades numéricas de los resultados en algunos casos, motivando la implementación de acotaciones en los casos que se presentan valores de potencia firme mayores a la potencia efectiva neta, o cuando se presentan valores de potencia firme negativa debido a la diferencia de la potencia firme preliminar y la prorrata del residuo inicial.

4. El método supone que si una central está disponible puede generar siempre, despreciando las restricciones de operación de corto plazo, como los tiempos de arranque y parada, tiempo mínimo de permanencia en línea, etc.
5. En relación con los límites de 95 y 98% de la probabilidad de excedencia requerida para entregar la potencia firme, su definición es absolutamente arbitraria. El rango se mantiene fijo para desarrollar una mecánica iterativa de cálculo, pero en realidad no tiene un sentido físico.

5.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TÉRMICAS

Generalidades

El proceso de cálculo de la indisponibilidad en horas de punta está precedido por un conjunto de validaciones requeridas para determinar los registros de Potencia Efectiva Medida descritos en el Artículo 413 del RLGE. Estos registros contienen la hora en que se verificó la Potencia Disponible Medida de una máquina, la Potencia Efectiva Neta y la Potencia Disponible Medida.

Los conceptos de Potencia Efectiva Neta y de Potencia Disponible Medida se definen en el Artículo 413 del RLGE, en la forma que sigue:

Potencia Efectiva Neta de la Máquina (PEM): es la potencia neta máxima que efectivamente puede entregar una máquina termoeléctrica por un período prolongado, cuando es solicitada por despacho económico para operar a la máxima potencia. Este valor deberá ser informado por cada empresa de Generación y podrá ser aumentado en aquellos casos en que por trabajos de envergadura, debidamente justificados y comunicados con anticipación, la unidad pueda entregar una potencia superior.

Potencia Disponible Medida (PDM): es la potencia media horaria neta que aporta al sistema una máquina, en aquellas horas de punta de cálculo de la Potencia Firme en que por despacho económico es convocada a operar a plena capacidad. En aquellos casos en que una máquina sea declarada indisponible (fuera de servicio) por mantenimiento programado, la Potencia Disponible Medida será nula, sin necesidad de chequear si por despacho hubiese sido convocada a operar. Se entenderá que una unidad termoeléctrica es convocada a operar a plena capacidad, cuando el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la Barra en que inyecta su energía es superior a su Costo Variable de Producción. Todos los valores de potencia media horaria neta

que aporta una unidad cuando es solicitada a operar a plena capacidad deben ser registrados, sin importar el tipo de indisponibilidad que pudo haber llevado a la unidad a operar a una potencia inferior a su plena capacidad. Solamente deben ser excluidos, aquellos valores de potencia media horaria neta que hayan sido solicitados por despacho. Cuando una máquina sea declarada en repotenciación, su Potencia Efectiva Neta será nula durante el período que duren los trabajos de repotenciación. Esta indisponibilidad no será registrada en las estadísticas.

El cálculo de la indisponibilidad de una central se inicia a partir de la fecha en la cual, la empresa de generación declara la Potencia Efectiva Neta de la Máquina. Este cálculo se realiza mensualmente a partir de la Disponibilidad Media Medida, la Disponibilidad Referencial y el número de meses en que se ha estado llevando la estadística de la máquina, con un máximo de 120 meses (diez años).

Descripción del Procedimiento

A continuación se presenta un diagrama de flujo con el tratamiento requerido para registrar la potencia disponible medida de una máquina termoeléctrica:

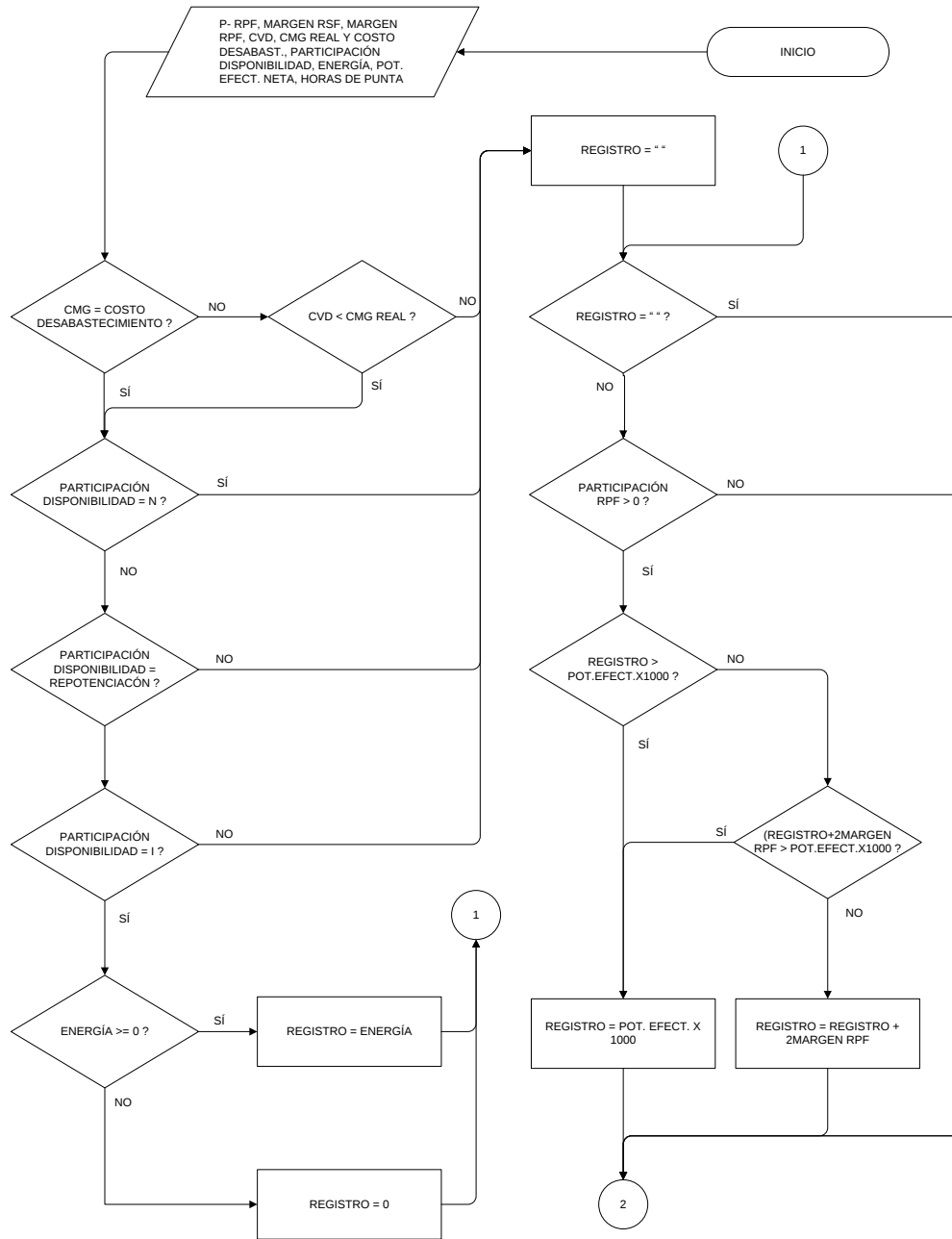


Diagrama 5.2. Proceso de Registro de la Potencia Disponible Medida [1 de 2]

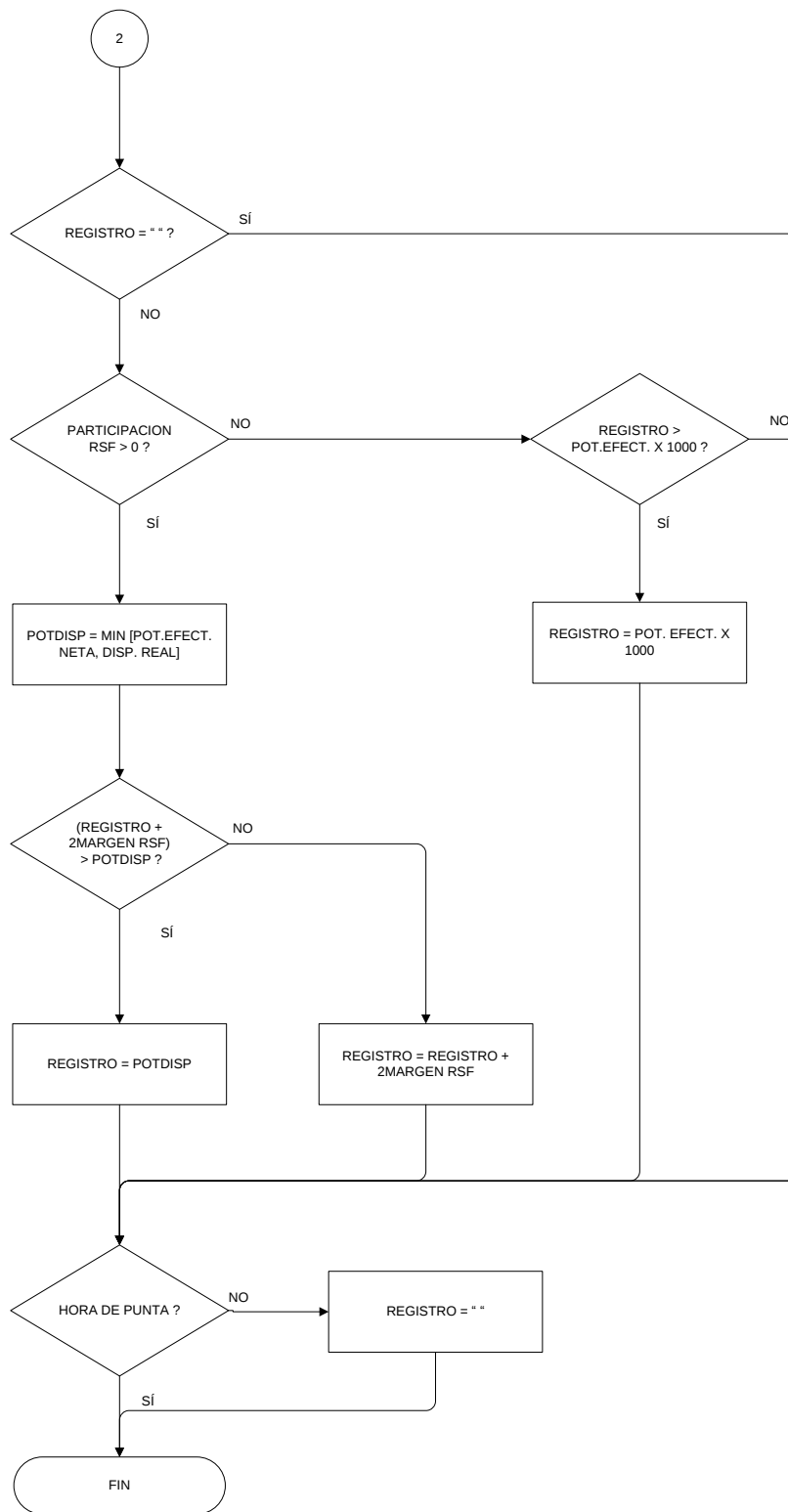


Diagrama 5.2. Proceso de Registro de la Potencia Disponible Medida [2 de 2]

El proceso de registro de la Potencia Disponible Medida para una unidad generadora termoeléctrica “t” en una hora “i” se puede resumir de la siguiente manera:

- a) Exclusión por Costos Marginales de Energía: Se determina si la unidad fue convocada a operar a plena capacidad, verificando si el Costo Marginal Real de Energía en la Barra de Referencia es mayor que el Costo Variable de Despacho de dicha unidad. Si esta comparación es afirmativa entonces continúa b), de lo contrario se verifica si hubo desabastecimiento (en esta condición, se supone que todas las centrales generadoras disponibles operan a plena capacidad). Si esta proposición es afirmativa entonces continúa b), de lo contrario registra “ ” y sigue e).
- b) Exclusión por Despacho: Se verifica la causa por la cual se ha presentado una reducción en la potencia entregada al SENI. Si la misma no fue por orden del CCE o decidió operar a una potencia distinta a su potencia declarada en tiempo real (ya sea por ahorro de combustible, disparo,) o si la misma fue declarada indisponible por mantenimiento programado entonces continúa c), de lo contrario registra “ ” y sigue e).
- c) Adición Márgenes de Regulación de Frecuencia: Se toma la potencia media horaria neta y se adicionan los márgenes de regulación de frecuencia a subir y a bajar para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, en los casos que la unidad esté prestando el servicio. El nuevo registro se denomina como Potencia Disponible Medida y continúa d).
- d) Exclusión Horas Fuera de Punta: Las horas de punta son comprendidas entre las 18:00 y las 22:00. Las mismas fueron definidas por medio de la Resolución OC-51-2003 del Organismo Coordinador del SENI. Si “i” es una hora de punta continúa e), de lo contrario se registra “ ” en el campo de Potencia Disponible Medida.

e) Fin: Termina el proceso de registro de la Potencia Disponible Medida.

Una vez se registra la Potencia Disponible Medida (PDM), se determina la Disponibilidad Media Medida (DMM) para cada una de las máquinas termoeléctricas. A partir de la DMM y de la Disponibilidad Referencial (DR) se calcula la Disponibilidad de la Máquina (DM) y finalmente el Índice de Indisponibilidad.

La Disponibilidad Media Medida se determina a partir de la siguiente expresión:

$$DMM_{t,m} = \frac{\sum_i PDM_{i,t}}{\sum_i PEM_{i,t}}$$

donde,

t es la Unidad Termoeléctrica.

i representa las horas en que se mide la PDM, desde la primera hora de la estadística hasta la última hora registrada en el mes “m”.

La instrucción normativa establece que en el cálculo de la Potencia Firme se utilizará la estadística histórica de indisponibilidad de los últimos diez (10) años, calculada con la información detallada de las salidas forzadas y programadas. Si las estadísticas de fallas y salidas programadas no alcanzan diez (10) años, se deberá utilizar para los años faltantes, un valor de tasa de falla y salidas programadas referencial, el mismo puede ser el establecido en estadísticas nacionales o internacionales de unidades del mismo tipo. Partiendo de este punto se determina la Disponibilidad de la Máquina (DM):

$$DM_{t,m} = \left(0.6 + 0.04 \times \frac{NM_t}{12}\right) \times DMM_{t,m} + \left(0.4 - 0.04 \times \frac{NM_t}{12}\right) \times DR_t$$

donde,

NM_t es el número de meses con estadística, con un máximo de 120 meses.

DR_t es una Disponibilidad Referencial de la máquina “t” obtenida de estadísticas nacionales o internacionales de máquinas del mismo tipo.

Finalmente se determina la indisponibilidad de la máquina “t” correspondiente al mes “m” como se indica a continuación:

$$Indisp_{t,m} = 1 - DM_{t,m}$$

Todo el detalle asociado a las horas de punta de cada máquina termoeléctrica, así como las informaciones de Potencia Efectiva Neta, Potencia Disponible Medida, Disponibilidad Referencial y Disponibilidad Media Medida son organizados en una base de datos de indisponibilidad.

Para completar la explicación del proceso, se presenta el diagrama de flujo que determina la indisponibilidad de una central termoeléctrica.

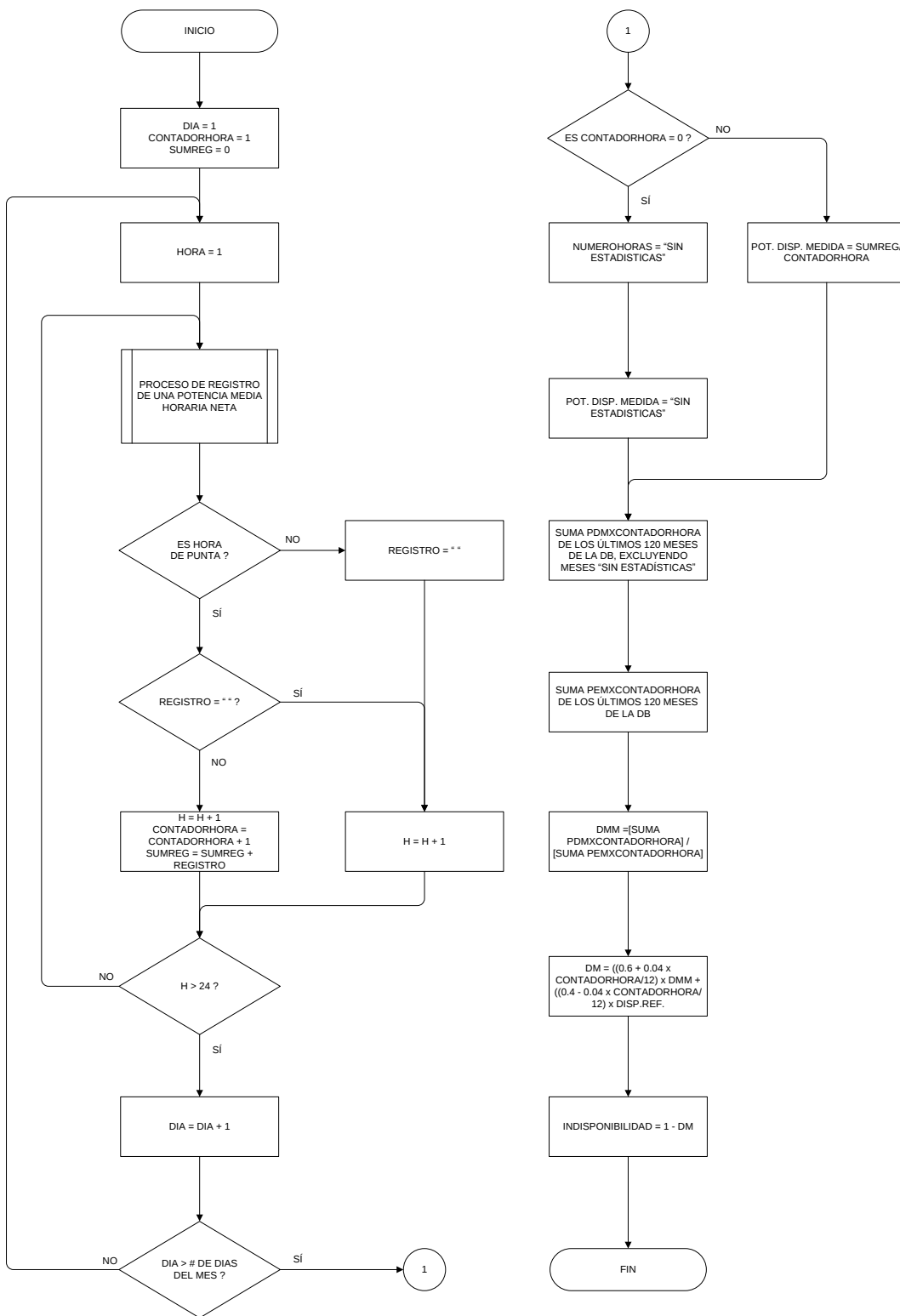


Diagrama 5.3. Cálculo Índice Indisponibilidad de una Central Termoeléctrica

Debilidades Procedimiento Cálculo Índices de Indisponibilidad

1. Caso en el cual una unidad de generación térmica presenta una tasa de indisponibilidad real mayor a la de referencia. En este caso, la indisponibilidad calculada para las horas de punta será menor a la real, debido a la ponderación que se realiza con la Disponibilidad Media Medida y con la Disponibilidad Referencial. Este cálculo toma en cuenta la base de una indisponibilidad histórica de los últimos diez años, y en caso de no contar con las estadísticas de fallas y salidas programadas se utiliza un valor de indisponibilidad referencial para completar los años faltantes.

El inconveniente se presenta porque la indisponibilidad real queda diluida en un horizonte de tiempo muy amplio (10 años), motivando que unidades con bajo desempeño para el sistema (alto índice de indisponibilidad real), no perciban el efecto inmediato y proporcional como señal de corto plazo en el cálculo de la remuneración por potencia firme. Debido a que la demanda siempre paga el total de potencia firme, significa que para el mes de cálculo, las unidades con indisponibilidades reales mayores a su media se benefician por el efecto atenuado de la indisponibilidad real en la determinación de la potencia firme.

2. Para determinar la condición de plena capacidad en la definición de Potencia Disponible Medida del Artículo 413 del RLGE, no importa el tipo de indisponibilidad que pudo haber llevado a la unidad a operar a una potencia inferior a su plena capacidad, salvo las convocatorias por despacho y el caso de unidades que declaren un período para realizar trabajos de repotenciación. Por tanto, las indisponibilidades de las unidades de generación no consideran restricciones por falta de combustibles ni mantenimientos programados.

Aunque los trabajos de repotenciación se realizan para garantizar un mayor aporte de potencia al sistema, su tratamiento no debe ser distinto que el considerado para los períodos de mantenimiento, en donde se hace nula la Potencia Disponible Medida, sin necesidad de chequear si por despacho hubiese sido convocada a operar, y tomando en cuenta que dichos trabajos se realizan para garantizar la disponibilidad cuando le sea requerida. No obstante el fin, en ambas situaciones, el sistema no cuenta con la disponibilidad de potencia durante la realización de trabajos de mantenimiento y/o repotenciación.

3. El cálculo de la indisponibilidad se realiza para las horas de punta comprendidas entre las 18:00 y las 22:00 horas, conforme a lo establecido en la Resolución OC-51-2003. Para medir la indisponibilidad se debe utilizar un criterio más apoyado en los requerimientos de demanda del sistema, considerando que existen horas fuera de la punta etiquetada por la resolución OC-51-2003, en las que el sistema necesita disponibilidad de potencia, ya sea por seguridad o por requerimientos de demanda.
4. El cálculo de los índices de indisponibilidad se realiza a partir de una estadística histórica con un efecto de memoria que afecta la remuneración de la potencia firme en el futuro, aunque la disponibilidad presente y futura mejoren considerablemente.
5. En relación con la declaración comercial de la Potencia Efectiva Neta de una máquina, falta un protocolo procedimental que establezca como se hace la declaración. El RLGE aclara sobre la fecha de inicio a partir de la cual las disponibilidades se calcularán, pero no establece pautas en detalle sobre la declaración, sólo especifica lo siguiente en el Artículo 413 del RLGE:

“... Este dicho valor debe ser informado por cada empresa de generación y podrá ser aumentado en aquellos casos en que por trabajos de envergadura,

debidamente justificados y comunicados con anticipación, la unidad pueda entregar una potencia superior”.

6. El RLGE establece que la disponibilidad referencial puede ser utilizada a partir de estadísticas nacionales o internacionales para unidades del mismo tipo. Hasta el momento, en el mercado eléctrico dominicano no existen estadísticas de indisponibilidad clasificadas por tipo ni por tecnología de generación, motivando la aplicación de estadísticas internacionales. Cuando el mercado inició en junio del año 2000 se utilizó la referencia NERC. Con el paso del tiempo, esta información estadística reportada para un período y para un conjunto de tecnologías de generación disponibles ha quedado en rezago, y por ende no actualizada.
7. Ambigüedad en la forma de cálculo de conformidad con lo establecido en los Artículos 269 (literal f) y 413 del RLGE.

5.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FACTORES DE NODO Y DEL COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA

Generalidades

La caracterización simultánea de las pérdidas y de las restricciones de red se toma en cuenta con la determinación de precios nodales de energía y de potencia. El precio nodal en un nudo o barra “j” es el incremento en el coste de operación del sistema si la demanda en “j” aumenta en una unidad. El valor del precio nodal depende de las condiciones de operación del sistema, esto es, de las instalaciones disponibles de generación y de transporte, del nivel de carga en cada nudo, de los costos variables de cada generador, de las pérdidas y de las restricciones de generación y de red.

Algunas propiedades de los precios nodales se consideran para las decisiones de producción y de consumo y para la planificación asociada a nuevas inversiones en generación o carga, entre ellas cabe resaltar que:

- Los precios nodales representan señales eficientes de localización en el corto plazo para la generación y el consumo, internalizando los efectos de red en un valor único, distinto para cada nudo del sistema.
- La aplicación de los precios nodales en la red de transporte da lugar a un ingreso variable, en donde cada generador es remunerado al precio nodal de su nudo y cada consumidor paga el precio nodal de su nudo.

En cuanto a la determinación del precio nodal, el Artículo 280 del RLGE expresa lo siguiente:

“Costo Marginal de la Potencia de Punta en cada Barra del sistema de transmisión. Para cada mes “m” el OC determinará el Costo Marginal de la Potencia de Punta en cada Barra j del sistema mediante la siguiente fórmula:

$$CMPP_{m,j} = CMPPBR_m \times FNP_{m,j}$$

donde,

CMPP_{m,j} es el Costo Marginal de Potencia de Punta en la Barra “j” en el mes “m”.

CMPPBE_m es el Costo Marginal de Potencia de Punta en la Barra de referencia, en el mes “m”, determinado según se establece en este Reglamento.

FNP_{m,j} es el Factor de Nodo de Potencia de Punta en el nodo “j” en el mes “m”. ”

Conceptualmente, el precio de la potencia de punta se determina utilizando el criterio de costo marginal de largo plazo, debido a que se trata de un incremento en la capacidad instalada con unidades generadoras que resultan económicas para el suministro durante las horas de punta. Por ese lado, se entiende la acción del ente Regulador cuando establece la periodicidad del Costo Marginal de Potencia de Punta en el Artículo 279 del RLGE: *“La SIE fijará cada cuatro años, mediante resolución, el Costo Marginal de Potencia de Punta según la metodología indicada en este Reglamento”.*

Por otro lado, se debe tener en cuenta que los cálculos mensuales de Transacciones Económicas de Potencia de Punta preliminares valorizan los registros de potencia firme y de demanda de potencia de punta, físicos y contratados, a costo marginal de potencia de punta en cada barra, es decir a precio nodal. En consecuencia, se incorpora el factor de nodo como variable susceptible de cambio en el corto plazo debido a las modificaciones topológicas que experimenta la red.

En un contexto general, el costo marginal de una barra se define [RUGH01]:

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda + \left[\lambda \cdot \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \sum \mu \cdot \frac{\partial Z}{\partial P_i} \right]$$

donde,

$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}$ representa el costo marginal en la barra del generador “i”.

λ es el Multiplicador de Lagrange y representa el precio de la potencia en la barra de referencia.

$\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ representa las pérdidas marginales del sistema de transporte.

μ representa el vector de multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de red.

$\frac{\partial Z}{\partial P_i}$ representa la variación marginal de las restricciones de red.

El Artículo 280 del RLGE se explica a partir del concepto de optimización, tomando en cuenta la función de Lagrange y despreciando el efecto de las restricciones de red en una primera aproximación. A continuación se muestra un resumen del planteamiento requerido para calcular el costo marginal en la barra del generador:

1. La función objetivo: minimizar $F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$
2. Sujeto a las restricciones:

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_D + P_L(P_1, P_2, \dots, P_N)$$

$$P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax}$$

donde,

F_T son los costos totales de operación.

N es el número de generadores en el sistema.

F_i son los costos de operación en el generador i .

P_i es la Potencia en el generador i .

P_D es la demanda de potencia del sistema.

P_L son las pérdidas en la red de transporte.

Como se han omitido las restricciones vinculadas a la red de transporte, encontramos que la solución del problema, esto es, el precio de la potencia de punta de la barra de un generador, queda definido en función del costo marginal en la barra de referencia y del factor de pérdidas, como se muestra a continuación:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right)} \times \frac{dF_i(P_i)}{dP_i}$$

donde,

$\left(1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right)$ representa el factor de pérdidas para el generador “i”.

Es importante aclarar que la normativa hace referencia al factor de nodo de potencia, no obstante, en la práctica se modela con el factor de pérdidas.

Teóricamente, el empleo de factores de nodo debe conducir:

- Al aumento de demanda en los nodos de generación, y desaliento en aquellos que no poseen fuentes de generación de bajo precio.
- A la construcción de líneas de transporte en los casos que un aumento de generación del nodo exportador incrementa las pérdidas a niveles antieconómicos.

También se debe tener en cuenta que:

- Un factor de nodo inferior a 1 representa la existencia de más inyección que retiro en la barra.
- Los nodos que son abastecidos desde centros de generación lejanos producen un mayor empleo de la red de transporte y un incremento de las pérdidas cuando su demanda aumenta.
- El factor de pérdidas de potencia refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de potencia de punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de potencia de punta en el nodo de aplicación del precio base de potencia de punta.

Descripción del Procedimiento de Cálculo de Factor de Nodo de Potencia

El Organismo Coordinador del SENI determina los factores de nodo de potencia y las pérdidas de potencia en base a un flujo óptimo de carga cuyo objetivo es la minimización del costo total de operación del sistema, a partir de la producción de las potencias firmes calculadas de los generadores en cada mes y del consumo referido por medio del pronóstico de demanda máxima, en el caso de los cálculos preliminares, y la demanda máxima real coincidente en el caso de los cálculos definitivos.

Debido a que las pérdidas que resultan del balance entre el total de potencia firme y el pronóstico de demanda son mayores a las arrojadas por el flujo de carga simulado, se incorpora una carga o un generador ficticio en la barra de referencia, de forma que sea posible el despacho de todas las unidades de generación a su valor de potencia firme.

A continuación se presentan los datos de entrada requeridos para el proceso de simulación:

1. Demanda Máxima: En los cálculos preliminares se utiliza una estimación de la demanda máxima en barra única. La misma es realizada por el Organismo Coordinador para el año en cuestión. En el caso de los cálculos definitivos se utiliza la demanda máxima real coincidente registrada para el año en cuestión. En los casos que se presenta un valor de pronóstico totalizado, se distribuye considerando el perfil de consumo registrado en la hora de demanda máxima del año anterior.
2. Potencia Firme: La inyección utilizada corresponde a las potencias firmes de las unidades de generación del SENI en el nivel de baja tensión para el mes en cuestión. La ecuación de balance entre el total de potencia de firme y de demanda máxima involucra las pérdidas por transporte y transformación, como se muestra a continuación:

$$\sum_i PF_i = \sum_j DPP_j + \sum_{m,n} (P_{L-\text{transporte}_{m,n}} + P_{L-\text{transform}_{m,n}})$$

3. Datos Red Transporte: Se utiliza la base de datos de la red que conforme el sistema, actualizada al mes para el cual se realizan los cálculos.
4. Costos Variables de Producción: El Costo Variable de Producción de una máquina termoeléctrica corresponde al costo de combustible puesto en planta y utilizado en la producción de energía eléctrica, multiplicado por el consumo específico medio de la máquina más el costo variable no combustible.

El flujo óptimo de carga se simula a partir de los datos de entrada referidos con un programa computacional. Actualmente se utiliza la herramienta software “Power System Simulator for Engineering, PSS[®]E” de la empresa SIEMENS PTI.

Para el cálculo del flujo óptimo de potencia se consideran los siguientes detalles:

1. Una barra de referencia que actúa como nudo slack, y que corresponde a la Subestación de Palamara 138 kV (ID 1360).
2. Solución a un problema de optimización. Por tanto, se plantea una función objetivo y es la minimización de los costos totales de operación de las plantas.
3. En caso de observar problemas de convergencia en el Flujo óptimo de Potencia (OPF - Optimal Power Flow), se modifican los límites de tensión de las barras con el objeto de liberar restricciones de capacidad de transporte.

En cuanto a los resultados de salida se dispone lo siguiente:

1. Multiplicadores de Lagrange: Los multiplicadores de Lagrange representan los costos asociados a la restricción de abastecer la potencia en cada barra. Por tanto, se determina el factor de nodo como el cociente entre el multiplicador de Lagrange asociado a la barra en cuestión y el multiplicador de Lagrange de la barra de referencia, como se muestra a continuación:

$$\frac{\lambda}{\lambda_{\text{REF}}} = \left(1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right)$$

2. Pérdidas en tramos y Transformadores: Las pérdidas en cada tramo y en cada transformador también son obtenidas como resultado de la simulación, y sirven para referir las potencias firmes de las unidades del SENI al nivel de alta tensión, que es en donde se valorizan los registros para las transacciones económicas de potencia.

A modo de síntesis, se muestra un diagrama de proceso con las entradas requeridas y los resultados arrojados ya descritos.

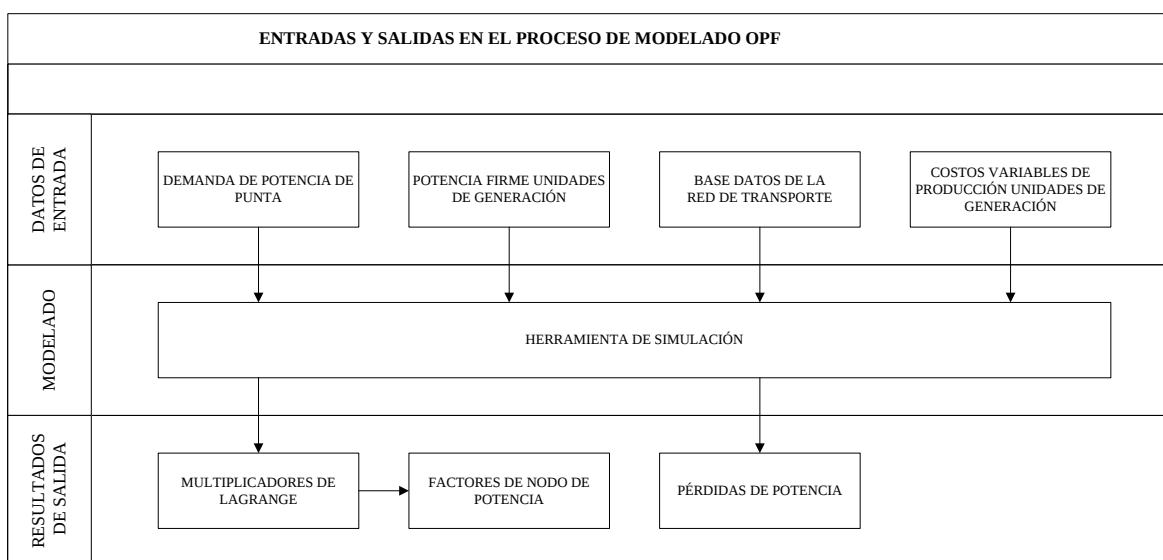


Diagrama 5.4. Entradas y Salidas en el Proceso de Modelado OPF

Descripción del Procedimiento de Cálculo de Costo Marginal de Potencia

En los Artículos 277 y 278 del RLGE se definen las formulaciones que componen el Costo Marginal de Potencia de Punta y la indexación que debe ser aplicada para valorizar las transacciones de Potencia de Punta. Los artículos se presentan a continuación:

Artículo 277 del RLGE: *“Precio de Potencia de Punta. Se define el costo marginal de desarrollo de la Potencia de Punta del SENI 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, mediante la siguiente formulación:*

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

donde,

CMPPBR: Costo Marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia (RD\$/kW-mes).

CTG: Costo turbina a gas, corresponde 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 del capital mensual, calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a la tasa anual definida por la Ley en un período de 240 meses.

O&M: Costo fijo de operación y mantenimiento.

RES: Margen de reserva teórica.”

Artículo 278 del RLGE: “Fórmula de indexación. Se define la fórmula de indexación para la actualización mensual del Costo Marginal de Potencia de Punta. Para obtener el Costo Marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia en un mes i cualquiera se aplicará la siguiente fórmula de indexación:

$$CMPPBR_{mes,i,n} = CMPPBR_{Dic,n-1} \times A \times \frac{D}{D_0} \text{ siendo:}$$

$$A = \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right); \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right) > 1.02$$

donde,

$CMPPBR_{Mes,i,n}$: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta del mes i y el año n .

$CMPPBR_{Dic,n-1}$: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta de diciembre del año anterior.

$CPI_{Mes,i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes anterior al que se realiza el ajuste.

$CPI_{Nov,i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes de noviembre del año anterior al año en que se realiza el ajuste.

D: Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes anterior al que se realiza el ajuste.

D₀: Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes de noviembre del año anterior.

El Costo Marginal de Potencia que se define en el Artículo 277 del RLGE es fijado por la Superintendencia de Electricidad cada cuatro (4) años, conforme a lo establecido en el Artículo 279 del RLGE.

Debilidades Procedimiento Cálculo Factores de Nodo y Costo Marginal de Potencia

1. El cálculo de los factores de nodo de potencia se realiza considerando un flujo de carga ficticio porque supone que el total de potencia firme es capaz de abastecer la demanda máxima mensual, como resultado de despachar a todas las centrales hasta su valor de potencia firme. Esta suposición pierde su esencia porque los factores de nodo de potencia resultantes no tendrán relación con las pérdidas reales de potencia que ocurren durante la demanda máxima. Por tanto, en la práctica los factores de nodo de potencia no representan las variaciones de pérdidas durante la hora de ocurrencia de la demanda máxima, distorsionando la señal de precios en las transacciones económicas de potencia.
2. El costo marginal de potencia en la barra del generador define el precio al cual se remunera la potencia firme del mismo, introduciendo una señal de localización a través de los factores de nodo de potencia. En principio se trata de optimizar la localización de la oferta y de la demanda en la red de transporte, de manera que

se puedan minimizar las pérdidas y por tanto las necesidades de expansión de la red.

Esta señal económica de localización no debería tener la exclusividad de los nuevos entrantes al sistema, también deberían motivar a los agentes existentes, sin embargo, resulta muy difícil cambiar el emplazamiento cuando ya se ha ubicado al generador y a la demanda. En consecuencia, se debe explorar la posibilidad de que los mismos puedan decidir la forma en la cual se realiza la expansión de la red. Normativamente se trata de una atribución de la empresa propietaria de la red de transporte y aunque es posible en el caso de los generadores, será con la anuencia de la empresa de transmisión y con el compromiso de que se lleguen a los acuerdos económicos para que transmisión quede con la propiedad. Esta rigidez es otro argumento carente de sentido práctico de la señal económica de localización asociada a los factores de nodo de potencia.

3. La fórmula de indexación del costo marginal de potencia de punta para la actualización mensual se realiza en base al CPI (Consumer Price Index for All Urban Consumers) de los Estados Unidos y la tasa de cambio. Considerando que el mecanismo de indexación se debe diseñar en base a un patrón de comportamiento de las variables que componen el precio, se distinguen dos grupos importantes en la ecuación que lo define:

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

Por un lado conviene indexar el costo de la turbina a gas (CTC) tomando en cuenta que se trata de un activo transable internacionalmente, que evoluciona en concordancia con el índice de precios al productor de Estados Unidos de América (PPI), y el resto no transable internacionalmente según el índice de precios al consumidor (CPI).

5.4 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL

Generalidades

En el proceso de planificación del sistema de potencia de un país, uno de los puntos más relevantes es el análisis de las variables que determinan la demanda máxima. La incertidumbre entre la demanda real y la prevista es determinante. En el aspecto económico tiene que ver con la remuneración mensual de las Transacciones Económicas de Potencia de Punta, dado que se realiza sobre la base de un pronóstico de la demanda que se aplica para todo el año. Por estas causas, la precisión del pronóstico de demanda debe ser tomada en cuenta, conociendo la influencia directa de los datos disponibles, de la metodología que se aplica y del horizonte anual comprendido.

Los datos disponibles conforman una serie temporal de observaciones aleatorias y cronológicas que se puede analizar con herramientas estadísticas, determinando tendencias y fluctuaciones. Partiendo del conocimiento de los datos, los Agentes del MEM utilizan métodos de pronósticos para describir la conducta futura de la demanda, considerando sus rangos de horizonte y los factores dominantes para su determinación, como el crecimiento poblacional, el PIB, el uso de energía primaria, la temperatura, la humedad, etc.

Con esta premisa regresamos a la normativa para señalar algunas caracterizaciones relacionadas con el proceso objeto de estudio:

- El Artículo 264 del RLGE define la Demanda Máxima Anual como sigue:

“Se denominará como demanda máxima anual coincidente del SENI, a la demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las

unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema más el estimado de potencia correspondiente a la energía no servida. A su vez, la hora en que ocurra la demanda máxima, se denominará hora de punta anual del SENI”.

- Párrafo Artículo 264 RLGE:

“Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales se estima que se produce la demanda máxima del SENI. Las horas de punta serán definidas por el OC”.

- Conforme a lo establecido en la Resolución OC-51-2003, las horas de punta están comprendidas entre las 18:00 y las 22:00.

Procedimiento Pronóstico Demanda Máxima

Los Artículos 410, 411 y 412 del RLGE definen el procedimiento para el Pronóstico de la Demanda Máxima Anual. El mismo se presenta a continuación:

Artículo 410 del RLGE: *“En el procedimiento para el Pronóstico de la Demanda Máxima Anual de potencia coincidente que establece que cada empresa de Distribución y Usuario No Regulado deberá enviar un informe al OC, antes del treinta (30) de septiembre de cada año, un estimado del consumo de energía mensual para cada uno de los meses del año siguiente, junto con un estimado de la forma de sus consumos por día típico de cada mes, con detalle horario en Barra única. Tales estimados deberán estar justificados con las suposiciones asumidas y las fórmulas y datos utilizados en el cálculo, que deberán ser incluidos en el informe*

Párrafo: *El OC preparará las proyecciones de la demanda, en base a la información que le será suministrada de conformidad con lo establecido precedentemente, las cuales deberán ser remitidas a la CNE para que, de conformidad con lo establecido en el artículo 14 de la Ley, la demanda pueda ser satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos más un estimado de la demanda máxima correspondiente a la Energía No Servida que determinará en función de los objetivos de eficiencia establecidos por la Superintendencia de Electricidad”.*

Algunas puntualizaciones del texto:

- El OC recibe de los Agentes del MEM el pronóstico de los Puntos de Conexión que estos suministran, incluyendo a los Usuarios No Regulados con los cuales tienen contratos de suministro de potencia. Aunque no se mencionan a los agentes generadores, estos serían los responsables de remitir el pronóstico de sus consumos propios y de los Usuarios No Regulados que le suministran por contratos.
- Conforme al procedimiento de potencia firme descrito en el artículo 269 del RLGE, el total de potencia firme debe igualar a la Demanda Máxima del sistema. En este balance no se incluye la Energía No Servida.
- El procedimiento no hace referencia a un método específico de pronóstico, aunque sí obliga a presentar justificaciones de suposiciones, fórmulas y datos utilizados.

Artículo 411 del RLGE: *“Los días típicos a considerar serán los siguientes:*

Día típico #1: Los días lunes no feriados y los días laborables siguientes a días feriados;

Día típico #2: Los días laborables de martes a viernes;

Día típico #3: Los días sábados no feriados;

Día típico #4: Los días feriados y los domingos.”

Una razón para desagregar:

- La tipificación de la demanda facilita el análisis cuando se realizan ejercicios de superposición de curvas de carga de distintos puntos de conexión, entendiendo con más claridad el comportamiento de cargas residenciales, comerciales e industriales en algunos días y períodos horarios.

Artículo 412 del RLGE: *“Con las demandas de cada Empresa de Distribución y de cada UNR, en barra única por día típico, el OC determinará la curva de demanda del SENI en Barra única, agregando la demanda de todas las empresas de Distribución y Usuarios No Regulados por día típico de cada mes, con detalle horario.*

La demanda máxima a utilizar en el cálculo provisional de Potencia Firme corresponderá al máximo valor de demanda horaria del sistema del día típico laborable. Para la hora de demanda máxima anual coincidente así determinada, el OC asignará a cada Agente del MEM el compromiso correspondiente en los contratos de suministro de electricidad.”.

A continuación se muestra un gráfico con las curvas típicas utilizadas para determinar la demanda máxima estimada en el año 2012:

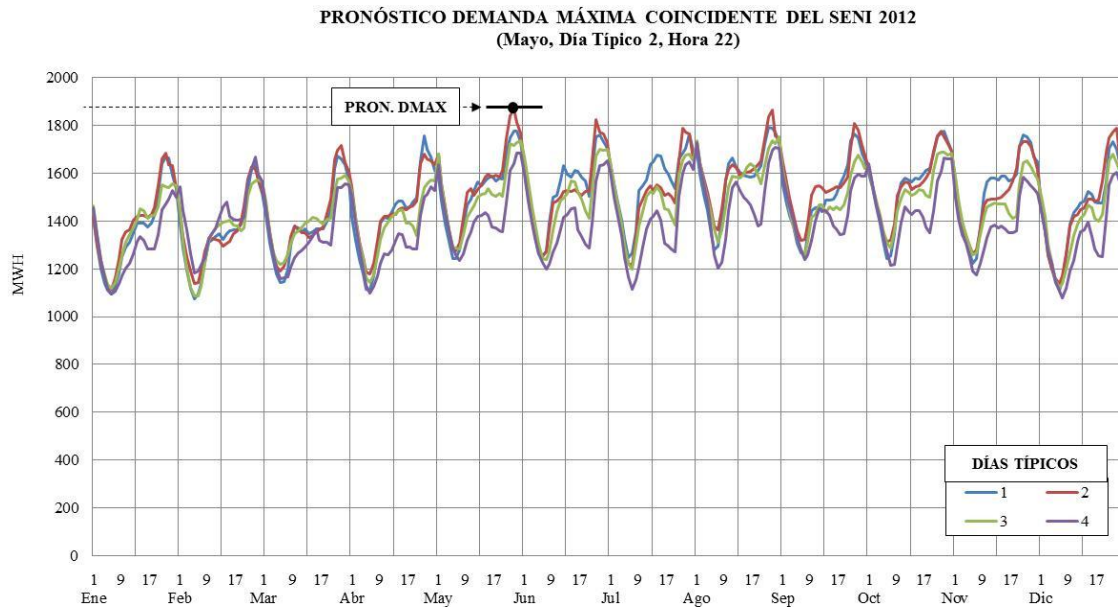


Figura 5.2. Pronóstico Demanda Máxima SENI 2012.

La aplicación de este pronóstico en las Transacciones Económicas del MEM está sujeta a la aprobación del Consejo de Coordinación del OC y resolverá específicamente lo siguiente:

- Cálculo provisional de Potencia Firme y las correspondientes Transacciones Económicas del MEM.
- La determinación de la energía contratada entre Agentes del MEM en función de la demanda máxima pronosticada por el OC-SENI, de acuerdo a lo estipulado en los Formularios de Administración de Contratos respectivos.

Procedimiento Demanda Máxima Real

La secuencia de actividades que comprende el cálculo de la Demanda Máxima Real Coincidente está soportada en el Artículo 264 del RLGE. Este cálculo se realiza mensualmente y se resume de la siguiente manera:

- a) Obtención Registros Energía Activa Neta en AT: Se obtienen los registros horarios de energía activa neta de las centrales de generación en el nivel de alta tensión.
- b) Cálculo Pérdidas por Transformación: Se determinan las pérdidas horarias por transformación para referir los registros de energía al nivel de baja tensión de cada generador, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{PERDIDAS}_{\text{TRASNF.}} = \left(\frac{P_{\text{AT}} / \text{F.P.}}{\sqrt{3} \times V_{\text{LL(AT)}}} \right)^2 \times R_{\text{OHM}}, \text{ siendo}$$

$$R_{\text{OHM}} = Z_{\text{BASE}} \times \left(\frac{V_{\text{LL(BASE)}}^2}{S_{\text{BASE}}} \right) \times R_{\text{PU}}$$

donde,

P_{AT} : Potencia media horaria del lado de alta del transformador

$V_{\text{LL(AT)}}$: Voltaje línea-línea lado de alta del transformador

F.P: Factor de potencia

R_{PU} : Resistencia en p.u.

Z_{BASE} : Impedancia base

R_{OHM} : Resistencia real

S_{BASE} : Potencia base (100MVA)

$V_{\text{LL(BASE)}}$: Voltaje base (voltaje línea-línea)

-
- c) Cálculo Registros Energía Activa Neta en BT: Se obtienen los registros horarios de energía activa neta en el nivel de baja tensión para cada generador, a partir de los registros de energía activa neta en alta tensión y de las pérdidas por transformación calculadas, como se indica a continuación:

$$E_{BT} = E_{AT} + \text{PERDIDAS}_{\text{TRANSF.}}$$

- d) Cálculo Registros Energía Activa Bruta en BT: Se obtienen los registros horarios de energía activa bruta en el nivel de baja tensión para cada generador, a partir de los registros de energía activa neta en baja tensión y de los consumos propios, como se indica a continuación:

$$E_{\text{BRUTA}} = E_{BT} \times K, \text{ siendo}$$

$$K = \frac{1}{1 - \text{CP}}, \text{ donde CP = Consumos Propios en \%}.$$

- e) Obtención Registro Energía Bruta Máxima: Se suman todos los registros de generación de energía bruta y se obtiene el día y la hora de punta en donde se presenta el valor máximo del conjunto.
- f) Obtención Registros Energía Activa Neta AT y BT: Tomando la referencia del día y de la hora del valor máximo encontrado en e), se verifica el total de las inyecciones activas netas en alta y baja tensión. Si los valores máximos no coinciden con el día y la hora señalada, entonces a), de lo contrario g).
- g) Obtención Registros por Agentes con Demanda Máxima Coincidente: Para el día y la hora de ocurrencia de la demanda máxima, se obtienen los registros

correspondientes a cada distribuidor, generador y usuario no regulado, totalizando las siguientes variables:

- Generación bruta máxima.
- Generación neta en alta tensión.
- Total de retiros: distribuidoras + usuarios no regulados + generadores.

Registros brutos, netos en alta tensión y netos en baja tensión: centrales térmicas + centrales hidroeléctricas.

h) Cálculo Pérdidas Energía Activa Neta AT: Se determinan las pérdidas de transporte a partir de la diferencia entre el total de energía neta en alta tensión y el total de retiros. Porcentualmente se expresa:

$$PERDIDAS_{TX}[\%] = \frac{\sum_h E_{AT,h} - \sum_h RET_h}{\sum_h E_{AT,h}} \times 100$$

i) Fin: Termina el cálculo de la demanda máxima mensual.

Realizado el cálculo de la demanda máxima mensual para cada mes en el año, se verifica la demanda máxima mensual coincidente de mayor valor y se renombra como demanda máxima anual coincidente del SENI. En el siguiente diagrama de flujo se explica el algoritmo de comparación:

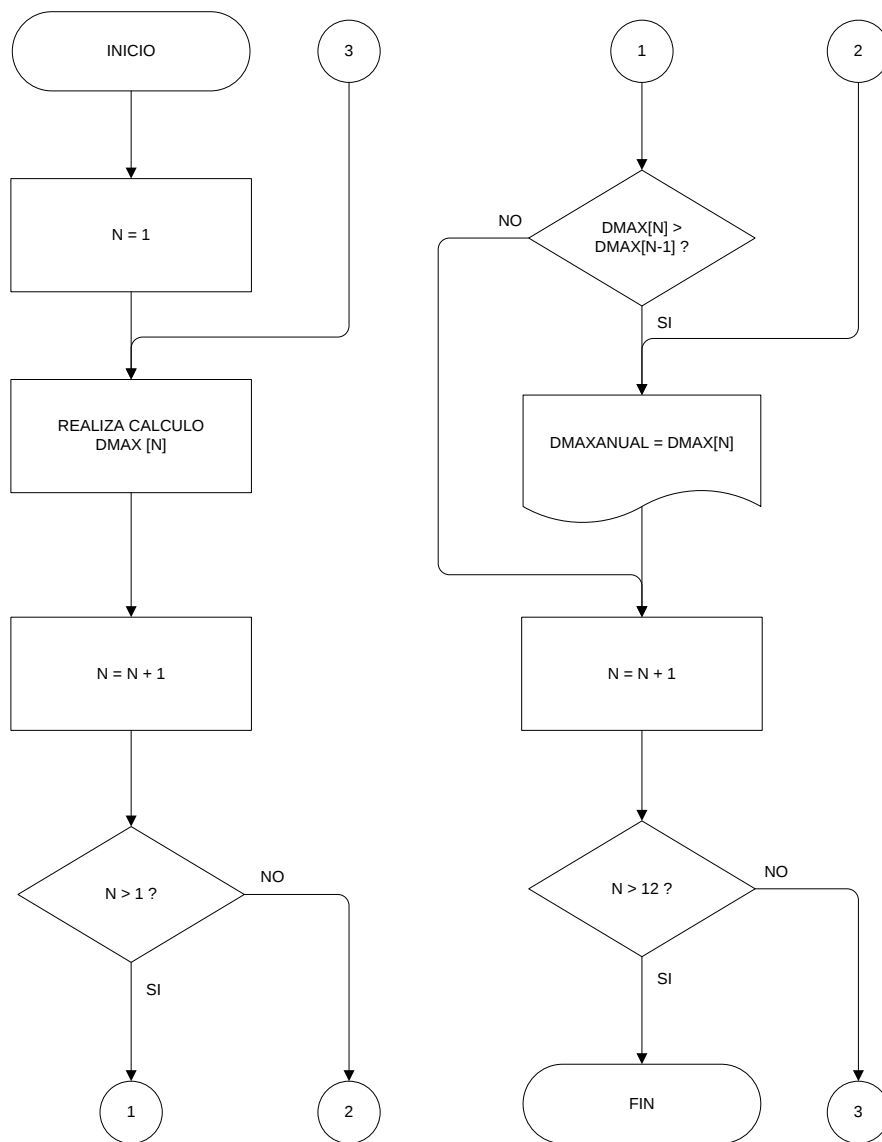


Diagrama 5.5. Demanda Máxima Anual a partir de Demandas Máximas Mensuales

Debilidades Procedimiento Cálculo Demanda Máxima Anual

1. El establecimiento de un período de punta fijo (desde las 18:00 hasta las 22:00 horas según la Resolución OC-51-2003). De hecho se han podido identificar valores de demanda máxima fuera del período de punta establecido.
2. Al momento de definir el pronóstico de demanda máxima, el Artículo 410 del RLGE especifica que se debe presentar un estimado del consumo de energía mensual para cada uno de los meses del año siguiente, junto con un estimado de la forma de sus consumos por día típico de cada mes, con detalle horario en barra única. La coherencia de los resultados queda en tela de juicio porque los estimados son justificados asumiendo suposiciones. Quiere decir que las variables que son tomadas en cuenta para presentar el pronóstico no tienen por qué ser las mismas, por ende la precisión y el modelado tampoco. En ese sentido, conviene estandarizar un modelo, basado en un método de pronóstico con variables identificadas, de forma que resulte consistente consolidar datos tipificados con la misma regla.
3. Producto de la crisis económica que atraviesan las empresas de distribución, las mismas han implementado un programa de gestión a la demanda, motivando grandes niveles de energía no servida. En un eventual escenario de solución a la crisis, se supone que la demanda no abastecida debería ser cubierta con el parque de generación existente. Por lo anterior, se necesitaría mayor potencia firme (por tanto, mayor inversión en nueva tecnología de generación), complicando el escenario en el corto plazo. Al margen de este problema de balance, es recomendable abastecer solamente la demanda real (sin incluir la estimación de la energía no servida), a fin de dar garantías de estabilidad durante toda la fase de recuperación que necesita el sector eléctrico.

5.5 PROCEDIMIENTO DE REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA FIRME EN LA REP. DOM.

Generalidades

En el siguiente diagrama se ilustra el proceso de cálculo de las transacciones económicas de potencia de punta. El mismo se describe a partir del Capítulo II “Transacciones Económicas de Potencia” del Título IX “Transacciones Económicas del Mercado Mayorista” del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

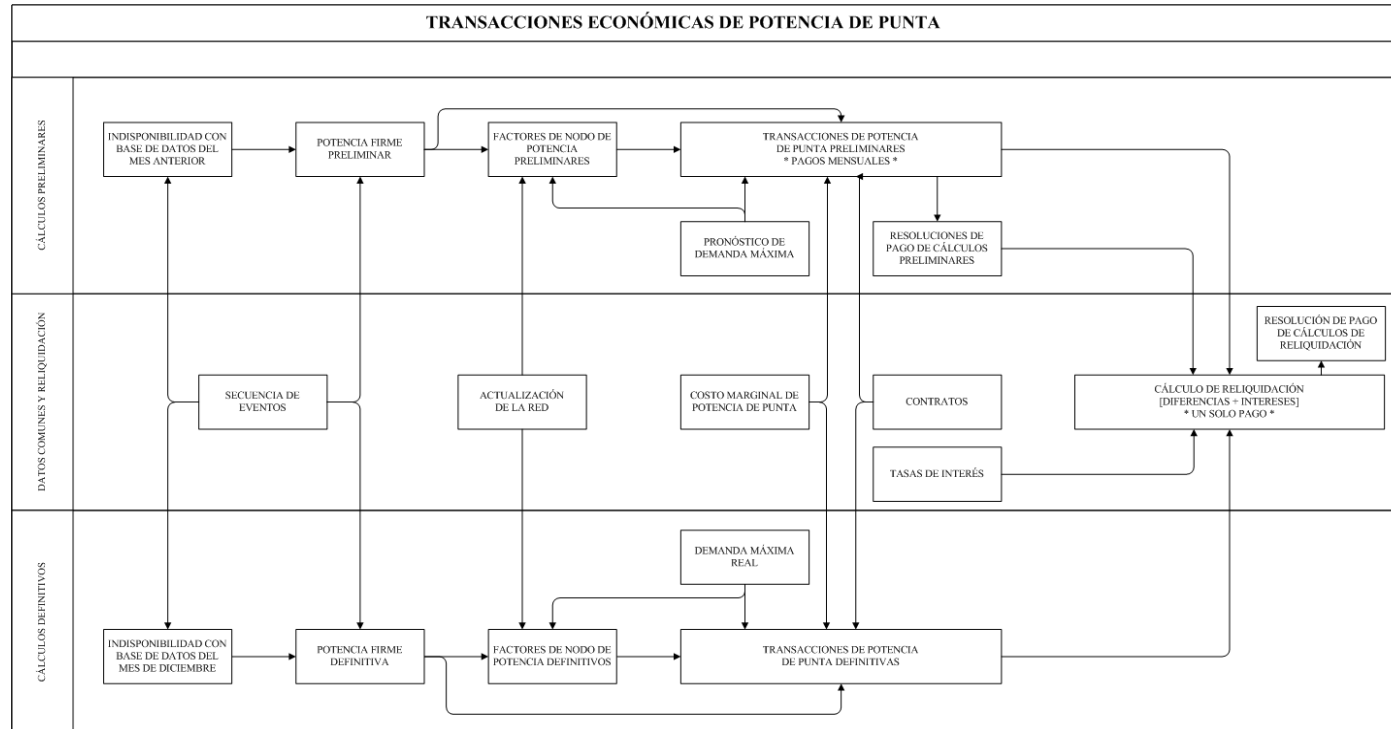


Diagrama 5.6. Proceso Cálculo Transacciones Económicas de Potencia de Punta

El proceso de Transacciones Económicas de Potencia de Punta establece el mecanismo de remuneración de potencia firme a los Agentes con unidades de generación y de pago por parte de los Agentes que presentan retiros de potencia de punta. En una primera fase se realizan cálculos preliminares de potencia de punta para cada mes (considerando un pronóstico de demanda de potencia de punta) y se liquidan los compromisos resultantes de las transferencias para cada Agente del MEM, tomando en cuenta los componentes que indica el Artículo 263 del RLGE, esto es:

“La transferencia total de Potencia de Punta entre un Agente del MEM y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. Estas transacciones se valorizarán al Costo Marginal de la Potencia en Barra, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Reglamento. La demanda de Potencia de Punta de cada Agente del MEM será calculada por el OC, considerando el consumo medio horario bruto demandado por él o por sus clientes en la hora de punta anual del SENI y sus pérdidas de transmisión”.

En una segunda fase se recalculan las Potencias Firmes de las unidades generadoras y las transacciones de Potencia de Punta del año anterior, considerando la demanda máxima real anual ocurrida, conforme a lo establecido en el Artículo 273 del RLGE. Una vez se tienen los cálculos de los pagos mensuales definitivos correspondientes a las transacciones de Potencia de Punta, se inicia una última tercera fase de reliquidación con las diferencias entre los valores facturados mensualmente y los valores recalculados. En la liquidación de estas diferencias se considera la aplicación de una tasa de interés, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 274 del RLGE.

El procedimiento de cálculo que presenta el artículo 272 del RLGE se aplica en las transacciones preliminares y en las definitivas, salvando las siguientes diferencias:

-
- En cuanto a los índices de indisponibilidad, para los cálculos preliminares se actualiza la base de datos con los eventos registrados para el mes anterior. En los cálculos definitivos del año n se utiliza la base de datos de diciembre del año n para el recálculo de las transacciones de todos los meses del año. En consecuencia, las potencias firmes a utilizar presentarán la misma dependencia del parámetro temporal de la indisponibilidad.
 - En cuanto a la actualización de la red, para los cálculos preliminares se incorporan nuevos generadores y líneas de transmisión en correspondencia con la fecha real de entrada en vigencia. En los cálculos definitivos se conserva el escenario de red actualizado al momento de ocurrencia de la Demanda Máxima Real del sistema, y también se actualiza con la generación y con los casos de errores de parámetros detectados en componentes de la red, al momento de recalcular todos los meses del año.
 - En cuanto a la demanda máxima, para los cálculos preliminares se utiliza un valor pronosticado y en los cálculos definitivos se utiliza la demanda máxima real coincidente.
 - En cuanto a los factores de nodo, también se presentan actualizaciones considerando que las potencias firmes, los valores de demanda máxima y el escenario de red serán distintos en los cálculos preliminares y en los definitivos.

Descripción del Procedimiento

El procedimiento de cálculo de las Transacciones Económicas de Potencia de Punta se describe en el artículo 272 del RLGE y comprende la siguiente secuencia de actividades:

-
- Literal **a** del Artículo 272: *“En las barras en las cuales se realicen transacciones, se determinará las inyecciones de Potencia Firme, y los retiros de ella, para satisfacer la demanda máxima anual coincidente estimada de los consumos, de cada Agente del MEM involucrado”*.

Las transferencias de potencia permiten determinar el balance de cada Agente del MEM, dado que considera la diferencia entre la demanda de potencia de punta y la potencia firme propia o contratada. La determinación de este balance sugiere las siguientes precisiones:

- En los cálculos provisionales de las transacciones económicas de potencia de punta, los retiros corresponden a un pronóstico de demanda máxima, aprobado a principio de año para cada punto de conexión y para cada Agente por el Consejo de Coordinación del Organismo Coordinador del SENI (CCOC).
 - El pronóstico de Demanda Máxima aprobado puede ser objeto de modificaciones por varias causas, entre estas cabe resaltar: i) la incorporación de un nuevo Usuario No Regulado (UNR) al sistema, motivando que la Demanda Máxima estimada se incremente en la demanda de potencia de punta del nuevo usuario; ii) el cambio de agente suministrador para un UNR. En este caso no se modifica la Demanda Máxima estimada del SENI, no obstante, cambian los balances del antiguo y del nuevo suministrador, debido a que se realiza el descuento de la demanda pronosticada para dicho UNR en el primer caso, y la adición de este mismo monto con el segundo; iii) cuando un UNR se retira del SENI se reduce el Pronóstico de Demanda Máxima del SENI en el valor de la demanda de potencia de punta de dicho usuario; etc.
- Literal **b** del Artículo 272: *“La potencia entregada y retirada por cada generador y la retirada por Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, correspondiente a las compras en el Mercado Spot, será valorizada multiplicándolas por el Costo Marginal de la Potencia de la Barra correspondiente”*.

El Costo Marginal de Potencia de Punta se calcula con periodicidad mensual, a partir de un precio base que administrativamente define el ente Regulador, y de un esquema de indexación establecido en la normativa. En cuanto a las aclaraciones de esta componente de valorización, vemos que:

- En principio, el costo marginal de potencia de punta se determina en barra de referencia y luego se multiplica por el factor de nodo de potencia de la barra en la que se determinará la valorización, este producto ($CMG_{ref} \times F_{ni}$) corresponde al Costo Marginal de Potencia de Punta en la barra correspondiente (CMG_i).
 - Los montos de potencia contratada son valorizados a costo marginal en la barra o conjunto de barras definidas como puntos de suministro.
- Literal c del Artículo 272: *“Para cada generador se sumarán algebraicamente todas las inyecciones de Potencia Firme y retiros de demanda máxima valorizados. Las inyecciones se ponderarán con signo positivo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo, acreedor o deudor respectivamente, de cada generador”*.

Para la convención de signos y la consecuente determinación de saldos:

- Se considera que la potencia comprada por contratos es una inyección de potencia o potencia a favor, por tanto, se denota con signo positivo en la determinación del saldo.
- Se considera que la potencia vendida por contratos es un retiro de potencia o potencia en contra, por tanto, se denota con signo negativo en la determinación del saldo.

-
- Literal **d** del Artículo 272: *“Para cada distribuidor y UNR se suman los retiros valorizados. El valor resultante constituirá el saldo deudor de cada Agente del MEM distribuidor o UNR”*.

Esta parte del texto puede sugerir una interpretación errónea, al considerar que el saldo deudor de las distribuidoras y UNR se determina a partir de la suma de la valorización de los retiros, únicamente. Sin embargo, en el Artículo 263 del RLGE queda claro que la transferencia de potencia de punta que se adjudica a un Agente del MEM será el que resulte de la diferencia entre su demanda y su potencia firme propia o contratada. Algunos casos especiales de distribuidores o UNR con saldos acreedores se pueden presentar, en las situaciones siguientes:

- Cuando un UNR, en su condición de Agente del MEM, decide comprar por contrato un monto de potencia que excede el valor de su pronóstico.
 - Cuando una distribuidora compra por contrato un monto que excede a su pronóstico o demanda de potencia de punta real (sobrecontratación). En teoría (en estricto rigor de la ley) esto no debe ocurrir, dado que en el Artículo 31 del RLGE, la Superintendencia de Electricidad (entidad Reguladora) tiene la atribución de velar para que las empresas de distribución mantengan contratos de compra de electricidad a largo plazo vigentes con Empresas de Generación que le garanticen el 80% de su requerimiento total de potencia y energía. En la práctica, la sobrecontratación de empresas distribuidoras se ha presentado, implicando una debilidad o falta de control en la aplicación de la normativa.
- Literal **e** del Artículo 272: *“La suma de todos los saldos a que se refieren los puntos c) y d) anteriores, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de Potencia de Punta. Este Derecho de Uso será percibido por los dueños del Sistema de Transmisión, por concepto de derecho de uso de dicho sistema, y constituirá un*

saldo neto acreedor, para efectos del pago entre Agentes del MEM a que se refiere el punto siguiente”.

En esta sección se verifica que el saldo neto total que resulta de valorizar las transferencias de potencia de punta, esto es el total de los saldos acreedores menos el total de los saldos deudores, se atribuye al Propietario del Sistema de Transmisión.

- Literal **f** del Artículo 272: “Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor”.

Debilidades Procedimiento Remuneración Potencia Firme

1. Para un valor de residuo final < 0 y una probabilidad de excedencia = 95%, el procedimiento de cálculo de la potencia firme que describe el Artículo 269 del RLGE multiplica las potencias firmes iniciales de las unidades termoeléctricas por un factor único, a fin de garantizar que el total de potencia firme del conjunto de unidades sea igual al valor de la demanda máxima.

Para tener una idea de las implicaciones que se analizan más adelante, se muestra una comparación entre el total de potencia firme mensual ajustado para la valorización y el correspondiente sin ajuste que se obtiene del proceso de modelado, para el período 2000 – 2011:

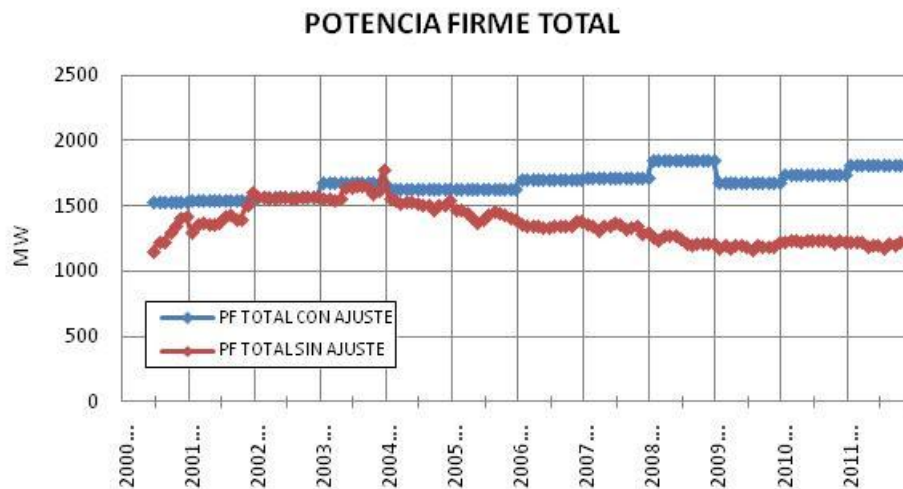


Figura 5.3. Potencia Firme Mensual en el Período 2000 – 2011 [MW]

En la figura 5.1 se observa que el ajuste para alcanzar el valor de seguridad artificial de 95% es permanente a partir del año 2004. Por tanto, el residuo final y el factor de ajuste presentaran variaciones de proporcionalidad, como se muestra a continuación:

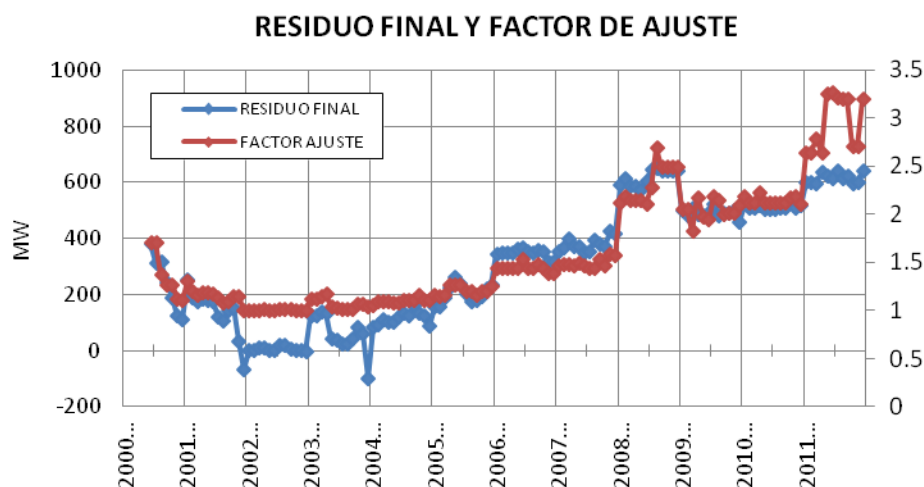


Figura 5.4. Residuo Final y Factor de Ajuste en el Período 2000 – 2011 [MW]

El coeficiente de correlación entre el residuo final y el factor de ajuste en el período 2000 – 2011 es de 0.92, positivo muy fuerte.

2. Tomando en cuenta que el valor amplificado de potencia firme de cada generador termoeléctrico no debe exceder a su potencia efectiva neta y que su valor tampoco debe ser negativo, encontramos que:

- 2.1 el factor único utilizado ha ido escalado, en sentido general desde el año 2003 en adelante, alcanzando valores de crecimiento que en algunos meses superan el 400%, como se muestra a continuación:

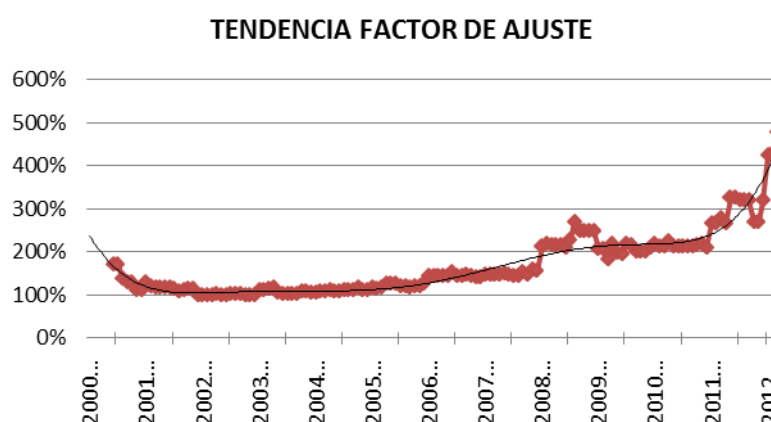


Figura 5.5. Tendencia Factor de Ajuste

El inconveniente en el comportamiento del factor de ajuste subyace en el efecto de degradación del índice de indisponibilidad como señal de corto plazo, dada la inconsistencia extrema de establecer simultáneamente, para algunos casos, valores de potencia firme iguales a los valores de potencia efectiva neta e indisponibilidad distinta de cero. La consecuencia adversa de este impacto se observa en la distribución del pago por concepto de potencia

firme a las unidades de generación, ya que no es consistente con el aporte que se debe reconocer a la fiabilidad.

2.2 El resultado de ajustar el residuo final a cero no asegura que el total de potencia firme satisfaga el nivel de seguridad mínimo de 95%, considerando que la potencia que se está remunerando es ficticia. En consecuencia, la calidad de suministro a la demanda puede resultar afectada, no obstante la demanda pague por un total de potencia firme que en realidad no está del todo disponible.

2.3 El mecanismo de remuneración está diseñado para proporcionar una mayor retribución, en términos proporcionales, a las centrales que presentan una menor tasa de indisponibilidad. Visto que el mecanismo de cálculo pondera la disponibilidad media medida y la disponibilidad referencial en una ventana móvil de diez (10) años, se observan dos aspectos: por el lado del sistema, un resultado de disponibilidad diluida con poco impacto; y por lado del generador, una complementación de los ingresos con cierto nivel de estabilidad.

3. La remuneración de la potencia firme no se reduce con el margen de potencia que se dedica a prestar el servicio de regulación de frecuencia, aun cuando se requiere de una mayor capacidad instalada de generación para abastecer la demanda con seguridad. En este punto cabe destacar que cada servicio prestado debe ser remunerado a través de su propio mecanismo. Actualmente, el margen de potencia para prestar el servicio de regulación de frecuencia se remunera en las compensaciones por regulación de frecuencia y también en el cálculo de las transacciones económicas de potencia.

4. Tomando en cuenta que la fiabilidad evalúa componentes temporales de largo, mediano y corto plazo cuando aporta a la suficiencia, a la firmeza y a la

seguridad respectivamente; y visto que el total de potencia firme no ha sido capaz de satisfacer la demanda durante la mayor parte del tiempo de funcionamiento del mercado, se evidencia un problema de suficiencia o retraso de inversiones, ya sea por falta de promoción o de orientación para su desarrollo.

5. El método de cálculo no considera las restricciones de red. Por tanto, es posible que una unidad de generación tenga limitaciones para aportar toda la potencia firme que se le remunera. No obstante, es dependiente de la localización de los generadores en la red de transporte por efecto de las pérdidas marginales que se producen.
6. Un vistazo a las transacciones económicas del año 2011 revela algunos detalles:

[Millones de US\$]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Energía	25.4	20.2	25.2	25.2	44.9	45.5	59.4	52.9	39.6	52.4	40.9	39.1	471.5
Potencia	3.6	3.6	3.6	3.9	4.1	4.3	4.2	3.9	4.3	4.3	4.3	4.2	48.2
Pago DC	5.3	4.9	5.7	5.5	5.2	5.6	4.5	5.0	5.7	5.6	5.5	5.7	64.1
Transferencia DC	1.2	1.1	1.6	1.4	1.4	1.5	1.2	1.4	1.6	1.6	1.5	1.5	17.1
Frecuencia	3.2	3.7	4.2	6.1	5.8	5.5	6.8	6.1	6.4	6.6	6.8	6.6	67.9
Compensación SIE06-2010	1.2	0.7	2.9	1.4	2.5	4.1	5.9	7.4	7.6	6.7	2.7	0.6	43.7
Total	39.9	34.2	43.2	43.4	63.9	66.4	82.0	76.6	65.1	77.2	61.9	57.7	712.5

Tabla 5.11. Transacciones Económicas 2011

Primero se observa que la remuneración de potencia firme, 48.2 Millones de US\$, representa un 6.8% del total transado en el mercado spot. Una comparación con las transacciones económicas de energía, que representa el 66.2%, revela donde se deben concentrar los esfuerzos cuando se analizan las decisiones de inversión. En ese orden, hay un señalamiento implícito para atraer centrales de generación de alto costo variable de producción, considerando el escenario de escasez de potencia firme.

CAPÍTULO 6

6. PROPUESTAS DE MEJORA DEL MECANISMO DE PAGO POR POTENCIA FIRME EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

6.1 REVISIÓN ASPECTOS DE MERCADO Y DE MECANISMO

Revisión Aspectos de Mercado: Síntesis de Situación Pasada y Presente

En el capítulo anterior se presentó un levantamiento procedimental de los componentes utilizados en la determinación de la remuneración de la potencia firme de los generadores térmicos, identificando debilidades que ameritan atención en los aspectos técnicos, regulatorios y económicos. Para una mejor comprensión del comportamiento del MEM de la República Dominicana, conviene aclarar otros detalles que de forma explícita forman parte del problema. En ese orden, previo al establecimiento de un punto de partida con nuevas propuestas de mejora, se presenta una pequeña síntesis de las causas más importantes que desde su origen y seguimiento han incubado los problemas de mercado, del mecanismo de suministro y por consiguiente en los niveles de remuneración asociados.

Una comparación entre la capacidad instalada y la demanda máxima real coincidente durante el período 2000 – 2011 motiva el análisis durante los años 2004, 2005 y 2008, como se verifica a continuación.

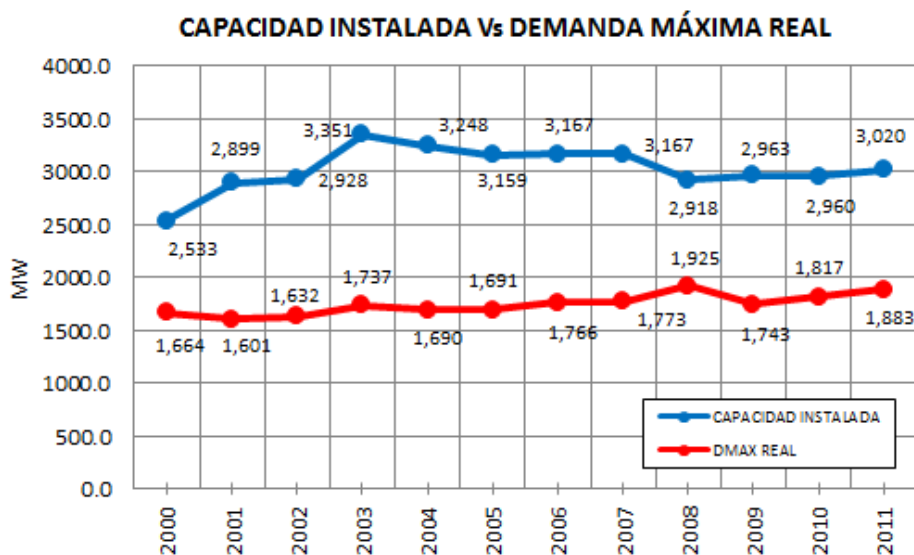


Figura 6.1. Comparación Capacidad Instalada vs Demanda Máxima 2000 – 2011 [MW]

En primer lugar, recordamos que el mercado inicia en el año 2000, con el establecimiento de precios por debajo de los precios de compra de combustible de los generadores, creando desde el inicio la necesidad de retribuir la diferencia mediante un mecanismo de compensación por combustible, y ya para el año 2001, el alza en los combustibles motiva al Estado para negociar los contratos que resultaron del proceso de capitalización que da inicio al mercado.

Por otro lado, el año 2003 quedó marcado por una fuerte crisis financiera, cuyo resultado terminó devaluando el peso dominicano, y en consecuencia afectando al sector bancario, y expansivamente al sector eléctrico. Por razones políticas, las tarifas de distribución no fueron ajustadas en el momento, dado que el país se acercaba a un proceso de elecciones presidenciales. De esta forma, en los años 2004 y 2005, comienza un atraso de pagos de las distribuidoras a los generadores, en parte por el ajuste de las tarifas y también por el robo indiscriminado de la electricidad, motivando la necesidad de reactivar el mercado con el pago de subsidios. La señal de que el negocio era insostenible se manifiesta con la decisión del gobierno de comprar 2 de las 3 distribuidoras de electricidad, conformando un sistema híbrido de competencia en generación e integración parcialmente vertical en el resto de las actividades del sector eléctrico. Esta cadena de decisiones fue alimentando en los inversionistas una percepción de falta de seguridad jurídica, paralizando cualquier iniciativa de inversión hasta tanto transcurra esta condición de régimen transitorio.

En el año 2007 se incrementan los precios de los combustibles de forma abrupta nuevamente, motivando un programa de cortes a la demanda como medida de gestión comercial de las empresas distribuidoras, dado que las mismas no pueden traspasar estos incrementos al cliente final a través del esquema tarifario. En este contexto, a partir del 2008, el Estado completa la integración vertical con toda la actividad de distribución, mientras que por el lado de la generación, el estado sólo ha realizado tímidas inversiones en generación hidroeléctrica.

Aun aplicando gestión de cortes a la demanda, el número de horas en las que se presenta déficit de generación revela un importante problema de suficiencia. Una muestra de las horas en las cuales se ha presentado costo de desabastecimiento debido al déficit de generación se presenta para el período comprendido entre enero del 2010 y agosto del 2012.

AÑO	UNIDAD	COSTO DESABASTECIMIENTO											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2010	# Horas	44	300	485	87	73	151	67	163	210	198	74	79
	% Horas	6%	45%	65%	12%	10%	21%	9%	22%	29%	27%	10%	11%
2011	# Horas	122	81	115	111	159	93	106	154	66	94	19	1
	% Horas	16%	12%	15%	15%	21%	13%	14%	21%	9%	13%	3%	0%
2012	# Horas	21	83	128	101	129	114	474	14				
	% Horas	3%	12%	17%	14%	17%	16%	64%	2%				

Tabla 6.1. Costo Desabastecimiento Enero 2010 – Agosto 2012

FUENTE: Memoria Anual 2011 OC–SENI

La cantidad de horas en las que se presenta déficit de generación sería mucho mayor si las empresas distribuidoras dejaran de aplicar los programas de gestión para cortar la demanda.

Por otro lado, a partir del año 2003 la Superintendencia de Electricidad estableció un costo marginal tope como respuesta al problema de gestión comercial de las empresas distribuidoras y un mecanismo de compensación por despacho forzado de la generación, con la intención de dejar indiferente al titular de la unidad de generación que se encuentra operando, al restituir su costo variable de producción. En principio, se puede entender que la decisión evita extender el período de recuperación de la inversión, al suponer un mantenimiento de la estabilidad de pago y una intención para no degradar el nivel de suficiencia en el largo plazo. Tomando en cuenta que los pagos son realizados por los Agentes del MEM que resultan beneficiados por la aplicación del costo marginal tope y por aquellos que retiran energía desde el SENI, se infiere una solución a la generación como alternativa al precio de energía techado. Una revisión al esquema de compensación aplicado revela una falta de retribución a unidades que operan de manera

forzada con un costo variable de producción superior al costo marginal e inferior al costo marginal tope, como se ilustra en el siguiente gráfico:

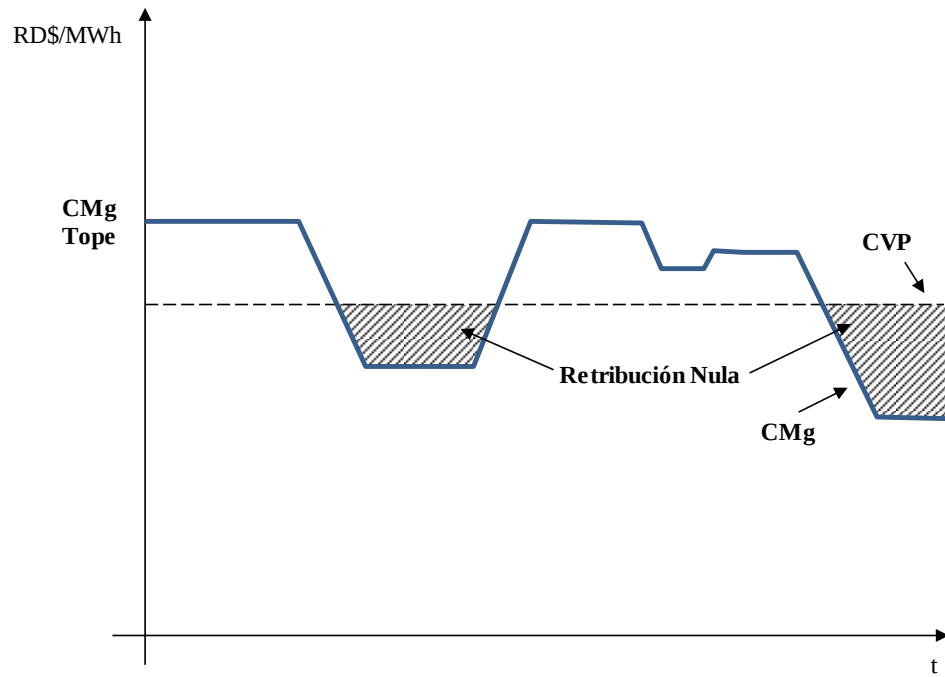


Figura 6.2. Mecanismo de Despacho Forzado con $CMg < CVP < CMg_{Tope}$

Revisión Aspectos de Mecanismo

En cuanto al mecanismo de suministro, existen varios motivos que explican su pobre desempeño, a pesar de que la energía y la potencia son remuneradas de forma separada. A continuación se presentan las explicaciones puntuales, de los casos (C#) identificados:

- C1. La aplicación del factor de ajuste único implica una degradación del índice de indisponibilidad como señal de corto plazo. En el caso extremo, permite obtener valores de potencia firme equivalentes a la potencia efectiva neta e indisponibilidad distinta de cero. Este inconveniente genera problemas de distribución en la remuneración del concepto y desconoce la fiabilidad como señal de garantía de suministro.
- C2. En otro orden, el factor de ajuste mayor a uno convierte la firmeza en un valor artificial que no asegura el nivel de seguridad mínimo, no obstante la demanda pague por un total de potencia firme que en realidad no está del todo disponible.
- C3. El mecanismo de suministro actual se concentra en la firmeza como elemento de gestión de la capacidad de producción que garantiza un margen de reserva en el corto y medio plazo. En este caso, el indicador es el incentivo a la disponibilidad en horas de punta, sin embargo, la misma es una señal débil que no refleja el verdadero nivel de seguridad en el corto plazo, debido a la degradación que implica aplicar el factor de ajuste único y también porque en su determinación, la señal de disponibilidad se atenúa al considerar una base de datos muy extensa, con 10 años de historia.
- C4. La potencia firme reconocida no se reduce con el margen de potencia que se dedica a prestar el servicio de regulación de frecuencia, aun cuando se requiere de una mayor capacidad instalada de generación para abastecer la demanda con seguridad,

y de que existe un mecanismo de compensación a las centrales que prestan el servicio de regulación de frecuencia. En la cadena de insumos verificamos que para determinar la potencia firme se requiere conocer la potencia disponible medida, encontrando el siguiente texto en la definición que presenta el Artículo 413 del RLGE:

“En aquellos casos en que una unidad deja un margen de potencia para Regulación Primaria o Secundaria de Frecuencia, a la Potencia Medida se le deberá adicionar dicho margen”.

La definición de potencia disponible medida se debe reorientar en la forma que el Artículo 255 explica el concepto de potencia disponible, para no considerar el margen que pudiesen tener las máquinas que regulan frecuencia. Para evitar que esta reorientación desincentive a los Agentes generadores a prestar el servicio de regulación de frecuencia, necesario para garantizar la calidad del servicio, se debe ponderar un incremento en el incentivo por regulación que contemplan los artículos 406, 407 y 408 del RLGE.

- C5. El mecanismo de suministro no es claro en relación al tipo de tecnología que se debe promover. Independientemente de la tecnología y del tiempo en operación, a todos los generadores se les remunera al mismo precio de potencia de punta. La definición administrativa del precio de potencia está soportada en la teoría marginalista, no obstante, pudiera no serlo si se incorpora una tecnología térmica más cara que la turbina de gas referenciada en el Artículo 277 del RLGE. En la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y Regímenes Especiales 57-07 encontramos una clara identificación del tipo de tecnología renovable que se quiere promover, al tomar en cuenta una retribución anual de referencia por tecnología, como se verifica en los Artículos 108 al 110.

-
- C6. En todo el proceso de remuneración falta incorporar las restricciones de red, tomando en cuenta que las mismas pueden impedir que algunas zonas deficitarias puedan ser abastecidas desde otras zonas que tienen excedente de potencia firme.
- C7. El método de cálculo de potencia firme establecido en el Artículo 269 del RLGE no hace referencia a la capacidad óptima ni a la energía no servida, complicando la asignación de potencia firme para que sea económicamente eficiente.
- C8. Cuando se determina un total de potencia firme para una probabilidad de excedencia comprendida en el rango que establece la normativa, esto es entre el 95% y el 98%, puede ocurrir que no exista ningún estado operativo, debido a la discretización que impone la función de probabilidad a partir del método convolucional con operación de las unidades de generación en dos posibles estados, provocando inestabilidad en los resultados, y en consecuencia, resultados inválidos.
- C9. En relación con los límites de 95 y 98% de la probabilidad de excedencia requerida para entregar la potencia firme, su definición es absolutamente arbitraria. El rango se mantiene fijo para desarrollar una mecánica iterativa de cálculo, pero en realidad no tiene un sentido físico.
- C10. En el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación no se consideran restricciones por falta de combustibles ni mantenimientos programados. Desde la perspectiva del sistema, no debe existir un tratamiento distinto en el caso de las centrales que realizan trabajos de repotenciación, razón por la cual se sugiere incluir indisponibilidad por esta causa. A partir de este planteamiento se sugiere adoptar el valor de potencia efectiva neta vigente antes de iniciar los trabajos de repotenciación durante el período que duren los trabajos, contrario a lo especificado en el Art. 413 del RLGE, donde señala que cuando una máquina sea declarada en repotenciación, su potencia efectiva neta será nula. Adicionalmente conviene hacer

una clasificación de estas causas, para ir creando una base de datos con estadísticas nacionales confiables. Estas estadísticas pueden servir de referencia, conforme a lo establecido en el Artículo 413 del RLGE, al momento de incorporar una nueva central termoeléctrica.

- C11. En correspondencia con la atribución normativa que establece el Artículo 264 del RLGE, el Consejo de Coordinación del OC definió las horas comprendidas entre las 18:00 y las 22:00 como período de punta, a través de la Resolución OC-51-2003. En el informe OC-GC-INF45-2012.Rev.0 del OC, se establece que a partir del año 2005 la demanda máxima ha experimentado un desplazamiento en la hora de ocurrencia con relación al período oficialmente establecido. El informe señala que desde el año 2010, la demanda máxima real ha ocurrido en la hora 24. Esta realidad motiva una reconsideración del período de punta para ser consistente con la operación del sistema. Un cambio en el período de punta implica modificar el cálculo de los índices de indisponibilidad y de la demanda máxima.
- C12. En relación con la declaración comercial de una máquina que se incorpora al SENI, falta un protocolo procedimental que establezca como se hace la declaración. El RLGE aclara sobre la fecha de inicio a partir de la cual las disponibilidades se calcularán, pero no establece pautas en detalle sobre la declaración. Este procedimiento debe resolver la determinación de variables como la potencia efectiva neta y el costo variable de producción a utilizar, si la unidad no estuvo en operación comercial durante la hora de ocurrencia de la demanda máxima anual.
- C13. Una revisión al Artículo 413 y al literal f del Artículo 269 del RLGE revela dos situaciones: la primera es una ambigüedad en el cálculo de los índices de indisponibilidad; y la segunda es la falta de una fuente de indisponibilidad referencial, tomando en cuenta que no existe una base de datos de indisponibilidad

nacional, para aplicar de forma ponderada a las unidades que se incorporan al SENI y que no alcanzan 120 meses de estadísticas de operación.

C14. Se debe revisar el esquema de indexación del costo marginal de potencia de punta, considerando que en su definición aparece el costo de una turbina a gas, que es un componente activo transable internacionalmente. Para esta componente del cálculo conviene actualizar con el Índice de Precios al Productor (PPI), en lugar de aplicar el Índice de Precios al Consumidor (CPI).

C15. Al momento de definir el pronóstico de demanda máxima anual, los Agentes del MEM utilizan supuestos basados en criterios propios. Debido a que el cálculo es consolidado para encontrar la demanda máxima coincidente, el resultado es cuestionable, tomando en cuenta que las variables que definen las demandas reportadas por los Agentes no son las mismas. De inicio, es necesario adoptar un modelo estándar para realizar el pronóstico de la demanda máxima anual.

Los procesos involucrados con cada problema de mecanismo identificado, se resumen en la siguiente tabla:

C#	SUBPROCESO INVOLUCRADO					
	REM	PFT	IND	FNP	CMG	DMA
C1	•	•				
C2	•	•				
C3	•		•			
C4	•	•				
C5	•				•	
C6	•	•		•		
C7	•	•				
C8	•	•				
C9	•	•				
C10	•	•	•			
C11	•	•	•			•
C12	•	•				
C13	•	•	•			
C14	•				•	
C15	•					•

Tabla 6.2. Procesos Involucrados en Problemas de Mecanismo

donde,

REM representa el Proceso de Cálculo de Remuneración de Potencia Firme, **PFT** representa el Proceso de Cálculo de la Potencia Firme Termoeléctrica, **IND** representa el Proceso de Cálculo de los Índices de Indisponibilidad, **FNP** representa el Proceso de Cálculo de los Factores de Nodo de Potencia, **CMG** representa el Proceso de Cálculo del Costo Marginal de Potencia de Punta, **DMA** representa el Proceso de Cálculo de la Demanda Máxima Anual (Pronóstico, Real).

6.2 PROPUESTAS DE MEJORA PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO

En este apartado se proponen una serie de actuaciones encaminadas a subsanar los puntos débiles detectados en el análisis de cada uno de los subprocesos que conforman las transacciones económicas de potencia de punta, a fin de proporcionar las señales adecuadas para el desarrollo de la actividad de generación.

En relación con la metodología de análisis, se precisan los siguientes detalles:

1. El tratamiento de las propuestas comprende mejoras en los aspectos relacionados con la operación del sistema y/o del mercado, involucrando un análisis que puede ser de carácter técnico y/o regulatorio y/o económico, según sea el caso.
2. En lugar de presentar propuestas por cada problema de mecanismo observado, normalmente se exploran soluciones convergentes a problemas que atacan subprocesos distintos, como se muestra en la tabla 6.2 del apartado anterior. En consecuencia, las soluciones que se presentan para un determinado subproceso, impactan en uno o varios otros.
3. En la medida de lo posible se presentan varias alternativas de solución, para un problema en un subproceso.
4. Los subprocesos de cálculo que se analizan son los siguientes:
 - Subproceso Cálculo de Potencia Firme Termoeléctrica.
 - Subproceso Cálculo de los Índices de Disponibilidad.
 - Subproceso Cálculo de los Factores de Nodo de Potencia.
 - Subproceso Cálculo de los Costos Marginales de Potencia.
 - Subproceso Cálculo de la Demanda Máxima Anual (Pronóstico, Real).

-
- Subproceso Cálculo de Remuneración de Potencia Firme.

5. Las señales de eficiencia vinculadas con las propuestas de mejora se analizan por separado, al margen de las sinergias que se puedan agregar por aplicar más de una con simultaneidad.
6. En algunos casos, las propuestas modifican o complementan el procedimiento actual existente, y en otras propuestas se reemplaza por completo el mecanismo aplicado.

Diagrama Resumen Propuestas de Mejora

En el siguiente cuadro se presenta un resumen, como guía referencial de las explicaciones que siguen. Es importante aclarar que algunas propuestas son mutuamente excluyentes, pero se contemplan dentro del banco de opciones para definir el mecanismo de suministro presentado en la sección 4 del presente capítulo.

PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO					PROPUESTA DE NUEVOS PROC. Y MECANISMOS
CÁLCULO DE POTENCIA FIRME	PFT CON DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD NORMAL	INCREMENTO RANGO PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA	ACTUALIZACIÓN CONCEPTUAL DE LA POTENCIA DISPONIBLE MEDIDA	RESIDUO FINAL SIN AJUSTE	COMPONENTES DEL PROCESO DE CÁLCULO DE REMUNERACIÓN DE POTENCIA FIRME A GENERADORES TERMOELECTRICOS
	CÁLCULO Y AJUSTE DE POTENCIA FIRME POR SUBSISTEMA	AJUSTE DE RESIDUO FINAL CON FACTORES MÚLTIPLES OBTENIDOS A PARTIR DE DESPACHO DE FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA	REMUNERACIÓN DE LA PF A PARTIR DE LA DPP MÁS UN MARGEN DE RESERVA		
INDISPONIBILIDAD	ACTUALIZACIÓN EN PLANTEAMIENTO DE CÁLCULO DE LOS INDICES DE INDISPONIBILIDAD	REDUCCIÓN PERÍODO ESTADÍSTICAS UTILIZADAS EN CÁLCULO DISPONIBILIDAD	FUENTE DE INDISPONIBILIDAD REFERENCIAL		
FACTOR DE NODO	FACTOR DE NODO UNO EN TODAS LAS BARRAS	CÁLCULO FACTORES DE NODO APLICANDO RESTRICCIONES DE RED			
COSTOS MARGINALES	CAMBIO INDEXACIÓN				
DEMANDA MÁXIMA	CRITERIO HORARIO EN CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA	PROCEDIMIENTO PRONÓSTICO DEMANDA MÁXIMA ESTANDARIZADO			

Diagrama 6.1. Resumen Propuestas de Mejora Transacciones Económicas de Potencia

6.3 PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE POTENCIA FIRME

El aporte que realiza esta investigación en la aplicación del método de la convolución estándar, como soporte del pago de potencia firme a los generadores térmicos en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana, no modifica el algoritmo convolucional de cálculo para el corto y mediano plazo, no obstante muestra una mejora del desempeño de las componentes que sirven de entrada al mecanismo de remuneración establecido en el Artículo 269 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. Por este motivo se analiza cada componente de entrada por separado y se proponen mejoras al diseño del mecanismo de suministro, para fortalecer la señal económica de disponibilidad y de suficiencia.

Aunque el método en sí mismo presenta inestabilidades numéricas, arrojando potencias firmes negativas en los casos de centrales con muy altos índices de indisponibilidad, se aclara que se trata de una propiedad del método y no de un problema del modelo, debido al efecto de discretización en los valores de potencia disponible y debido al reducido número de centrales con que cuenta el sistema. Por este motivo se presenta una alternativa basada en la función de distribución normal, para que en el largo plazo se puedan evaluar sus bondades y los ajustes que implica en los aspectos técnicos, económicos y normativos.

Las propuestas de mejora relacionadas con el cálculo de la potencia firme abordan los problemas de inestabilidad que provoca la metodología convolucional discreta, se evalúa el efecto de relajar el margen de seguridad, se actualiza el concepto de Potencia Disponible Medida, se aborda un esquema para no ajustar el residuo final, se consideran algunos criterios para determinar la potencia firme en condiciones críticas de congestión de la red, se determina un esquema de ajuste del residuo final sobre la base de un flujo de potencia óptimo, motivando la aplicación de factores de ajuste múltiples y se presenta

una alternativa que pretende mitigar la situación de escasez por falta de inversión. Los detalles se presentan a continuación.

Propuesta P1: PF con Distribución de Probabilidad Normal

La determinación de las potencias firmes a partir de la convolución discreta sobre las funciones de densidad de probabilidad de las variables (potencia efectiva neta e índice de indisponibilidad) genera inestabilidades numéricas con valores de potencia firme negativos. En el Sistema Interconectado Norte Grande de Chile se propuso para la discusión, una solución gaussiana; y partiendo de esta propuesta se han considerado modificaciones orientadas en los términos descritos por el procedimiento local establecido en el Artículo 269 del RLGE.

Para abordar el método de cálculo, se supone que el total de potencia del sistema presenta una distribución de probabilidad normal (Gaussiana), caracterizada por la independencia que presenta la distribución de cada unidad de generación.

El supuesto comportamiento normal tiene su aval en el Teorema Central del Límite, en donde se establece lo siguiente:

Sea la suma: $\xi = \xi_1 + \xi_2 + \xi_i + \dots + \xi_n$; $i = 1, \dots, n$

de n variables independientes, en donde ξ_i tiene media μ y desviación estándar σ_i . La media y la varianza (cuadrado de la desviación estándar) vienen dadas por las expresiones:

$$\mu = \mu_1 + \mu_2 + \mu_i + \dots + \mu_n ; \quad i = 1, \dots, n$$

$$\sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_i^2 + \dots + \sigma_n^2 ; \quad i = 1, \dots, n$$

Si la distribución de las ξ_i es normal, la suma ξ también es normal. Por otro lado, el Teorema de Moivre muestra que, en el caso particular en que las ξ_i sean variables booleanas con distribución:

$$\xi = \begin{cases} 1 \rightarrow \text{prob}p \\ 0 \rightarrow \text{prob}q = 1 - p \end{cases}$$

La distribución de la suma es aproximadamente normal para valores grandes de n . En efecto, el Teorema de Moivre afirma que en este caso particular, la función de distribución de la variable estandarizada:

$$Z = \frac{\xi - \mu}{\sigma}, \text{ tiende a la función normal cuando } n \text{ tiende a infinito.}$$

En resumen, esta metodología de cálculo de la potencia firme se determina tomando en cuenta el supuesto de independencia de las variables y considerando que la suma de estas tiene el comportamiento de una distribución normal:

1. Se verifican las potencias efectivas netas para cada central. En los casos en que la misma se ha determinado a partir de la potencia bruta y de los consumos propios, se verifica su determinación a partir de la expresión:

$$PEN_i = PB_i \times \left[1 - \frac{CP_i \%}{100} \right]$$

2. Se calculan las potencias medias para cada central, a partir de:

$$PM_i = PEN_i \times [1 - IND_i]$$

-
3. Se determina la varianza y la desviación estándar del sistema, a partir de las potencias efectivas netas y de las potencias medias de los puntos 1 y 2.

$$\sigma^2 = \sum_i \left[\frac{X_i^2}{N} \cdot f(X_i) \right] - \mu^2$$

$$\sigma^2 = \sum_i \left[\frac{PEN_i^2}{N} \times (1 - IND_i) \right] - \overline{PM}^2$$

4. Después de determinar la varianza total del sistema y su potencia media, se calculan las varianzas y potencias medias resultantes para el sistema al eliminar la central i. Este procedimiento se repite de forma separada hasta completar el ejercicio con todas las centrales termoeléctricas del sistema, obteniendo tantas curvas normales como centrales existan.

5. Tomando en cuenta que $Z = \frac{\xi - \mu}{\sigma}$, se calculan los valores de Z_i para cada central.

6. Se aproximan los valores de la función de probabilidad acumulada utilizando el polinomio de Abramowitz y Stegun, que se deduce a partir de la función de probabilidad normal estándar, en la forma siguiente:

$$B_i = \frac{1}{2} \times \left[1 + 0.196854|Z_i| + 0.115194|Z_i|^2 + 0.000344|Z_i|^3 + 0.019527|Z_i|^4 \right]^{-4}$$

7. Se determinan las probabilidades de excedencia a partir de las siguientes relaciones:

$$F(Z_i) = 1 - B_i \text{ para } Z_i < 0, \text{ y } F(Z_i) = B_i \text{ para } Z_i \geq 0.$$

-
8. Para una probabilidad de excedencia $F(Z_i)$, se obtiene la potencia del sistema sin considerar la participación de la central i al despejar de la relación:

$$Z = \frac{\xi - \mu}{\sigma}$$

9. Visto que se han calculado las potencias del sistema completo y las potencias del sistema sin considerar la participación de cada una de las centrales, para un determinado nivel de seguridad, se define la potencia firme preliminar de cada central, a partir de la diferencia de las referidas variables, esto es:

$$PF_{\text{prelGi}} = PSISTEMA_{\text{TOTAL}} - PSISTEMA_{\text{SinGi}}$$

10. Se obtiene la potencia firme inicial para cada generador termoeléctrico, ajustando los valores de potencia firme preliminar, debido a que el total de potencias firmes preliminares no cuadra con el total del sistema. Para este ajuste se corrige la potencia firme inicial de cada generador modulando los valores de potencia firme preliminar en función de la potencia total del sistema, en la forma que se muestra a continuación:

$$PF = \frac{PF_{\text{prel},i}}{\sum_i PF_{\text{prel},i}} \times PSISTEMA_{\text{TOTAL}}$$

Si el valor ajustado de potencia firme inicial excede la potencia media de la máquina, se acota al valor de potencia media. Luego se obtiene la potencia firme final considerando la limitación de potencia media y las acciones contempladas para el tratamiento del residuo final en los literales i y j del Artículo 269 del RLGE.

Propuesta P2: Incremento del Rango de Probabilidad de Excedencia – Caso Variación Límite Inferior.

El procedimiento de cálculo de potencia firme inicia determinando la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar con el nivel mínimo de seguridad (Véase el literal a del Artículo 269 del RLGE).

Un ordenamiento de las potencias totales y de las probabilidades de ocurrencia que resultan con cada estado, muestra una relación inversa entre dichas variables. En consecuencia, una reducción del límite inferior de la probabilidad de excedencia implica un crecimiento de la potencia total del conjunto de unidades, y por tanto, un crecimiento del total de potencia firme. Tomando en cuenta este criterio y observando el número de casos de potencia firme en los cuales se ha utilizado un nivel de seguridad de 95% (815 de 860 casos presentados desde que inicia el mercado hasta el año 2011, para un 94.8% de participación), queda en evidencia un problema de suficiencia, razón por la cual se justifica desplazar a la baja el límite inferior para incrementar el rango de probabilidad de excedencia.

Un incremento del rango de probabilidad de excedencia por desplazamiento a la baja del límite inferior, no sólo representa un incremento en el total de potencia firme, también implica una reducción del residuo final, y por tanto, una reducción del factor único a utilizar para llevar el residuo final a cero, como se establece en el literal j del Artículo 269 del RLGE.

La amplificación de las potencias firmes termoeléctricas por aplicación del factor único, motiva una redistribución del total a remunerar, favoreciendo las unidades con mayor potencia firme, en lugar de verificar aquellas unidades que realizan un verdadero aporte a la fiabilidad del sistema. Este problema es inherente al método, y no es el objeto a resolver.

La propuesta que se plantea coloca en balanza la suficiencia y la seguridad, en este caso se pretende mejorar la suficiencia y para ello es necesario conocer hasta qué punto es posible liberar el límite de seguridad inferior.

El planteamiento de esta propuesta explorará los resultados obtenidos de simulaciones que varían el límite de seguridad inferior en el rango conservador: $90\% \leq \text{Límite Inferior} < 95\%$. Para no convertir el proceso en un mecanismo tedioso, las variaciones serán realizadas con valores enteros (94, 93, 92, 91, 90), en correspondencia con el principio regulatorio de la sencillez.

La criticidad del nivel de seguridad es relativa, considerando que las empresas distribuidoras conviven con un programa de gestión de cortes, que hacen de la demanda un valor más reducido que el utilizado en los cálculos, y de la calidad un servicio más degradado. Al margen de estas actividades, se entiende que la situación es crítica cuando se compromete la siguiente ecuación de equilibrio, debido a que el total de potencia firme inicial no es suficiente para cubrir la demanda de potencia de punta más las pérdidas de transporte:

$$\sum_i PF_{\text{INICIALi}} = \sum_j DPP_j + \text{PERD}$$

Tomando en cuenta que esta propuesta no pretende cambiar la metodología, sino el rango de seguridad establecido, conviene precisar una variable de referencia para tomar la decisión del cambio. Esta variable será la potencia firme inicial ajustada con el factor único, sujeta al valor límite de la potencia media. De esta forma, se podrá precisar dentro del rango sugerido de 90% a 95%, el valor máximo del límite inferior del nivel de seguridad, en el cual se pueda comprobar que las centrales termoeléctricas no superan a su valor de potencia media.

La condición de no superar el valor de potencia media tiene sentido, si consideramos que este valor resulta de afectar la potencia efectiva neta de la central por el correspondiente índice de indisponibilidad. En el esquema actual, la potencia firme ajustada se acota al valor de la potencia efectiva neta. El contrasentido de este límite viene porque la central presenta un índice de indisponibilidad con un valor de potencia firme ajustado y acotado a su máximo.

En resumen, la propuesta de cambio del límite inferior del nivel de seguridad se activa cuando el factor único utilizado para ajustar la potencia firme de las centrales termoeléctricas excede a un valor de referencia (ej. 3) . En este caso, se procede de la siguiente forma:

1. Se reduce el límite inferior de seguridad en una unidad, dentro del rango $90\% \leq \text{Límite Inferior} < 95\%$, se recalculan las potencias firmes iniciales y sigue 2.
2. Considerando que la reducción del nivel de seguridad favorece el crecimiento de potencia firme, se verifica el valor del residuo final. Si el residuo final es mayor que cero, se aplica el literal i del Artículo 269 del RLGE, de lo contrario se ajustan las potencias firmes termoeléctricas aplicando un factor único de multiplicación, y sigue 3.
3. Si al menos una de las potencias ajustadas excede a la potencia media de la central, se acota al valor de potencia media y sigue 4.
4. Fin.

Propuesta P3: Actualización Conceptual de la Potencia Disponible Medida

En esta propuesta no se pretende innovar en relación con los esquemas de retribución que perciben los generadores al disponer de un margen de potencia para prestar el servicio de regulación de frecuencia y a la vez considerado (el margen) como parte de la potencia firme. En ambos casos, existe un compromiso del generador para aportar la reserva cuando el operador del sistema lo solicite o de entregar potencia firme en las horas de punta con el nivel de seguridad establecido, también cuando el operador del sistema lo solicite. No obstante, algunos escenarios de operación pueden ser incompatibles en casos de simultaneidad.

La propuesta de actualización que se sugiere es para unificar un aspecto, relacionado con el margen de regulación de frecuencia, en el concepto de potencia disponible medida que se utiliza en el procedimiento de cálculo de los índices de indisponibilidad en horas de punta que expresa el Artículo 413 del RLGE, y en el concepto de potencia disponible que refiere el Artículo 255 del RLGE para el cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa.

En el Artículo 413 del RLGE se encuentra la definición de la potencia disponible medida. El último párrafo de esta definición dice lo siguiente:

“En aquellos casos en que una unidad deja un margen de potencia para Regulación Primaria o Secundaria de Frecuencia, a la Potencia Medida se le deberá adicionar dicho margen”.

Y el Artículo 255 del RLGE establece que al determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar el margen que pudiesen tener aquellas que regulan frecuencia.

En el Artículo 1 del RLGE se encuentra un glosario de términos que define la potencia disponible en la siguiente forma:

“Se entiende por Potencia Disponible en cada instante, la mayor potencia a que puede operar la planta, descontadas las detenciones programadas por mantenimiento, las detenciones forzadas y las limitaciones de potencia debidas a fallas en las instalaciones”.

En esta última definición, la mayor potencia a la que puede operar la planta no excluye el margen de regulación de frecuencia, en coherencia con el Artículo 413. En consecuencia, se propone modificar el término de potencia disponible que utiliza el Artículo 255 por “Potencia Disponible para Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Activa”.

Propuesta P4: Residuo Final Sin Ajuste por Déficit de Potencia Firme

En la reseña de aspectos con problemas de mecanismo se ha discutido el efecto de ajustar el residuo final, cuando existe déficit de potencia firme. Un residuo final menor a cero implica la existencia de un déficit de potencia firme, resaltando el hecho base de una demanda de potencia de punta que paga por una potencia firme sin recibir a cambio una determinada calidad de abastecimiento, generando una distorsión en la distribución del monto que paga la demanda por potencia firme entre las unidades de generación. Cuando el residuo final es mayor a cero existe un excedente de potencia firme, y para el ajuste se va reduciendo a partir de una lista de mérito que ordena de menor a mayor los costos variables de despacho, penalizando las unidades de generación con mayores costos variables de despacho.

La propuesta pretende reducir la diferencia entre el total de demanda de potencia de punta y el total de potencia firme. De esta forma, si el residuo final es menor a cero,

cada retiro presentará una reducción en el monto que retribuye a la generación a prorrata de su participación, en ánimo de realizar un pago consistente con el nivel de suministro que existe; y en el caso de que el residuo final sea mayor a cero, se ajusta conforme al literal i del Artículo 269 del RLGE. Este método denota un pago de potencia firme en correspondencia con el aporte de fiabilidad que hace la central al sistema, anulando una porción de pago, en el caso de tener un residuo final menor a cero, debido a que en la práctica no tiene respaldo de potencia firme; y en el caso de un residuo final mayor a cero, no retribuye más allá de la necesidad del SENI.

En resumen, la propuesta de no aplicar ajuste se activa cuando el valor del residuo final es distinto de cero. En este caso, se procede de la siguiente forma:

1. Se determina el residuo final como la diferencia física entre el total de potencia firme y el total de demanda máxima del sistema, como se indica a continuación:

$$RES_{FINAL} = \left| \left[\sum_i PF_i \right] - DMAX \right|$$

2. Se determina la demanda de potencia de punta a reconocer para la remuneración de la generación, como se indica a continuación:
 - Si el residuo final es menor a cero, la demanda de potencia de punta a ser aplicada a cada punto de retiro se reduce en una proporción del residuo final, determinado a prorrata de su participación.

$$DPP_y = DPP_x - RES_{FINAL} \times \frac{DPP_x}{\sum_j DPP_j}$$

$$DPP_y = DPP_x \left[1 - \frac{RES_{FINAL}}{\sum_j DPP_j} \right]$$

donde,

DPP_y es la nueva demanda de potencia de punta a reconocer para el punto de retiro X.

- Si el residuo final es mayor a cero, la potencia firme se ajusta a la demanda mediante la aplicación del literal i del Artículo 269 del RLGE.

3. Fin.

Propuesta P5: Potencias Firmes por Subsistemas

Considerando que las restricciones impuestas por la red de transporte limitan la capacidad de generación que efectivamente está disponible para abastecer la demanda, hace sentido redefinir los niveles de reserva rotante y las unidades en operación, de manera que el despacho de unidades pueda garantizar una operación de corto plazo adecuada para las zonas delimitadas.

Debido a que la metodología de cálculo no toma en cuenta las restricciones de red, el compromiso de potencia firme se puede ver afectado para uno o varios de los subsistemas conformados. No obstante, estas eventualidades ocurren, es decir, que una o varias unidades de generación no pueden aportar toda la potencia firme que se le remunera, durante el mes o una fracción de éste. Sobre esta base se propone reducir la retribución por potencia firme a aquellos generadores, que por su ubicación en la red, no puedan suministrar la totalidad de su producción disponible, durante el tiempo que perdure la restricción, conjuntamente con el resto de generadores en la misma barra o subsistema identificado.

En resumen, la propuesta para calcular la potencia firme por subsistema considera las restricciones de red y se determina de la siguiente forma:

1. Se calculan las potencias firmes sin considerar las restricciones de red, como se establece en el Artículo 269 del RLGE, luego sigue 2.
2. Se identifican los subsistemas conformados durante el mes, ya sea por congestiones de red o apertura física de los enlaces, luego sigue 3.
3. Se determina la cantidad de potencia firme que se puede evacuar en cada uno de los subsistemas conformados, a partir de las restricciones de red consideradas, luego sigue 4.

-
4. Se determina la suma de las potencias firmes de las unidades de generación, calculadas según el punto 1, para cada subsistema conformado, luego sigue 5.
 5. Se determina la nueva potencia firme a remunerar durante el intervalo de duración de cada subsistema, como se indica a continuación:

$$PF_{i,m,t,ss} = PF_{i,m,art269} \times \frac{\sum_j PE_{j,m,t,ss}}{\sum_i PF_{i,m,art269}}$$

donde,

$PE_{j,m,t,ss}$ es la potencia de evacuación de la unidad j determinada durante el mes m , en el tiempo de duración t del subsistema ss . La determinación de esta potencia será el valor más pequeño que resulta de comparar la cantidad de potencia firme que aportan los generadores en la zona sin considerar la formación de subsistema y la cantidad de potencia que puede ser inyectada por los mismos generadores considerando las limitaciones de red que condicionan la formación del subsistema.

$PE_{i,m,art269}$ es la potencia firme de la unidad i calculada para el mes m , según el Artículo 269 del RLGE.

6. Se ponderan las potencias firmes por los tiempos de duración de los subsistemas conformados en cada mes, verificando que las sumas de los intervalos de tiempo se corresponde con el total de horas del mes.
7. Fin

En el caso de un generador que solicite acceso a la red y que haya programado su entrada considerando la puesta en servicio de un refuerzo a la red en el plan de expansión del sistema de transmisión, que elimine una restricción de evacuación en su punto de conexión o en el subsistema al que pertenezca, quedará exento de la reducción de la remuneración de potencia firme para esta causa, mientras exista retraso en la fecha de entrada de la línea programada, que crea la limitación de evacuación para el generador en cuestión.

Propuesta P6: Ajuste del Residuo Final utilizando Factores Múltiples

Otra alternativa para resolver el ajuste de la potencia firme con la demanda de potencia de punta puede ser realizada por medio de un flujo óptimo, como se realiza en Bolivia, que tenga en cuenta los parámetros de red, las restricciones y ecuaciones de equilibrio, los costos variables de producción, las pérdidas de transformación, etc. La función objetivo persigue una operación óptima, y de acuerdo con el Artículo 249 del RLGE, se entenderá por operación óptima aquella que minimiza el costo de suministro. De inicio se sugiere considerar una adaptación del modelado que utiliza el Operador del Mercado para definir el programa de operación semanal. Las modificaciones sugeridas son las siguientes:

1. Adaptar el modelo para una hora de operación que represente el comportamiento de los registros mensuales utilizados.
2. Incorporar una restricción que garantice un valor de despacho comprendido entre la potencia firme preliminar y la potencia media para cada unidad de generación termoeléctrica. En ese orden, los valores mínimos de cada unidad de generación termoeléctrica serán los resultados de aplicar el Artículo 269 del RLGE, es decir, los valores de potencia firme preliminar. Y los valores máximos a alcanzar los de potencia media, respetando las indisponibilidades que caracterizan a cada unidad de generación termoeléctrica.

-
3. Utilizar los valores de potencia resultantes del proceso de optimización como valores de potencia firme para las unidades de generación termoeléctrica. Esta sustitución de valores implica un ajuste de la potencia firme preliminar con un factor de multiplicación exclusivo para para unidad de generación termoeléctrica, remplazando el factor único que contempla el literal j del Artículo 269 del RLGE.

Propuesta P7: Remuneración de la PF más un Margen de Reserva

La idea es remunerar la potencia firme más un margen de potencia. Con esta propuesta se pretende crear un incentivo más fuerte para que cada uno de los generadores haga lo posible por mantenerse disponible cuando el sistema eléctrico lo requiera, especialmente en condiciones críticas de operación. De esta manera, se quiere mejorar la calidad de suministro, al tiempo que se mitiga el impacto del poder de mercado y de los instrumentos regulatorios que exigen alguna forma de pago como la compensación por desvío. Por otro lado, se trata de asegurar un margen de cobertura de capacidad disponible para ser utilizado en condiciones críticas del período de punta, en caso de que el mercado no lo provea por medio de la potencia firme remunerada.

En relación con el valor del margen de reserva a utilizar en la cobertura de la demanda, no existe una definición única que especifique como calcularlo. Aunque es práctico proponer que el margen de reserva deseable, al igual que las potencias firmes de los generadores termoeléctricos, sea obtenido a partir de un estudio probabilístico.

En la perspectiva internacional encontramos diversos criterios para calcular el margen de reserva. A continuación se citan algunos ejemplos:

- En Colombia, este margen se determina por medio de una subasta, en la que pueden participar generadores existentes y nuevos, mediante compromisos de

largo plazo de hasta 20 años. La generación cubre la demanda con un monto de energía firme comprometida en el caso de que el precio de la energía supere un valor determinado (call option), en caso contrario tiene que comprar la energía al costo marginal del sistema.

- En Guatemala, las potencias firmes de cada unidad de generación son ordenadas por costos variables, siendo consideradas en primer término las hidráulicas, hasta cubrir la demanda máxima prevista más un margen de 10%. A este conjunto de centrales se las denomina Oferta Firme eficiente.
- En el libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio español se sugiere un margen de reserva comprendido entre el 10% y el 15%.

En principio se propone adoptar un 10% de la demanda, y transcurrido un año analizar la cobertura para modificar o ratificar dicho valor, con un estudio detallado por parte del Operador del Mercado en el que se incorpore la energía no servida que proporciona actualmente el parque de generación, de forma que se pueda minimizar el costo total de la remuneración de la potencia firme (incluyendo la energía no servida).

El método utilizado para motivar los Agentes del MEM a participar con una cantidad de reserva no es parte de esta propuesta, aunque no está demás la mención de la subasta de cantidad como un criterio típico.

6.4 PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE INDISPONIBILIDAD

Las propuestas de mejora relacionadas con el cálculo de los índices de indisponibilidad abordan un replanteamiento de la forma de cálculo para evitar la ambigüedad normativa que se presenta entre los Artículos 413 y 269.f del RLGE, el efecto de reducir los diez años de indisponibilidad histórica considerando la perspectiva de la fiabilidad, y por último se recomienda una fuente para definir la disponibilidad referencial. En cierta medida, se pretende contribuir con la garantía de seguridad en el abastecimiento de la demanda.

Propuesta P8: Actualización en Planteamiento de Cálculo Índice Indisponibilidad

En el RLGE coexisten dos planteamientos para determinar los índices de indisponibilidad.

En el literal f del Artículo 269, encontramos el primer planteamiento:

“La disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas se calculará considerando la indisponibilidad mecánica forzada y la indisponibilidad programada por mantenimientos. La tasa de indisponibilidad forzada de las unidades termoeléctricas corresponderá a la tasa media resultante de las estadísticas de fallas de los últimos diez (10) años. En el caso de unidades que no tengan diez (10) años de estadística, se adoptará un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los diez (10) años, considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo”

En el Artículo 413 del RLGE encontramos el planteamiento de las siguientes ecuaciones:

$$DM_{t,m} = \left(0.6 + 0.04 \times \frac{NM_t}{12} \right) \times DMM_{t,m} + \left(0.4 - 0.04 \times \frac{NM_t}{12} \right) \times DR_t$$

$$Indisp_{t,m} = 1 - DM_{t,m}$$

donde,

$DM_{t,m}$ es la Disponibilidad de la Máquina termoeléctrica “t” en el mes “m”.

NM_t es el número de meses con estadística, con un máximo de 120 meses.

$DMM_{t,m}$ es la Disponibilidad Media Medida para la unidad termoeléctrica “t” en el mes “m”.

DR_t es una Disponibilidad Referencial de la máquina “t” obtenida de estadísticas nacionales o internacionales de máquinas del mismo tipo.

En el párrafo del 269.f del RLGE se indica que se deben tomar en cuenta los valores históricos y los de referencia (considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo), hasta completar diez (10) años. Por tanto, considerando el número de meses comprendidos en el período (NM), las componentes histórica y referencial se ponderan tomando $NM = 120$.

La ecuación que determina la Disponibilidad de la Máquina en el Artículo 413 del RLGE, entiende que el número de meses (NM) corresponde a la estadística histórica, es decir que, $NM \leq 120$. Por tanto, la ponderación en cada mes será sobre la base de un factor de tiempo variable, en caso de que la máquina no haya alcanzado los diez años de operación.

A pesar de esta discrepancia, en el Artículo 413 del RLGE existe un párrafo similar al establecido en el Artículo 269.f, como se muestra a continuación:

“En el cálculo de la Potencia Firme, el OC deberá utilizar la estadística histórica de indisponibilidad de los últimos diez (10) años, calculada con la información detallada de las salidas forzadas y programadas. En caso de no contar con las estadísticas de fallas y salidas programadas de los últimos diez (10) años, se deberá utilizar para los años faltantes, un valor de tasa de falla y salidas programadas referencial establecido de estadísticas nacionales o internacionales de unidades del mismo tipo”

La propuesta de cálculo del índice de indisponibilidad tiene dos partes. La primera consiste en utilizar la fórmula de cálculo presentada en el Artículo 413 del RLGE, como una medida de acercamiento no estandarizada, que permita resolver los cálculos preliminares de las transacciones económicas de potencia. Para una mayor claridad se agregan algunas condicionales como se presenta a continuación:

$$DM_{t,m} = \left[0.6 + 0.04 \times \frac{REG_{t,hist}}{12} \right] \times DMM_{t,m} \times \zeta + \left[0.4 - 0.04 \times \frac{REG_{t,hist}}{12} \right] \times DR_t \times \zeta + [1 - \zeta] \times DR_t$$

Si $REG_{t,hist} = 0$ entonces $(\zeta = 0, DMM_{t,m} = 0, DR_t \neq 0)$

Si $1 \leq REG_{t,hist} \leq 120$ entonces $(\zeta = 1, DMM_{t,m} \neq 0, DR_t \neq 0)$

Si $REG_{t,hist} > 120$ entonces $(\zeta = 1, DMM_{t,m} \neq 0, DR_t = 0, REG_{t,hist} \leftarrow NM_t = 120)$

siendo,

$REG_{t,hist}$ es el número de registros con estadística histórica hasta un máximo de 120. Una vez superados los 120 meses de estadística histórica, se toma una ventana móvil con los últimos 120 registros (NM).

En contraposición con la fórmula anterior, la segunda parte de la propuesta pretende utilizar la estadística histórica más la referencial que completa la base de datos, desde el

inicio. El cambio propone una metodología de cálculo respaldada con un estándar internacional para su utilización en los cálculos definitivos de las transacciones económicas de potencia. El uso de un índice estándar tiene la ventaja de facilitar la interpretación del desempeño de las unidades de generación mediante comparaciones entre unidades del mismo tipo en sistemas diferentes.

Una razón importante para seleccionar el índice, tiene que ver con la vinculación que tiene la disponibilidad con la dimensión de suministro que atiende la seguridad. La seguridad del sistema se debe mantener en todo momento y no sólo durante los períodos de mayor demanda. De esta forma, se valora la disponibilidad con el mismo peso en todas las horas.

El índice propuesto es la tasa equivalente de salida forzada basada en la demanda ($EFOR_d$ – equivalent demand forced outage rate). El mismo se define en el estándar IEEE Std 762-2006 (IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity), también es reconocido como un estándar ANSI (American National Standards Institute), [IEEE06]. Esta norma es de uso voluntario y es utilizada actualmente por la NERC (North American Electric Reliability Council), como se verifica en los reportes GADS (Generator Availability Data System); y por la CEA (Canadian Electricity Association), como se verifica en los reportes ERIS (Equipment Reliability Information System), etc.

El término FOR (Tasa de Salida Forzada) toma en cuenta las salidas forzadas completas y EFOR (Tasa Equivalente de Salida Forzada) toma en cuenta las salidas y reducciones forzadas. Estos indicadores son razonables para unidades de base que permanecen en operación por mucho tiempo, pero presentan resultados no realísticos con unidades de ciclo combinado o unidades que operan en punta, debido al efecto que tienen en la determinación del tiempo de salida forzada, los procesos de arranque. Para resolver este inconveniente se diseñó la tasa equivalente de salida forzada basada en la demanda $EFOR_d$, utilizando la porción de salida forzada que ocurre durante los períodos de

demanda. Existen técnicas de mayor precisión y también de mayor complejidad, como el cálculo $EFOR_d$ aproximado mediante los procesos de Markov, y de disponibilidad comercial.

A continuación se presenta la definición del índice $EFOR_d$ según el estándar IEEE Std 762-2006:

$$EFOR_d = \left[\frac{FOH_d + EFDH_d}{FOH_d + SH} \right] \times 100$$

donde,

FOH_d son las horas de salida forzada basadas en la demanda.

$EFDH_d$ son las horas equivalentes de reducción forzada basadas en la demanda

SH es el número de horas en servicio en que la unidad se encuentra despachando energía en el período.

Las expresiones que definen a FOH_d y $EFDH_d$ se presentan a continuación:

$$FOH_d = f \times FOH$$

$$EFDH_d = EFDH - ERSFDH$$

donde,

FOH son las horas de salida forzada.

f es el factor de demanda.

$EFDH$ son las horas equivalentes de reducción forzada.

$ERSFDH$ son las horas equivalentes de reserva en apagado.

Las expresiones que definen a $EFDH$ y $ERSFDH$ se presentan a continuación:

$$EFDH = \frac{\sum_{i=1}^n FD_i \times T_i}{MC}; ERSFDH = \frac{\sum_{i=1}^n RSFD_i \times T_i}{MC}$$

donde,

FD es el estado de reducción forzada.

T_i es el número de horas acumuladas en la categoría de tiempo referida.

$RSFD_i$ es la reserva en apagado forzada durante el estado de reducción.

MC es la capacidad máxima que una unidad puede generar en un instante de tiempo cualquiera.

La expresión que define el factor de demanda es la siguiente:

$$f = \frac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D}}$$

Las componentes del factor de demanda de detallan a continuación:

r es el promedio de duración de salida forzada y es igual a:

$$r = \frac{FOH}{\#SF}, \text{ donde } \#SF \text{ es el número de salidas forzadas.}$$

T es el promedio de tiempo de la reserva en apagado y es igual a:

$$T = \frac{RSH}{\#RA}, \text{ donde } \#RA \text{ es el número de salidas con reserva en el estado de apagado.}$$

D es el promedio de tiempo de demanda o ciclo de servicio y es igual a:

$$D = \frac{SH}{\#OD}, \text{ donde } \#OD \text{ es el número de ocurrencias de demanda.}$$

La determinación de uso del índice $EFOR_d$ será calculada para un año completo, cumpliendo la recomendación del estándar IEEE Std 762-2006, al señalar que, típicamente este índice de desempeño es calculado usando los datos de al menos un año.

En la tabla siguiente se muestran las limitaciones del cálculo $EFOR_d$ asociadas a las variables que la definen:

CASO	SH	FOH	RSH	$EFOR_d$
BASE	>0	>0	>0	APLICABLE
1	0	>0	>0	INDETERMINADO
2	0	0	>0	INDETERMINADO
3	0	>0	0	INDETERMINADO
4	>0	0	>0	EFDH/AH
5	>0	0	0	EFDH/AH
6	>0	>0	0	EFOR
7	0	0	0	INDETERMINADO

Tabla 6.3. Condiciones Limitantes $EFOR_d$

Fuente: IEEE Std 762-2006

Además de la acción que sugiere la tabla anterior, se presentan las siguientes condicionales:

- Si una de las variables SH, FOH o RSH es igual a cero en un período, una práctica ha sido asignar un valor por defecto de 0.001 para definir el cálculo del índice.
- De igual manera, si una de las variables “Número de ocurrencias de FOH”, “Número de Arranques Convocados”, o “Número de Arranques No Fallidos” es igual a cero en un período, se asigna un valor de 1 para definir el cálculo del índice.

Tomando en cuenta que se debe utilizar la estadística de indisponibilidad histórica más la referencial que completa la base de datos, para su aplicación en el cálculo de la potencia firme, y en el contexto del diseño, para su aplicación en los cálculos definitivos de las transacciones económicas de potencia, se propone crear una base de datos con las indisponibilidades definitivas por año. Para determinar estos índices definitivos se calculan las razones de participación resultantes de la indisponibilidad histórica de operación definitiva (EFORd), y del complemento de la media referencial, como se muestra a continuación:

$$\text{Indisp}_{t,a} = \frac{\sum_i^n \text{EFORd}_i}{\sum_i^n \text{EFORd}_i + \sum_j^m \text{DR}_j} + \frac{\sum_j^m \text{DR}_j}{\sum_i^n \text{EFORd}_i + \sum_j^m \text{DR}_j} ; n + m = 10$$

donde,

$\text{Indisp}_{t,a}$ es la tasa de indisponibilidad correspondiente a la central termoeléctrica t , utilizada en los cálculos de potencia firme para las transacciones económicas de potencia definitivas del año a .

n, m son valores expresados en años.

Propuesta P9: Reducción Período Estadísticas

La señal de corto plazo que se pretende reflejar con el índice de indisponibilidad, como indicador de desempeño de la seguridad de suministro, presenta un efecto de atenuación porque diluye los resultados de los cálculos mensuales en una base de datos de 10 años (120 meses).

Una revisión a la experiencia internacional, en países con procedimientos de cálculo parecido como Chile y Perú, muestra que independientemente del período de cálculo considerado para determinar la remuneración de potencia, el índice de indisponibilidad aplicado se calcula sobre la base de los últimos 5 años de operación. De igual forma, Guatemala calcula un índice de indisponibilidad promedio con 5 años de historia y Colombia considera 3 años.

En esta sección se propone reducir el horizonte de la base de datos de indisponibilidad de 10 años a 5 años móviles, en correspondencia con las prácticas observadas en mercados que tienen características similares. Esta decisión tiene la intención de fortalecer la señal de corto plazo asociada a la disponibilidad, permitiendo evaluar las necesidades de potencia que garantizan la seguridad de suministro, para mejorar la fiabilidad del sistema.

Propuesta P10: Fuente de Indisponibilidad Referencial

Los valores de indisponibilidad referencial que en la actualidad utiliza el OC provienen de una publicación de la NERC, que no ha sido actualizada desde que inició el mercado hasta la fecha. En principio se puede intuir un criterio de obsolescencia que no es compatible con los índices de la nueva generación que se incorpora al SENI, motivando asignaciones distorsionadas de un pobre o de un sobredimensionado desempeño que afecta la remuneración del generador. En ese orden, se proponen los índices de indisponibilidad publicados por la NERC en los reportes GADS (Generating Availability Data System).

Los reportes GADS comprenden una Colección de datos disponibles y validados con información proporcionada por más de 6,500 unidades de generación (existen registros desde 1960 para algunas tecnologías), un programa de mantenimiento y soporte de las bases de datos y un proceso para analizar la tendencia de la industria a partir de los datos

registrados. En cuanto a la clasificación de las unidades, el reporte las agrupa por tipo de tecnología, por tamaño y por tipo de combustible.

En relación con los cálculos de las medidas de desempeño de las unidades de generación, la NERC publica los resultados de los reportes GADS, basados en el estándar IEEE Std 762-2006, que es reconocido a nivel mundial.

6.5 PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FACTORES DE NODO

Las propuestas de mejora relacionadas con el cálculo de los factores de nodo de potencia de punta analizan dos aspectos. La primera evalúa los argumentos que hacen sostenible su eliminación, al considerar que todos los factores de nodo son iguales a la unidad. La segunda propone su realización incorporando una red con restricciones operativas. En ambos casos se analiza su efecto en la señal de localización.

Propuesta P11: Factores de Nodo iguales a la unidad

La adopción de factores de nodo de potencia iguales a la unidad no anula la señal de localización que internalizan los generadores en la declaración de sus costes de producción, considerando que en las transacciones económicas de energía se aplican factores de nodo de energía que reconocen el efecto de las pérdidas marginales. Por lo anterior, se debe tomar en cuenta una proyección de la programación del despacho al declarar los costos de producción, considerando que la relación de valorizaciones entre energía y potencia es aproximadamente de 10 a 1. Para el año 2011, las transacciones económicas de energía representaron un 66.2% del mercado y las de potencia un 6.8%.

En el caso de las transacciones económicas de potencia se propone la aplicación de un precio administrativo, como se realiza en la determinación del derecho de conexión, este último de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. El sentido regulatorio de la propuesta es preservar un incentivo sin distorsión a las señales de fiabilidad y se fundamenta en el hecho de que los precios de nodo utilizados para valorizar las transferencias de potencia de punta son calculados considerando un flujo de carga ficticio y no resultante del despacho. Para la determinación de los factores de nodo de potencia se considera la producción de potencia firme de los generadores y la demanda registrada en la punta del año. Estos

supuestos conducen a la conformación de precios de nodo, flujos de red y restricciones operativas que el sistema nunca experimenta, resultando un sistema de transporte irreal y desadaptado económicamente.

Tomando en cuenta que los factores de nodo se calculan sin considerar las pérdidas reales de la red ni la calidad del servicio, y entendiendo que las pérdidas en la de red de transporte provocan un extra costo en el sistema, debido a que es necesario producir más energía que la requerida por el consumo, debe entenderse que este extra costo corresponde a un costo adicional de generación provocado por las características de la red, pero no es un costo de red en sí mismo que se tenga que computar como tal [MICH11].

Entendiendo la responsabilidad del generador en el extra costo provocado por las pérdidas de la red y considerando el efecto de las señales técnicas y económicas, se pueden verificar las siguientes afirmaciones observadas en el proceso:

1. Las simulaciones de los escenarios de flujo de carga sin restricciones de red arrojan factores de nodo no compatibles con la realidad. Por tanto, las decisiones de selección de emplazamientos de proyectos de inversión no están vinculadas con las señales de localización proporcionadas por los factores de nodo calculados.
2. La señal económica resultante para el Propietario del Sistema de Transporte tampoco representa una aproximación de importancia dado que la remuneración de la empresa de transmisión no se ve afectada.

Con estos argumentos se puede inferir la falta de sentido que tienen los factores de nodo de potencia de punta, justificando la propuesta de eliminar su uso, es decir, valorizar considerando que los mismos son iguales a uno en cada una de las barras del sistema.

En cuanto al Derecho de Uso de Potencia se sugiere su eliminación, por considerar que en estas condiciones la Empresa de Transmisión no debe tener un cargo asociado. En relación con la diferencia positiva del total de saldos acreedores y deudores en las transacciones económicas de potencia, se recomienda su adjudicación como un cargo atribuible a los responsables de provocar su existencia, es decir, a los generadores. En consecuencia, los generadores percibirán un monto reducido en su participación en el total acreedor por la diferencia de saldos. Lógicamente, esta consideración implica una redefinición en las componentes del Peaje Total de Transmisión [PT]. En este caso, se calculará tomando en cuenta el Derecho de Uso de Energía [DUE] y el Derecho de Conexión [DC], como se indica a continuación:

$$PT = DC + DUE$$

La eliminación del Derecho de Uso de Potencia en la definición del Peaje de Transporte no representa un inconveniente, dado que el Peaje de Transporte es un monto fijo indexado definido por Resolución del ente regulador, y el Derecho de Conexión se determina por diferencia, en este caso será:

$$DC = PT - DUE$$

Propuesta P12: Cálculo de Factores de Nodo Incorporando Restricciones de Red

Al igual que ocurre con las pérdidas óhmicas, la existencia de la red de transporte provoca unos costos adicionales al sistema, motivando la necesidad de operar con grupos más caros por causa de las limitaciones físicas que impone la red. Esto no significa que la red se haya diseñado de forma deficiente, considerando que las inversiones que aseguran ausencia total de restricciones nunca están justificadas [MICH11]. Partiendo de esta base, se propone modelar un flujo óptimo de carga

considerando una red de transporte sujeta a las restricciones operativas. De esta forma, se asegura consistencia en las señales de localización resultantes.

Adicionalmente se propone tomar en cuenta la formación de los subsistemas, físicos y por congestión, que durante el mes impidan la evacuación de la generación o consumo entre zonas. Tomando en cuenta los componentes de los subsistemas, se gestiona el despacho con los recursos disponibles y se obtienen los factores de nodo de potencia en cada caso. Los factores de nodo finales serán ponderados por el tiempo de duración de los escenarios que corresponden a cada subsistema.

Considerando que el SENI no tiene una disposición mallada muy robusta, no se recomienda definir barras de referencia por subsistema formado.

6.6 PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE POTENCIA

La propuesta de mejora relacionada con el cálculo del costo marginal de potencia de punta tiene que ver con el esquema de indexación aplicado en el Artículo 278 del RLGE. A continuación se describe la propuesta.

Propuesta P13: Indexación Costo Marginal de Potencia

En los Artículos 277 y 278 del RLGE se define el Costo Marginal de Potencia de Punta y el esquema de indexación aplicado para su actualización, respectivamente. Para entender la referencia de cada variable, le damos un vistazo:

Artículo 277 del RLGE: *“Precio de Potencia de Punta. Se define el costo marginal de desarrollo de la Potencia de Punta del SENI 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, mediante la siguiente formulación:*

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

donde,

CMPPBR: Costo Marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia (RD\$/kW-mes).

CTG: Costo turbina a gas, corresponde 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 del capital mensual, calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a la tasa anual definida por la Ley en un período de 240 meses.

O&M: Costo fijo de operación y mantenimiento.

RES: Margen de reserva teórica.”

Artículo 278 del RLGE: “*Fórmula de indexación. Se define la fórmula de indexación para la actualización mensual del Costo Marginal de Potencia de Punta. Para obtener el Costo Marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia en un mes i cualquiera se aplicará la siguiente fórmula de indexación:*

$$CMPPBR_{mes,i,n} = CMPPBR_{Dic,n-1} \times A \times \frac{D}{D_0} \text{ siendo:}$$

$$A = \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right); \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes,i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} \right) > 1.02$$

donde,

CMPPBR_{Mes,i,n}: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta del mes i y el año n.

CMPPBR_{Dic n-1}: Precio (RD\$/kW-mes) de la Potencia de Punta de diciembre del año anterior.

$CPI_{Mes\ i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes anterior al que se realiza el ajuste.

$CPI_{Nov\ i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “all cities items” en el mes de noviembre del año anterior al año en que se realiza el ajuste.

D : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes anterior al que se realiza el ajuste.

D_0 : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes de noviembre del año anterior.

Tomando en cuenta que el costo de la turbina a gas (CTG) colocado en la definición del costo marginal de potencia de punta en la barra de referencia (CMPPBR) es un activo transable internacionalmente, que evoluciona en concordancia con el índice de precios al productor de Estados Unidos de América (PPI), y el resto no transable internacionalmente según el índice de precios al consumidor (CPI), se propone el siguiente esquema de indexación:

$$CMPPBR = \left[\frac{CTG_{\alpha}}{FDT \times CP} \times FRCM + O \& M \right] \times RES$$

$$\text{siendo } CTG_{\alpha} = CTG \times \left[\frac{PPI_{Mes\ i-1} \times CPI_{Novn-1}}{PPI_{Novn-1} \times CPI_{Mes\ i-1}} \right]$$

En la expresión anterior se observa la indexación por la razón del PPI y también por el recíproco de la razón de CPI. La idea de multiplicar por el recíproco de la razón de CPI consiste en anular su efecto cuando se indexe por A, como se muestra a continuación:

$$\text{CMPPBR}_{\text{mes},i,n} = \text{CMPPBR}_{\text{Dic},n-1} \times A \times \frac{D}{D_0}$$

Las razones de CPI y PPI se acotan según las expresiones siguientes:

1. Acotación CPI

$$A = \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes},i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov},n-1}} \right); \text{si} \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes},i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov},n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{si} \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes},i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov},n-1}} \right) > 1.02$$

2. Acotación PPI

$$\text{Si} \left(\frac{\text{PPI}_{\text{Mes},i-1}}{\text{PPI}_{\text{Nov},n-1}} \right) < 1.02 \text{ entonces } \left(\frac{\text{PPI}_{\text{Mes},i-1}}{\text{PPI}_{\text{Nov},n-1}} \right) \text{ de lo contrario } 1.02$$

6.7 PROPUESTAS DE MEJORA EN PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA DEMANDA MÁXIMA

Las propuestas de mejora relacionadas con el cálculo de la demanda máxima, pronosticada y real, analizan el comportamiento de la demanda máxima fuera y dentro de las horas de punta, y en el caso del pronóstico de demanda máxima se evalúa el efecto de no considerar un estándar de variables y supuestos. A continuación los detalles:

Propuesta P14: Criterio Horario en Cálculo de la Demanda Máxima

En el Artículo 264 del RLGE se define la demanda máxima anual coincidente del SENI en la forma que sigue:

“Se denominará como demanda máxima anual coincidente del SENI, a la demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema más el estimado de potencia correspondiente a la energía no abastecida. A su vez, la hora en que ocurre la demanda máxima, se denominará hora de punta anual del SENI.

Párrafo: *Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales se estima que se produce la demanda máxima del SENI. Las horas de punta serán definidas por el OC.”*

Antes de presentar una propuesta conviene precisar algunos aspectos de la definición:

1. En la práctica, la Demanda Máxima se determina sin incluir el estimado de potencia que corresponde a la energía no servida.

-
2. Las horas de punta fueron aprobadas por la Resolución OC-51-2003, y corresponden al período 18:00 hasta las 22:00.

En el informe de comportamiento de la demanda máxima para el período 2001 – 2012 se presentan las siguientes observaciones [ICDM12]:

1. A partir del año 2005 se ha experimentado un desplazamiento en el período de ocurrencia de la Demanda Máxima con relación al período establecido en la Resolución OC-51-2003, especialmente en las horas 23 y 24.
2. En el período 2010 – y lo que va del 2012, la Demanda Máxima ha ocurrido en la hora 24.
3. En Abril de 2012, la Demanda Máxima Mensual ocurrió a la hora 13. Este resultado fue motivado por un cambio en el programa de gestión a la demanda de las empresas distribuidoras.

Tomando en cuenta que el período de ocurrencia de la Demanda Máxima Coincidente no sucede dentro de las horas de punta establecidas por la Resolución OC-51-2003, se propone un mecanismo de tiempo que observe una ventaja fija más aquellas horas en donde el sistema de generación debe entregar todo lo que tiene para satisfacer a la demanda.

En resumen, la propuesta de cálculo de la demanda máxima propone:

1. Definir un nuevo período de punta comprendido entre las 18:00 y las 24:00 horas.
2. Calcular la Demanda Máxima para todas las horas,

-
3. Adicionar al período de punta, la hora de ocurrencia de la Demanda Máxima, en caso de que no esté comprendida por el período aprobado en la ventana 18:00 – 24:00, en correspondencia con el Artículo 264 del RLGE, cuando dice:

“A su vez, la hora en que ocurre la demanda máxima, se denominará hora de punta anual del SENI”.

En este punto conviene aclarar que la modificación a las horas de punta se debe aplicar de la misma forma en el cálculo de los índices de indisponibilidad.

4. Realizar revisiones del período 1 cada dos años, a fin de precisar el período de ocurrencia de la demanda máxima anual coincidente.
5. Fin.

Propuesta P15: Estandarización Pronóstico Demanda Máxima

El objeto de definir una metodología para pronosticar la demanda máxima es minimizar el margen de potencia a ser reliquidado una vez haya transcurrido el año, tomando en cuenta que en los cálculos definitivos se sustituyen los valores pronosticados de los cálculos preliminares por los registros de demanda máxima real.

En esta sección, más que una propuesta concreta se presenta una ruta de seguimiento para que las empresas utilicen los mismos métodos de estimación o métodos similares para evitar que presenten discordancias en las estimaciones del pronóstico de demanda máxima.

La selección de un método de pronóstico depende de la naturaleza de los datos analizados. Existen varios métodos, entre ellos encontramos las series de tiempo, los de

pronósticos, los estadísticos y aquellos basados en inteligencia artificial. Antes de proponer algún modelo, se presenta la composición de los retiros de las empresas distribuidoras:

SECTOR	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
EDEESTE								
AYUNTAMIENTO	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%	0.4%	0.3%	0.3%
GOBIERNO	10.8%	11.9%	12.3%	12.4%	11.6%	11.2%	10.8%	10.7%
INDUSTRIAL	0.6%	0.5%	0.5%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
COMERCIAL	0.9%	0.8%	0.7%	1.0%	1.0%	1.0%	0.9%	0.9%
RESIDENCIAL	87.6%	86.7%	86.4%	85.7%	86.6%	86.9%	87.4%	87.5%
EDESUR								
AYUNTAMIENTO	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.1%
GOBIERNO	0.8%	0.9%	1.0%	1.0%	0.9%	0.8%	0.7%	0.6%
INDUSTRIAL	1.4%	1.6%	2.3%	2.3%	1.8%	1.4%	1.1%	1.0%
COMERCIAL	6.8%	7.1%	7.9%	7.4%	7.1%	6.8%	6.0%	5.6%
RESIDENCIAL	90.7%	90.3%	88.6%	89.2%	90.0%	90.8%	92.1%	92.7%
EDENORTE								
AYUNTAMIENTO	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
GOBIERNO	0.7%	0.7%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%
INDUSTRIAL	0.7%	0.7%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%
COMERCIAL	5.8%	5.7%	5.8%	5.9%	5.9%	6.0%	6.0%	5.8%
RESIDENCIAL	92.6%	92.7%	92.9%	93.0%	93.1%	92.9%	93.1%	93.2%

*Las estadísticas del año 2011 sólo comprenden los meses de enero y febrero

Tabla 6.4. Composición Retiros Distribución

Fuente: Superintendencia de Electricidad

En una revisión de los registros históricos de mayor demanda de las empresas distribuidoras, se verifica un patrón coincidente en día típico y período horario. El día típico en el que normalmente resulta la demanda máxima es el #2⁵, en el período de punta comprendido entre las horas 17 y 22. En la tabla anterior se observa una participación muy alta (desde 87.5% hasta 93.2%) de la carga residencial, explicando el comportamiento que presentan los datos históricos. Por lo anterior, el modelo de pronóstico de las empresas distribuidoras debe considerar variables asociadas al comportamiento de las personas. El patrón de consumo de las personas se puede ver influenciado por aspectos políticos, deportivos, físicos como la temperatura, etc.

⁵ Ver Artículo 411 del RLGE. El día típico #2 corresponde a los días laborables de martes a viernes.

Consecuentemente, se debe tener presente el crecimiento demográfico y su caracterización por zonas geográficas. Un aspecto de importancia es la condición no estacionaria en el perfil de consumo, como el crecimiento de la carga residencial en el tiempo, y otra es la estacionalidad de algunas variables, como la temperatura.

A continuación se muestra un análisis estadístico descriptivo de los datos de demanda de las distribuidoras, por día típico, para los primeros seis meses del año 2012:

EMPRESA	DÍA TÍPICO	N	MIN	MAX	MEDIA	DES V. TÍPICA	VARIANZA
EDEESTE	1	151	276.6	548.7	414.6	63.6	4050.0
EDEESTE	2	151	276.8	560.3	428.4	68.6	4708.6
EDEESTE	3	151	270.3	539.8	412.6	67.7	4589.2
EDEESTE	4	151	268.4	536.7	410.9	62.9	3955.5
EDENORTE	1	151	260.7	546.9	415.4	67.3	4523.1
EDENORTE	2	151	266.4	550.2	432.9	67.8	4597.8
EDENORTE	3	151	254.8	544.7	421.7	70.7	4995.7
EDENORTE	4	151	259.5	547.4	411.3	63.4	4022.8
EDESUR	1	151	336.4	615.2	500.9	61.0	3721.2
EDESUR	2	151	354.1	636.7	523.1	57.7	3326.9
EDESUR	3	151	365.2	586.3	476.2	53.6	2878.1
EDESUR	4	151	317.5	590.6	447.4	57.1	3263.2

Tabla 6.5. Análisis Estadístico Descriptivo Distribuidoras Primer Semestre 2012

Estos datos poseen características de normalidad (varianza y media muy cercanos), advirtiéndose que para un pronóstico a mediano o corto plazo, los datos de las empresas distribuidoras se pueden considerar estacionarios, motivando la selección de un modelo basado en regresión múltiple. Una selección más ponderada es el modelo econométrico, debido a la incorporación de la variable económica en el análisis de regresión.

En el caso de los Usuarios No Regulados, se verifica un comportamiento menos cambiante que puede ser explicado con la distribución normal y su característica de homocedasticidad, tomando en cuenta que estas cargas no experimentan un crecimiento

significativo en el tiempo, a menos que se prevea una ampliación de su infraestructura, razón por la cual se sugiere la aplicación de un modelo de promedios móviles.

Considerando que la selección del método de pronóstico depende del comportamiento de los datos, se propone al OC evaluar periódicamente cada cuatro años la evolución de los parámetros más importantes que influyen en el comportamiento de la demanda, sugiriendo a los Agentes del MEM las variables y el método a utilizar al momento de suministrar el pronóstico de demanda de sus puntos de retiro.

Independientemente de las suposiciones, fórmulas y datos utilizados en el cálculo, la consideración de variables y método permitirá definir un criterio, con soporte para consolidar los datos de forma coherente, sin coartar las atribuciones que confiere el Artículo 410 del RLGE.

6.8 PROPUESTA DE REQUISITOS PARA INICIAR Y FINALIZAR LA ACTIVIDAD COMERCIAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

En este apartado se propone un listado de requisitos para iniciar y finalizar la actividad comercial de generación termoeléctrica, con el objetivo de establecer los criterios y requisitos mínimos que permitan formalizar el compromiso de unidades con la seguridad de suministro, y al mismo tiempo que sirva como instrumento complementario del marco regulatorio.

Propuesta P16: Requisitos para Iniciar la Actividad Comercial de Generación Térmica

Para la habilitación comercial de una central de generación térmica en el SENI se propone el siguiente protocolo de seguimiento. En el mismo se identifican los requerimientos mínimos que debe cumplir el Agente del MEM que representa a la central, para considerar su participación en las transacciones económicas. El OC podrá ampliar el listado de requisitos en caso de ser necesario.

A continuación el detalle:

1. Presentación de una certificación del OC a la SIE en la que se avale el cumplimiento de lo establecido en el Código de Conexión.
2. Obtención de una autorización de la SIE para la realización de pruebas durante el período i.
3. Presentación al OC de la autorización de la SIE para la realización de pruebas durante el período i.

Durante el período de operación de la central en calidad de pruebas durante el período i, el OC reconoce la energía inyectada al SENI en las transacciones económicas de energía y considera los cargos involucrados en otros cálculos de transacciones económicas, por la energía inyectada (como la compensación por regulación de frecuencia contemplada en el RLGE y otros cálculos establecidos por resolución de la SIE).

4. A más tardar tres semanas antes de finalizar el período de pruebas:

El Agente deberá comunicar a la SIE y al OC una de las siguientes decisiones:

- a. Su disponibilidad para la entrada en operación comercial.
- b. La extensión del período de operación en calidad de pruebas.
- c. Su desconexión del SENI.

En el caso de la decisión 4.a “disponibilidad de la central para la entrada en operación comercial”, el Agente debe remitir los siguientes datos a la SIE y al OC:

- a. Razón Social de la empresa solicitante.
- b. Registro Nacional de Contribuyentes (RNC).
- c. Domicilio Legal y/o comercial.
- d. Domicilio del establecimiento de la planta para la cual se solicita ingreso al MEM.
- e. Teléfono de contacto.
- f. Actividad principal del Agente del MEM.
- g. Nombres y Apellidos del Representante Legal que firma la solicitud.
- h. Características eléctricas del punto de conexión (nivel de tensión, barra de conexión, etc.)
- i. Fecha solicitada de entrada en operación comercial.
- j. Potencia Efectiva Neta, Consumos Propios y Potencia Bruta.

-
- k. Responsables para el manejo de los formularios de administración de contratos.

El OC podrá ampliar la lista de datos requeridos en caso de ser necesario.

El OC deberá elaborar un informe de recomendaciones sobre el tratamiento de la central en las transacciones económicas, para asegurar el cumplimiento de la normativa. Este informe será dirigido a la SIE con copia al Agente, y será remitido después que:

- a. El OC verifique las implicaciones comerciales de incorporar la unidad de generación al SENI, considerando la información suministrada en el punto anterior. Si los cálculos de transacciones económicas pueden ser realizados de forma inequívoca, el OC notifica a la SIE su visto bueno, de lo contrario solicitará la corrección o ajuste de lugar.
- 5. La SIE verifica cumplimiento de condiciones normativas establecidas en el Artículo 90 de la Ley y 146 del RLGE. Si cumple sigue 8, de lo contrario sigue 6.
 - 6. La SIE verifica si el Agente solicitó más tiempo para continuar operación en calidad de prueba y decide en base a los resultados de la evaluación si extiende plazo. En caso afirmativo regresa a 3, de lo contrario sigue 7.
 - 7. La SIE autoriza desconexión y sigue 11.
 - 8. La SIE verifica si existe notificación del Agente sobre la disponibilidad de la central para entrar en operación comercial. En caso afirmativo sigue 9, de lo contrario regresa a 2.

9. La SIE verifica informe de recomendaciones del OC y exige al Agente la realización de correcciones o ajustes, si corresponde.

10. La SIE autoriza la entrada en operación comercial indicando la fecha a partir de la cual se concede esta condición y los datos suministrados por el Agente en la solicitud de declaración, una vez sean superadas las observaciones realizadas en el punto anterior, si las hubiese. El Agente debe presentar esta autorización al OC.

La fecha de entrada en operación comercial aplicada en los cálculos de transacciones económicas será la más cercana a la que corresponda con el inicio de la programación semanal o la que le sustituya, si la propuesta por la SIE no lo fuera.

11. Fin.

Propuesta P17: Requisitos para Finalizar la Actividad Comercial de Generación Térmica

La salida comercial de una central de generación no implica la salida comercial del Agente del MEM que la representa. Partiendo de esta base se muestra la secuencia de actividades propuestas para sacar de operación comercial a una central térmica:

1. Comunicación del Agente dirigida a la SIE con copia al OC, señalando su intención de salir de operación comercial. La comunicación debe especificar la fecha de salida propuesta, contando un período calendario antes de la realización de los trabajos de desconexión, con al menos 20 días de antelación.

-
2. La SIE convocará una visita con la participación del OC y el Agente responsable, para presenciar los trabajos de desconexión, en la fecha convenida entre los participantes.
 3. La SIE emitirá un informe de los trabajos realizados y una comunicación en la cual se especifique la fecha efectiva a partir de la cual, la unidad será considerada fuera de la actividad comercial. El informe y la comunicación serán remitidos al OC, con copia a todos los Agentes del MEM.
 4. Fin.

6.9 CARACTERIZACIÓN BÁSICA DEL MECANISMO DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO PROPUESTO

Una buena caracterización de un mecanismo de seguridad de suministro debe servir para precisar aspectos relacionados con la planificación de la operación, como la gestión de disponibilidad de las plantas instaladas (combustibles y mantenimientos), y como instrumento regulatorio debe exhibir mediciones o señales técnicas y económicas de la potencia firme como producto subyacente. En un horizonte de largo plazo pretende incentivar la inversión en nueva generación, manteniendo un margen de reserva adecuado, mitigando la aversión al riesgo de los nuevos entrantes, readaptando el parque de generación, promocionando la generación eficiente y dando estabilidad regulatoria.

En resumen, se aborda un diseño de un mecanismo de seguridad de suministro contextualizado a partir del banco de propuestas comprendido en la sección 6.2. El mismo tiene la intención de incentivar a los Agentes generadores a realizar una adecuada gestión de su operación, y a los Operadores del Sistema y del Mercado a garantizar una operación más segura y económicamente más viable.

Propuesta P18: Propuesta de diseño de un mecanismo de seguridad de suministro.

En teoría, el mercado debe proporcionar las señales adecuadas para garantizar la inversión en generación, sin embargo, la práctica demuestra la necesidad de realizar ciertos ajustes a través del regulador, creando instrumentos eficientes de fiabilidad. En ese orden se propone un mecanismo de seguridad de suministro con las siguientes características:

Producto 1.

- Potencia Firme sin ajuste por factor único.
- Período de Punta: las horas comprendidas entre las 18:00 y las 24:00. También se propone adicionar la hora de ocurrencia de la Demanda Máxima en caso de que no esté comprendida por el período señalado, en correspondencia con el Art. 624 del RLGE.
- Señal fiabilidad: Disponibilidad.
- Tasa Indisponibilidad: $EFOR_d$. Adicionalmente se cambia para que capture una historia de 5 años en lugar de los 10 actuales.
- Valorización en barra única, aplicando factor de nodo igual a la unidad.
- Compensación por desvío respecto de lo programado. La recaudación por este concepto se realiza en la actualidad y sirve para complementar el pago de las compensaciones de aquellas centrales que son afectadas por la fijación de un costo marginal tope, al operar de manera forzada.
- Garantía por condición de banca rota durante la fase de operación: la construcción de la central. De esta forma el sistema se beneficia en caso de que la empresa de generación quiebre.

Producto 2.

- Contratos de energía y de potencia Físicos y Financieros.
- Señal de fiabilidad: Inversión.
- Garantía de compra del producto:
 - Monto contratado de las distribuidoras: $50\% \leq \text{Rango} \leq 80\%$ de sus retiros físicos.
 - Monto contratado de UNR: 100% de lo registrado.

-
- Garantía económica para cubrir compensación en caso de incumplimiento. Esta característica exige la creación de un clearing house o la incorporación de esta nueva tarea al operador del mercado.
 - Período de carencia de 3 años. (garantía para el inversionista pensada en el tiempo que le conlleva construir la central).
 - Duración de contrato de 8 años. (garantía de recuperación de la inversión ya realizada).

Compradores.

- Los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista: Generadores, Distribuidores y Usuarios No Regulados. Aquí no se presentan cambios respecto de los compradores que participan en la actualidad.

Contraparte.

- Todas las tecnologías excepto las renovables eólicas. La exclusión se debe a la dificultad que presenta dicha tecnología para la determinación de la potencia firme, y también porque existe un mecanismo para su tratamiento, que es la Ley de incentivos a las energías renovables y regímenes especiales (Ley 57-07).

Curva (precio, cantidad) de compra del producto.

- Se recomienda que el regulador fija el precio del producto (potencia) y que el mercado decida la cantidad a ser proporcionada. Se ha preferido fijar el precio y no la cantidad, debido a que el mercado no es suficientemente maduro para actuar en régimen de competencia dado el alto nivel de concentración.

Resumen: Especificaciones de las Propuestas de Mejora

En la tabla siguiente se listan las propuestas de mejora, especificando si las mismas cumplen o no con la normativa vigente establecida en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad. Adicionalmente se señalan los casos en los que no se pueden aplicar varias propuestas de forma simultánea, por ser mutuamente excluyentes. También se señalan las propuestas que se identifican directamente con el mecanismo de seguridad de suministro propuesto. Finalmente se recomienda evaluar cada propuesta, tomando en cuenta los horizontes de corto, mediano y largo plazo. En el corto plazo (< 1 año) se pretende emprender aquellas acciones de mejora que eviten generar incertidumbre en el mercado, y para el largo plazo (≥ 4 años) sólo se recomienda el cambio del mecanismo de cálculo de la potencia firme basado en la distribución de probabilidad normal, tomando en cuenta la sensibilidad que representa en el proceso y la ausencia absoluta del soporte normativo actual.

CÁLCULO	ID	DESCRIPCIÓN	CUMPLE RLGE	MUTUAMENTE EXCLUYENTE	MECANISMO SEG. SUM.	SE RECOMIENDA EVALUAR PARA ...		
						CORTO P.	MEDIO P.	LARGO P.
PFT	P01	Potencia Firme con Distribución de Probabilidad Normal	No	con el resto de propuestas PFT				•
	P02	Incremento del Rango de Probabilidad de Excedencia – Caso Variación Límite Inferior	No	con el resto de propuestas PFT			•	
	P03	Actualización Conceptual de la Potencia Disponible Medida	Si	con el resto de propuestas PFT		•		
	P04	Residuo Final Sin Ajuste por Déficit de Potencia Firme	No	con el resto de propuestas PFT	•		•	
	P05	Potencias Firmes por Subsistemas	No	con el resto de propuestas PFT			•	
	P06	Ajuste del Residuo Final utilizando Factores Múltiples	No	con el resto de propuestas PFT		•		
	P07	Remuneración de la Potencia Firme más un Margen de Reserva	No				•	
IND	P08	Actualización en Planteamiento de Cálculo Índice Indisponibilidad	No		•		•	
	P09	Reducción Período Estadísticas	No		•		•	
	P10	Fuente de Indisponibilidad Referencial	Si			•		
FNP	P11	Factores de Nodo iguales a la unidad	No	P12	•	•		
	P12	Cálculo de Factores de Nodo Incorporando Restricciones de Red	Si	P11			•	
CMG	P13	Indexación Costo Marginal de Potencia	Si			•	•	
DMA	P14	Criterio Horario en Cálculo de la Demanda Máxima	Si		•	•		
	P15	Estandarización Pronóstico Demanda Máxima	Si			•		

Tabla 6.6. Especificaciones de las Propuestas de Mejora

CAPÍTULO 7

7. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

CASO DE ESTUDIO

CÁLCULOS DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE POTENCIA DE PUNTA DEFINITIVAS AGOSTO 2011

7.1 CASO BASE – TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE POTENCIA DE PUNTA DEFINITIVAS AGOSTO 2011

Generalidades del Caso Base

El caso de estudio está soportado en las Transacciones Económicas de Potencia de Punta Definitivas del Mercado Eléctrico Mayorista para el mes de agosto del año 2011. Se ha tomado un cálculo mensual representativo del caso base, considerando que los valores pronosticados de demanda de potencia de punta de todos los meses del año, serán sustituidos por los registrados durante la ocurrencia de la Demanda Máxima Real Anual Coincidente (11 de agosto de 2011, a las 21 horas), de conformidad con lo establecido en el Artículo 273 del RLGE.

De manera informativa, en las secciones de costos marginales, factores de nodo definitivos y potencias firmes definitivas, se incluyen datos para el año completo, con la finalidad de poder hacer un seguimiento analítico como componentes de los cálculos definitivos de la remuneración que varían para todos los meses.

A continuación se muestra el detalle de los datos requeridos para la realización del cálculo:

Costos Marginales de Potencia de Punta 2011

A continuación se presentan los Costos Marginales de Potencia utilizados en las Transacciones Económicas de Potencia de Punta durante el año 2011. El mismo se ha calculado conforme a la Resolución SIE-38-2009.

COMPONENTES	UNIDADES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
CMPPBRDic n-1	[RD\$/kW-mes]	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9
CPI Mes i-1		219.18	221.31	221.31	223.47	224.91	225.96
CPI Nov n-1		218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80
A = Min(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)		1.0017	1.0115	1.0115	1.0200	1.0200	1.0200
D Mes i-1	[RD\$/US\$]	37.41	37.70	37.70	37.86	37.92	37.99
D Nov n-1	[RD\$/US\$]	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33
CMPPBRMes i	[RD\$/kW-mes]	302.01	307.36	307.36	311.24	311.76	312.32

COMPONENTES	UNIDADES	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CMPPBRDic n-1	[RD\$/kW-mes]	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9	300.9
CPI Mes i-1		225.72	225.92	226.55	226.89	226.42	226.23
CPI Nov n-1		218.80	218.80	218.80	218.80	218.80	218.80
A = Min(CPI Mes i-1/CPI Nov n-1; 1.02)		1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200
D Mes i-1	[RD\$/US\$]	38.16	38.18	38.18	38.22	38.38	38.52
D Nov n-1	[RD\$/US\$]	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33	37.33
CMPPBRMes i	[RD\$/kW-mes]	313.70	313.88	313.83	314.18	315.52	316.70

Tabla 7.1. Costo Marginal de Potencia de Punta en Palamara 138 kV en el 2011 [RD\$/kW-mes].

Factores de Nodo de Potencia Definitivos de Punta 2011

La determinación de los factores de nodo de potencia de punta implica la solución de un Flujo óptimo de potencia, en el cual se minimizan los costos de operación y se obtienen unos multiplicadores de Lagrange, que representan los costos marginales de potencia activa asociados a la restricción de abastecer la potencia en cada barra. La relación por cociente entre estos costos marginales y los costos marginales de la barra de referencia (Palamara 138 kV) representan los factores de nodo. Considerando el exagerado volumen de datos que resulta por el número de barras del sistema y debido al número de meses del año, se ha preferido mostrar un resumen de los factores de nodo de potencia utilizados en las transacciones económicas de potencia de punta definitivas del año 2011, que comprende los registros mínimo, máximo y promedio por cada mes.

TIPO DE REGISTRO	FACTORES DE NODO DE INYECCIÓN POTENCIA DEFINITIVOS 2011											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MIN	0.8940	0.8944	0.8943	0.8943	0.8897	0.8981	0.9120	0.9010	0.9046	0.8944	0.8957	0.9119
MAX	1.0655	1.0646	1.0643	1.0661	1.1668	1.0595	1.0577	1.0580	1.0573	1.0579	1.0584	1.0571
PRO	0.9792	0.9792	0.9791	0.9787	0.9794	0.9755	0.9784	0.9759	0.9767	0.9744	0.9747	0.9783

Tabla 7.2. Factores de Nodo de Inyección de Potencia Definitivos 2011.
(Registros Mínimo, Máximo y Promedio)

TIPO DE REGISTRO	FACTORES DE NODO DE RETIRO DE POTENCIA DEFINITIVOS 2011											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MIN	0.8940	0.8944	0.8943	0.8943	0.8948	0.8981	0.9120	0.9010	0.9046	0.8944	0.8957	0.9119
MAX	1.4352	1.4108	1.4058	1.4087	1.5213	1.4811	1.4935	1.4773	1.4569	1.4289	1.4745	1.4855
PRO	1.0055	1.0053	1.0053	1.0051	1.0035	1.0032	1.0037	1.0031	1.0031	1.0025	1.0030	1.0035

Tabla 7.3. Factores de Nodo de Retiro de Potencia Definitivos 2011.
(Registros Mínimo, Máximo y Promedio)

Índices de Indisponibilidad en horas de punta Agosto 2011

Los índices de indisponibilidad sirven de insumo al cálculo de potencia firme. Para su determinación se han aplicado las disposiciones establecidas en el Artículo 413 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad y las adecuaciones de éste procedimiento aprobada por el Consejo de Coordinación del OC, mediante la resolución OC-61-2005, de fecha 23 de enero de 2005. Por otro lado, se ha tomado en cuenta la disposición de la Resolución OC-60-2002 del Consejo de Coordinación del OC, haciendo que la tasa de indisponibilidad de las unidades menores a 5 MW que conforman una central sea igual a la indisponibilidad de la central. A continuación se muestra un reporte con las tasas de indisponibilidad aplicadas a las transacciones económicas de Potencia de Punta Agosto 2011. Adicionalmente se presentan los datos correspondientes a la disponibilidad media medida (DMM), a la disponibilidad referencial, al número de meses con estadísticas y a la disponibilidad de la máquina.

REPORTE DEL CALCULO DE INDISPONIBILIDAD DE CENTRALES TERMICAS DEL SENI	DISPONIBILIDAD MEDIA MEDIDA	DISPONIBILIDAD REFERENCIAL NERC-Res OC-19-2000	No. MESES CON ESTADISTICAS	DISPONIBILIDAD POR MAQUINA	INDISPONIBILIDAD
	DMM(%)	DR(%)		DM(%)	(%)
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A.					
ITABO 1	66.5%	86.2%	120	66.5%	33.5%
ITABO 2	75.3%	86.2%	120	75.3%	24.7%
ITABO 1 TG	11.7%	90.6%	103	16.2%	83.8%
ITABO 2 TG	15.1%	90.6%	97	20.9%	79.1%
ITABO 3 TG	14.2%	90.6%	98	19.8%	80.2%
HIGUAMO 1	10.0%	90.6%	87	18.9%	81.1%
HIGUAMO 2	11.5%	90.6%	89	19.7%	80.3%
HAINA 2	10.9%	86.2%	120	10.9%	89.1%
HAINA 4	38.1%	86.2%	120	38.1%	61.9%
HAINA TG	10.6%	90.6%	116	11.7%	88.3%
SULTANA DEL ESTE 1	87.1%	95.4%	108	87.4%	12.6%
SULTANA DEL ESTE 2	88.2%	95.4%	108	88.5%	11.5%
SULTANA DEL ESTE 3	87.7%	95.4%	108	88.0%	12.0%
SULTANA DEL ESTE 5	83.3%	95.4%	107	83.9%	16.1%
SULTANA DEL ESTE 6	84.3%	95.4%	107	84.8%	15.2%
SULTANA DEL ESTE 8	84.5%	95.4%	113	84.8%	15.2%
SULTANA DEL ESTE 9	85.1%	95.4%	113	85.4%	14.6%
SAN PEDRO VAPOR	26.5%	86.2%	120	26.5%	73.5%
BARAHONA CARBON	73.8%	86.2%	120	73.8%	26.2%
PUERTO PLATA 1	8.7%	86.2%	120	8.7%	91.3%
PUERTO PLATA 2	23.9%	86.2%	120	23.9%	76.1%
DOMINICAN POWER PARTNERS LDC					
LOS MINA 5	23.2%	90.6%	120	23.2%	76.8%
LOS MINA 6	32.5%	90.6%	120	32.5%	67.5%
AES ANDRES, B.V.					
AES ANDRES	74.5%	91.7%	97	75.8%	24.2%
TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION, (BERMUDA) LTD.					
ESTRELLA DEL NORTE	90.9%	95.4%	120	90.9%	9.1%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 1	95.1%	95.4%	120	95.1%	4.9%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 2	96.7%	95.4%	120	96.7%	3.3%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 3	95.1%	95.4%	120	95.1%	4.9%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 4	95.3%	95.4%	120	95.3%	4.7%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 5	95.3%	95.4%	120	95.3%	4.7%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 6	96.1%	95.4%	120	96.1%	3.9%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 7	94.6%	95.4%	120	94.6%	5.4%
GENERADORA PALAMARA - LA VEGA					
PALAMARA 1 UNIDAD 1	77.0%	95.4%	120	77.0%	23.0%
PALAMARA 1 UNIDAD 2	77.3%	95.4%	120	77.3%	22.7%
PALAMARA 1 UNIDAD 3	77.4%	95.4%	120	77.4%	22.6%
PALAMARA 1 UNIDAD 4	77.7%	95.4%	120	77.7%	22.3%
PALAMARA 2 UNIDAD 5	77.4%	95.4%	120	77.4%	22.6%
PALAMARA 2 UNIDAD 6	75.8%	95.4%	120	75.8%	24.2%
PALAMARA 3 UNIDAD 7	70.8%	95.4%	120	70.8%	29.2%
PALAMARA 3 UNIDAD 8	76.0%	95.4%	120	76.0%	24.0%
PALAMARA 3 UNIDAD 9	67.4%	95.4%	120	67.4%	32.6%
PALAMARA 3 UNIDAD 10	70.0%	95.4%	120	70.0%	30.0%
LA VEGA 1 UNIDAD 1	70.5%	95.4%	120	70.5%	29.5%
LA VEGA 1 UNIDAD 2	66.4%	95.4%	120	66.4%	33.6%
LA VEGA 1 UNIDAD 3	66.8%	95.4%	120	66.8%	33.2%
LA VEGA 2 UNIDAD 4	64.0%	95.4%	120	64.0%	36.0%
LA VEGA 2 UNIDAD 5	65.1%	95.4%	120	65.1%	34.9%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA, S.A.					
CEPP 1	54.2%	95.4%	120	54.2%	45.8%
CEPP 2	65.7%	95.4%	120	65.7%	34.3%
PVDC					
MONTERIO	75.8%	95.4%	105	76.7%	23.3%
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO					
METALDOM	74.1%	95.4%	120	74.1%	25.9%
CDE - IPP's					
SAN FELIPE	44.9%	91.7%	120	44.9%	55.1%
CESPM 1	26.4%	91.7%	113	27.9%	72.1%
CESPM 2	14.8%	91.7%	114	16.4%	83.6%
CESPM 3	11.1%	91.7%	113	12.9%	87.1%
LAESA					
PIMENTEL 1	94.9%	95.4%	63	95.0%	5.0%
PIMENTEL 2	94.7%	95.4%	34	94.9%	5.1%
PIMENTEL 3	97.3%	95.4%	8	96.6%	3.4%

Tabla 7.4. Reporte de Indisponibilidad para el Cálculo de la Potencia Firme Definitiva 2011

Potencias Firmes Definitivas 2011

La potencia firme definitiva se utiliza en los cálculos definitivos correspondientes a las Transacciones Económicas de Potencia de Punta y a las Transferencias y Pagos por Derecho de Conexión. Para su determinación se ha aplicado el procedimiento descrito en el Artículo 269 del RLGE, y se han tomado en cuenta los distintos casos que modifican la potencia firme del parque de generación para las transacciones de agosto de 2011. En el siguiente cuadro se muestran dichas causas:

CASOS	DESCRIPCIÓN	INICIO	FIN	DURACIÓN [HORAS]	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA (%)
CASO BASE	IGUAL AL ULTIMO CASO DEL MES ANTERIOR	1-Aug 0:00	1-Aug 8:08	8.13	95.000%
CASO 1	SALIDA CENTRAL JIMENOA	1-Aug 8:08	3-Aug 8:10	48.03	95.000%
CASO 2	ENTRADA CENTRAL JIMENOA	3-Aug 8:10	5-Aug 17:11	57.02	95.000%
CASO 3	ENTRADA UNIDAD JIGUEY 2	5-Aug 17:11	15-Aug 23:40	246.48	95.000%
CASO 4	SALIDA UNIDAD ANIANA VARGAS 1	15-Aug 23:40	16-Aug 14:12	14.53	95.000%
CASO 5	ENTRADA UNIDAD ANIANA VARGAS 2	16-Aug 14:12	21-Aug 18:00	123.80	95.000%
CASO 6	SALIDA CENTRAL NIZAO NAJAYO	21-Aug 18:00	24-Aug 7:30	61.50	95.000%
CASO 7	SALIDA UNIDAD JIGUEY 2	24-Aug 7:30	1-Sep 0:00	184.50	95.000%
Total				744	

Tabla 7.5. Casos Potencia Firme Agosto 2011.

A continuación se presentan las potencias firmes definitivas resultantes para cada unidad de generación en el año 2011.

POTENCIAS FIRMES DEFINITIVAS 2011 (MW)							
AGENTE	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
AES ANDRES	AES ANDRES	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6
CDEEE	CESPM 1	24.4	24.4	24.2	28.2	27.3	26.4
	CESPM 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	CESPM 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SAN FELIPE	99.6	99.3	98.4	115.3	111.6	108.0
CEPP	CEPP 1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
	CEPP 2	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0
DPP	LOS MINA 5	11.6	11.5	11.4	13.2	12.5	12.0
	LOS MINA 6	40.6	40.5	40.2	47.0	45.7	44.3
EGEHID	AGUACATE 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	AGUACATE 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	ANIANA VARGAS 1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	ANIANA VARGAS 2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0
	BAIGUAQUE 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	BAIGUAQUE 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	DOMINGO RODRIGUEZ 1	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	DOMINGO RODRIGUEZ 2	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	EL SALTO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	EL SALTO DE JIMENOA	2.2	2.5	2.5	2.2	2.4	2.2
	HATILLO	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
	JIGUEY 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	JIGUEY 2	44.1	44.1	44.1	44.1	44.1	34.6
	LAS BARIAS	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	LAS DAMAS	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	0.7
	LOPEZ ANGOSTURA	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
	LOS ANONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	LOS TOROS 1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	LOS TOROS 2	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
	MAGUEYAL 1	1.5	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5
	MAGUEYAL 2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.2	1.5
	MONCION 1	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
	MONCION 2	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
	NIZAO NAJAYO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PINALITO 1	23.5	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
	PINALITO 2	22.1	24.8	24.8	22.7	24.8	24.8
	RINCON	10.0	10.0	10.0	6.8	10.0	10.0
	RIO BLANCO 1	12.4	9.0	10.9	11.6	12.4	12.4
	RO BLANCO 2	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
	ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	SABANA YEGUA	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
	SABANETA	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	TAVERA 1	47.6	47.6	47.6	47.6	39.7	47.6
	TAVERA 2	47.6	47.6	47.6	47.6	35.9	37.0
	VALDESIA 1	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9
	VALDESIA 2	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9
GPLV	LA VEGA	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1
	PALAMARA	102.9	102.9	102.9	102.9	102.9	102.9
HAINA	BARAHONA CARBON	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4
	HAINA 1	9.7	9.7	9.6	11.2	10.7	10.3
	HAINA 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	HAINA 4	40.0	39.9	39.6	46.5	45.1	43.7
	HAINA TG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PUERTO PLATA 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PUERTO PLATA 2	8.6	8.6	8.5	10.0	9.7	9.4
	SAN PEDRO VAPOR	9.9	9.9	9.9	11.5	11.2	10.9
ITABO	SULTANA DEL ESTE	100.2	100.2	100.2	93.0	83.5	83.5
	ITABO 1	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5
LAESA	ITABO 2	109.4	109.4	109.4	109.4	109.4	109.4
	PIMENTEL 1	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
	PIMENTEL 2	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
METALDOM	PIMENTEL 3					40.6	50.3
	METALDOM	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
MONTE RIO	MONTE RIO	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9
	ESTRELLA DEL NORTE	37.0	37.0	37.0	7.9	0.0	0.0
Grand Total		1,822.5	1,822.6	1,822.6	1,822.5	1,822.6	1,822.5

Tabla 7.6. Potencias Firmes Definitivas Ene – Jun 2011 [MW].

POTENCIAS FIRMES DEFINITIVAS 2011 (MW)							
AGENTE	UNIDAD	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
AES ANDRES	AES ANDRES	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6	280.6
CDEEE	CESPM 1	28.8	26.1	27.1	24.3	24.8	28.9
	CESPM 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	CESPM 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	SAN FELIPE	117.7	106.7	110.5	99.4	101.1	117.9
CEPP	CEPP 1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
	CEPP 2	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0
DPP	LOS MINA 5	13.1	11.9	12.3	11.1	11.3	13.1
	LOS MINA 6	48.3	43.8	45.4	40.8	41.5	48.4
EGEHID	AGUACATE 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	AGUACATE 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	ANIANA VARGAS 1	0.3	0.1	0.0	0.3	0.3	0.2
	ANIANA VARGAS 2	0.0	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3
	BAIGUAQUE 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	BAIGUAQUE 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	DOMINGO RODRIGUEZ 1	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	DOMINGO RODRIGUEZ 2	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	EL SALTO	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
	EL SALTO DE JIMENOA	2.0	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5
	HATILLO	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
	JIGUEY 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	JIGUEY 2	0.0	26.5	17.9	44.1	39.7	0.0
	LAS BARIAS	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	LAS DAMAS	1.0	1.2	1.2	1.1	1.2	1.2
	LOPEZ ANGOSTURA	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
	LOS ANONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	LOS TOROS 1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	LOS TOROS 2	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
	MAGUEYAL 1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	MAGUEYAL 2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	MONCION 1	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
	MONCION 2	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8	25.8
	NIZAO NAJAYO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PINALITO 1	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
	PINALITO 2	24.8	24.8	23.8	24.8	24.8	23.7
	RINCON	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	RIO BLANCO 1	12.4	12.4	12.3	12.4	12.4	12.4
	RO BLANCO 2	12.4	12.4	12.3	12.4	12.4	12.4
	ROSA JULIA DE LA CRUZ	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
	SABANA YEGUA	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
	SABANETA	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
	TAVERA 1	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6
	TAVERA 2	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6	47.6
	VALDESIA 1	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9
	VALDESIA 2	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9	24.9
GPLV	LA VEGA	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1
	PALAMARA	102.9	102.9	102.9	102.9	102.9	102.9
HAINA	BARAHONA CARBON	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4	42.4
	HAINA 1	11.2	10.1	10.5	9.4	9.6	11.2
	HAINA 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	HAINA 4	47.6	43.1	44.7	40.2	40.9	47.6
	HAINA TG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PUERTO PLATA 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	PUERTO PLATA 2	10.2	9.3	9.6	8.6	8.8	10.3
	SAN PEDRO VAPOR	11.8	10.7	11.1	10.0	10.2	11.9
	SULTANA DEL ESTE	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5	83.5
ITABO	ITABO 1	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5	116.5
	ITABO 2	109.4	109.4	109.4	109.4	109.4	109.4
LAESA	PIMENTEL 1	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7	30.7
	PIMENTEL 2	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4	27.4
	PIMENTEL 3	50.3	50.3	50.3	50.3	50.3	50.3
METALDOM	METALDOM	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
MONTE RIO	MONTE RIO	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4	96.4
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9	71.9
	ESTRELLA DEL NORTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Grand Total		1,822.5	1,822.5	1,822.3	1,822.5	1,822.5	1,822.5

Tabla 7.7. Potencias Firmes Definitivas Jul – Dic 2011 [MW].

Demanda Máxima Anual 2011

La Demanda Máxima Real Anual Coincidente fue registrada en la hora 21 del 11 de agosto del año 2011. La inyección neta fue de 1,822.027 MW, de los cuales 1,806.983 MW (99.2%) corresponden a retiros, mientras que 15.0 MW (0.83%) son pérdidas de potencia de punta. Los retiros se desglosan en 1,593.109 MW (87.4%) destinado a las empresas distribuidoras y 213.874 MW (11.7%) a las demandas de potencia de punta de las empresas generadoras y Usuarios No Regulados.

Los registros de la Demanda Máxima Real Anual Coincidente sustituyen en los cálculos definitivos a los registros del Pronóstico de Demanda Máxima Anual del SENI, utilizados en los cálculos preliminares, aprobado mediante la Resolución OC-02-2011 en fecha 18 de Enero del 2011, y su modificación según lo establecido por el Consejo de Coordinación mediante la Resolución OC 12-2011 de fecha de Abril del 2011.

El siguiente gráfico muestra la participación de las empresas de generación para atender el requerimiento de la Demanda Máxima Real Anual Coincidente del año 2011.

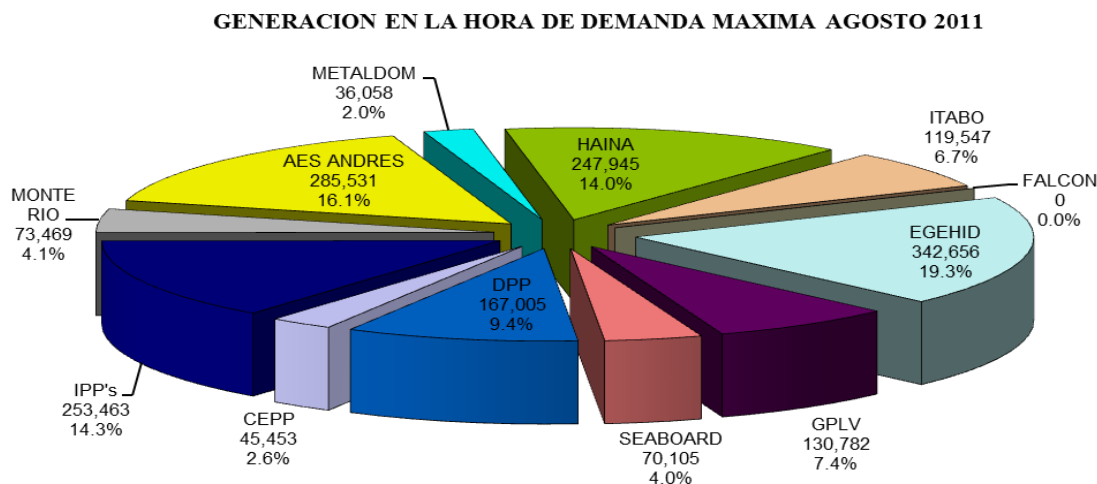


Gráfico 7.1. Participación Generación durante Hora de Demanda Máxima Agosto 2011 – [kW]

Los registros de la Demanda Máxima Real Anual Coincidente presentados por las distribuidoras, los Usuarios No Regulados y los consumos propios de los generadores se resume en la siguiente tabla:

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MAXIMA (kW)				
TIPO RETIRO	AGENTE MEM	PRONOSTICO DEMANDA MAXIMA 2011 (kW) RES. OC 12-2011	AGOSTO 2011 DÍA 11 A LA HORA 21	% DEL PRONOSTICO
DISTRIBUIDORAS	EDEESTE	540,470	526,719	2.5%
	EDENORTE	567,415	524,009	7.6%
	EDESUR	567,290	542,381	4.4%
USUARIOS NO REGULADOS	TOTAL UNR	111,210	140,149	26.0%
CONSUMOS PROPIOS GENERADORES	METALDOM	7,060	7,391	4.7%
	DPP	0	337	
	RETIROS OTROS GENERADORES	66,173	65,998	
TOTALES	RETIROS	1,859,619	1,806,983	2.8%
	INYECCION TOTAL	0		
	BRUTA	0	1,881,446	
	NETA EN BT	1,904,946	1,827,128	4.1%
	NETA EN AT	1,899,547	1,822,027	4.1%
	PERDIDAS	2.10%	0.83%	60.7%

Tabla 7.8. Retiros por Empresas en la Hora de Demanda Máxima 2011 – [kW]

Contratos Vigentes Agosto 2011

En esta sección se presenta un resumen de los montos contratados para compra y venta de potencia de punta, vigentes en agosto de 2011. Para los fines transaccionales, las inyecciones provienen de la producción de las unidades generadoras del SENI y de los contratos de compra de electricidad. Por otro lado, los retiros reúnen los consumos de los usuarios finales que son atendidos por los Agentes del MEM y por los contratos de venta de electricidad.

AGENTE VENDEDOR	AGENTE COMPRADOR	FORMULARIO	PUNTOS DE SUMINISTRO	POTENCIA CONTRATADA [MW]	VALORIZACION POTENCIA CONTRATADA [RD\$]
AES ANDRES	DPP	FM-CO-60-2008	PUNTOS DE EDEESTE	154.66	50,689,681.83
AES ANDRES	EDEESTE	FM-CO-01-2004	PUNTOS DE EDEESTE	50.00	16,387,460.23
AES ANDRES	FALCONDO	FM-CO-18-2011	FALCONDO	64.36	20,303,436.82
HAINA	EDESUR	FM-CO-02-2001	PUNTOS DE EDESUR	138.00	43,347,077.53
CEPP	EDENORTE	FM-CO-02-2002	PUNTOS DE EDENORTE	50.00	15,663,450.87
HAINA	EDENORTE	FM-CO-03-2001	PUNTOS DE EDENORTE	112.00	35,086,129.96
DPP	EDEESTE	FM-CO-03-2003	PUNTOS DE EDEESTE	210.00	68,827,332.97
HAINA	EDEESTE	FM-CO-04-2001	PUNTOS DE EDEESTE	50.00	16,387,460.23
ITABO	EDESUR	FM-CO-05-2001	PUNTOS DE EDESUR	109.00	34,237,909.07
ITABO	EDENORTE	FM-CO-06-2001	PUNTOS DE EDENORTE	91.00	28,507,480.59
LAESA	EDESUR	FM-CO-06-2011	PUNTOS DE EDESUR	40.50	12,721,424.93
LAESA	EDENORTE	FM-CO-19-2011	PUNTOS DE EDENORTE	48.00	15,036,496.45
ITABO	EDEESTE	FM-CO-07-2001	PUNTOS DE EDEESTE	50.00	16,387,460.23
GPLV	EDENORTE	FM-CO-08-2001	PUNTOS DE EDENORTE	70.00	21,928,831.22
CDEEE	EDENORTE	FM-CO-08-2011	PUNTOS DE EDENORTE	118.00	36,964,720.44
GPLV	EDESUR	FM-CO-09-2001	PUNTOS DE EDESUR	80.00	25,128,740.60
CDEEE	EDESUR	FM-CO-21-2011	PUNTOS DE EDESUR	80.00	25,128,740.60
CDEEE	EDEESTE	FM-CO-10-2011	PUNTOS DE EDEESTE	45.00	14,748,714.21
EGEHID	CDEEE	FM-CO-23-2011	PUNTOS DE EDESUR	332.27	104,370,527.02
			TOTAL	1,892.79	601,853,075.79

Tabla 7.9. Contratos Compra y Venta Potencia Vigentes en Agosto 2011

Balance Definitivo de Potencia de Punta de los Agentes del MEM en Agosto 2011

A continuación se muestra el balance de potencia de punta físico y valorizado, transferido por los Agentes del MEM en el SENI en Agosto de 2011. Las tablas detallan la potencia firme inyectada (Hacia el SENI) y la demanda de potencia de punta retirada por los usuarios finales y los consumos propios de las unidades generadoras (Desde el SENI). Las pérdidas de potencia de punta se determinan iguales a la diferencia entre el total de inyecciones y el total de retiros de los Agentes del MEM, con excepción de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

AGENTE	POTENCIA FIRME [MW]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [MW]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [MW]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [MW]	EXCEDENTE DE POTENCIA DE PUNTA [MW]	DEFICIT DE POTENCIA DE PUNTA [MW]
AES ANDRES	280.57		63.86	269.02		-52.31
CDEEE	132.83	332.27	0.40	243.00	221.71	
CEPP	65.16			50.00	15.16	
DPP	55.68	154.66	0.34	210.00	0.00	
EDEESTE		405.00	555.64			-150.64
EDENORTE		489.00	525.24			-36.24
EDESUR		447.50	564.41			-116.91
EGEHID	355.88		17.71	332.27	5.90	
GPLV	189.94			150.00	39.94	
HAJNA	199.16		1.06	300.00		-101.90
ITABO	225.90		0.62	250.00		-24.72
LAESA	108.46			88.50	19.96	
METALDOM	40.59		7.39		33.20	
PVDC	96.42				96.42	
SEABOARD	71.88		5.76		66.12	
FALCONDO		64.36	64.36			
BOHEMIA			0.19			-0.19
CERINCA			0.01			-0.01
ETED						
TOTAL	1,822.47	1,892.79	1,806.98	1,892.79	498.40	-482.92
					PERDIDAS	15.48

Tabla 7.10. Escenario Base - Balance Físico Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

AGENTE	POTENCIA FIRME [RD\$]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [RD\$]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [RD\$]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]
AES ANDRES	85,802,033		20,333,184	87,380,579		-21,911,730
CDEEE	40,896,700	104,370,527	126,381	76,842,175	68,298,672	
CEPP	19,896,606			15,663,451	4,233,155	
DPP	17,648,905	50,689,682	106,812	68,827,333		-595,558
EDEESTE		132,738,428	181,901,262			-49,162,834
EDENORTE		153,187,110	164,537,498			-11,350,389
EDESUR		140,563,893	177,287,679			-36,723,786
EGEHID	108,395,553		5,631,334	104,370,527		-1,606,308
GPLV	59,301,290			47,057,572	12,243,718	
HAINA	61,361,290		334,685	94,820,668		-33,794,063
ITABO	71,004,760		195,557	79,132,850		-8,323,647
LAESA	32,177,845			27,757,921	4,419,924	
METALDOM	12,842,312		2,338,301		10,504,011	
PVDC	27,268,143				27,268,143	
SEABOARD	22,827,922		1,837,927		20,989,995	
FALCONDO		20,303,437	20,303,437			
BOHEMIA			60,197			-60,197
CERINCA			3,176			-3,176
ETED					15,574,069	
TOTAL	559,423,360	601,853,076	574,997,430	601,853,076	163,531,687	-163,531,687

Tabla 7.11. Escenario Base - Balance de Valorización Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

7.2 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS CASO DE ESTUDIO

Las simulaciones que se presentan a continuación sólo comprenden las especificaciones de mejora que conforman el mecanismo de seguridad de suministro propuesto, excepto la propuesta correspondiente a la actualización que plantea el cálculo del índice de indisponibilidad, debido a que algunos de los datos requeridos para su determinación no son registrados hasta el momento.

Escenario 1 - Simulación Residuo Final Sin Ajuste por Déficit de Potencia Firme

Previo al desarrollo de esta simulación, se ha verificado lo siguiente:

1. Nivel de seguridad = 95%. En el mes de agosto de 2011 se conformaron 8 casos que motivaron una modificación de la potencia firme del parque de generación.
2. Las potencias firmes iniciales de las centrales térmicas fueron multiplicadas por el factor único de 3.19 para el caso base, 3.22 para el caso 1, 3.19 para el caso 2, 2.70 para el caso 3, 2.71 para el caso 4, 2.70 para el caso 5, 2.70 para el caso 6 y 3.19 para el caso 7. La aplicación de estos factores implica un residuo final menor que cero, debido a que el total de potencia firme disponible en cada caso es menor que la demanda máxima a ser atendida.

Para realizar el proceso de simulación ha sido necesario:

1. Rescatar el valor del residuo final obtenido con cada uno de los casos que modifica el total de potencia firme en agosto de 2011, razón por la cual se asigna un valor unitario al factor de multiplicación único de cada caso.
2. Obtener un residuo final equivalente, tomando en cuenta que la potencia firme de cada unidad de generación es una ponderación de los valores presentados en cada

caso por la correspondiente razón de tiempo durante el mes. Para este escenario, el valor absoluto del residuo final = 617.35 MW. La expresión utilizada fue la siguiente:

$$RES_{FINAL} = \left| \left[\sum_i PF_i \right] - DMAX \right|$$

3. Reducir la demanda de potencia de punta en cada punto de conexión. Dicha reducción se ha realizado de conformidad con la propuesta “Residuo Final sin Ajuste por Déficit de Potencia Firme”, presentada en el capítulo anterior. La reducción fue realizada en la forma siguiente:

$$DPP_y = DPP_x - RES_{FINAL} \times \frac{DPP_x}{\sum_j DPP_j}$$

$$DPP_y = DPP_x \left[1 - \frac{RES_{FINAL}}{\sum_j DPP_j} \right]$$

donde,

DPP y es la demanda de potencia de punta a reconocer para el punto de retiro X.

La reducción a ser aplicada será de 34.2%.

4. Una reducción en los valores de la demanda de potencia punta implica una modificación en la estrategia del negocio, tomando en cuenta que el MEM funciona en dos modalidades, que son el mercado spot y el mercado de contratos. En ese orden, se ha reducido el monto contratado siguiendo el mismo patrón de proporcionalidad aplicada a la demanda de potencia de punta, en ánimo de garantizar una señal económica consistente.

-
5. También se contemplan estrategias puntuales que no obedecen este patrón, como es el caso de la Empresa de Generación Dominican Power Partners (DPP) y de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). En el caso de DPP, se ajustaron los montos contratados para garantizar una participación igual a cero en el balance físico del mercado spot. Y en el caso de EGEHID, se ajustaron los montos contratados para garantizar que el balance físico del mercado spot presente un excedente de potencia igual a la potencia firme de la central Los Toros.

A continuación se presentan los balances, físico y de valorización, resultantes de la simulación:

AGENTE	POTENCIA FIRME [MW]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [MW]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [MW]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [MW]	EXCEDENTE DE POTENCIA DE PUNTA [MW]	DEFICIT DE POTENCIA DE PUNTA [MW]
AES ANDRES	115.87		42.04	201.08		-127.25
CDEEE	45.70	338.32	0.26	159.98	223.78	
CEPP	34.86			32.92	1.94	
DPP	19.15	125.79	0.22	144.72	0.00	
EDEESTE		273.10	365.81			-92.71
EDENORTE		321.93	345.79			-23.86
EDESUR		294.61	371.58			-76.97
EGEHID	355.88		11.66	338.32	5.90	
GPLV	123.44			98.75	24.69	
HAJNA	121.73		0.70	197.51		-76.47
ITABO	131.10		0.41	164.59		-33.89
LAESA	102.36			58.26	44.10	
METALDOM	27.19		4.87		22.32	
PVDC	64.62				64.62	
SEABOARD	67.88		3.79		64.09	
FALCONDO		42.37	42.37		0.00	
BOHEMIA			0.13			-0.13
CERINCA			0.01			-0.01
ETED						
TOTAL	1,209.78	1,396.13	1,189.63	1,396.13	451.44	-431.29
					PERDIDAS	20.14

Tabla 7.12. Escenario1 - Balance Físico Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

AGENTE	POTENCIA FIRME [RD\$]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [RD\$]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [RD\$]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]
AES ANDRES	35,434,585		13,386,405	65,383,987		-43,335,807
CDEEE	14,070,368	106,270,708	83,203	50,589,247	69,668,626	
CEPP	10,644,283			10,312,074	332,210	
DPP	6,070,309	41,228,439	70,320	47,431,021		-202,593
EDEESTE		89,507,058	119,755,171			-30,248,114
EDENORTE		100,851,134	108,323,692			-7,472,558
EDESUR		92,540,606	116,717,807			-24,177,200
EGEHID	108,395,553		3,707,404	106,270,708		-1,582,559
GPLV	38,560,869			30,980,475	7,580,393	
HAJNA	37,447,421		220,341	62,425,434		-25,198,354
ITABO	41,207,278		128,745	52,097,319		-11,018,786
LAESA	30,368,101			18,274,500	12,093,601	
METALDOM	8,602,672		1,539,427		7,063,246	
PVDC	18,274,916				18,274,916	
SEABOARD	21,557,587		1,210,004		20,347,583	
FALCONDO		13,366,821	13,366,821		0	
BOHEMIA			39,631			-39,631
CERINCA			2,091			-2,091
ETED					7,917,118	
TOTAL	370,633,943	443,764,766	378,551,061	443,764,766	143,277,693	-143,277,693

Tabla 7.13. Escenario 1 - Balance de Valorización Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

Escenario 1 – Análisis de Resultados

A continuación se muestran los Agentes del MEM que se benefician por la aplicación del escenario 1, respecto del escenario base. El beneficio se ha determinado a partir de la suma de las diferencias positivas de los saldos acreedores y deudores, provenientes de las transacciones económicas de potencia de punta de agosto 2011, calculadas según los escenarios 1 y base, respectivamente.

AGENTE	ESENARIO 1		ESCENARIO BASE		DIFERENCIAS		BENEFICIOS
	ESCENARIO 1 - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO 1 - BALANCES DEUDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES DEUDORES [RD\$]	SALDOS ACREEDORES	SALDOS DEUDORES	
AES ANDRES		-43,335,807		-21,911,730		-21,424,077	
CDEEE	69,668,626		68,298,672		1,369,955		1,369,955
CEPP	332,210		4,233,155		-3,900,945		
DPP		-202,593		-595,558		392,965	392,965
EDEESTE		-30,248,114		-49,162,834		18,914,720	18,914,720
EDENORTE		-7,472,558		-11,350,389		3,877,831	3,877,831
EDESUR		-24,177,200		-36,723,786		12,546,585	12,546,585
EGEHID		-1,582,559		-1,606,308		23,749	23,749
GPLV	7,580,393		12,243,718		-4,663,325		
HAINA		-25,198,354		-33,794,063		8,595,709	8,595,709
ITABO		-11,018,786		-8,323,647		-2,695,139	
LAESA	12,093,601		4,419,924		7,673,677		7,673,677
METALDOM	7,063,246		10,504,011		-3,440,765		
PVDC	18,274,916		27,268,143		-8,993,227		
SEABOARD	20,347,583		20,989,995		-642,412		
FALCONDO	0				0		0
BOHEMIA		-39,631		-60,197		20,566	20,566
CERINCA		-2,091		-3,176		1,085	1,085
ETED	7,917,118		15,574,069		-7,656,951		
TOTAL	143,277,693	-143,277,693	163,531,687	-163,531,687	-20,253,994	20,253,994	53,416,843

Tabla 7.14. Escenario 1 – Cálculo del Beneficio por Agentes del MEM

De la realización del ejercicio de simulación se destaca lo siguiente:

1. La falta de contribución del efecto amplificador del factor único en centrales de gran tamaño en nuestro sistema interconectado, acentúa el monto de la deuda presentado en el escenario base. En el caso de la central AES ANDRÉS de 300 MW, el incremento del saldo deudor fue de 97.8%. En resumen, el factor único aplicado según lo indicado en el literal j del Artículo 269 del RLGE, representa una mayor retribución en la remuneración de la potencia firme para las centrales de mayor tamaño.
2. El beneficio mayoritario se observa en el caso de los Agentes que presentan saldos deudores, ya sea por el efecto de los retiros físicos o de las ventas por contratos, como las empresas distribuidoras, EGEHAINA y los Usuarios No Regulados que en ese mes participaron del mercado spot.
3. En el caso de la empresa de transmisión (ETED), el efecto es nulo porque su retribución siempre será igual al peaje de transmisión, definido por un monto base e indexado mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad. La reducción que presenta el Derecho de Uso de Potencia de 7.6 millones de pesos, lo incrementa en el Derecho de Conexión, a fin de garantizar el valor exacto que contempla la normativa.
4. Los resultados reflejan una señal económica más coherente al confirmar un total acreedor menor, evitando el pago que se realiza por una parte de la potencia firme que en la práctica no tiene respaldo para atender la demanda. Es bueno aclarar que en la hora de mayor demanda existe una potencia resultante del despacho que la abastece, no obstante, el mecanismo de remuneración valoriza una potencia distinta, que es la potencia firme.

-
5. Por lo indicado en el punto anterior, aumenta la correlación entre la retribución por potencia firme y el aporte de fiabilidad que hace la central al sistema.

Escenario 2 – Reducción del Período de Estadísticas para el Cálculo de la Indisponibilidad

La propuesta de reducir el período de estadísticas para el cálculo de la indisponibilidad tiene el objetivo de fortalecer la señal de corto plazo asociada a la disponibilidad, permitiendo evaluar las necesidades de potencia que garantizan la seguridad de suministro, y en consecuencia el mejoramiento de la fiabilidad del sistema. En ese orden, se ha observado la práctica de otros mercados eléctricos con características similares al nuestro, razón por la cual se propone una reducción de la base de datos de indisponibilidad de 10 a 5 años. Tomando en cuenta las limitaciones por ausencia de registro de las variables asociadas con la indisponibilidad a utilizar en los cálculos definitivos, según la propuesta de actualización del procedimiento de cálculo, sólo se considera el efecto de reducción en el período de 10 a 5 años de la base de datos.

Asumiendo este criterio, resultan diferencias en los nuevos índices obtenidos respecto de los presentados para el caso base, que van desde -43.59% hasta +54.75%. Esta evidencia señala una acción de desmonte del efecto modulador que implica el período de 10 años. A continuación se muestra una tabla comparativa de estos índices de indisponibilidad:

INDICES DE INDISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	INDISPONIBILIDAD	DIFERENCIA
	ESCENARIO BASE	ESCENARIO 2	(A-B) / A
	(A)	(B)	(%)
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S.A.			
ITABO 1	33.5%	27.5%	18.14%
ITABO 2	24.7%	22.2%	10.39%
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD HAINA, S.A.			
HAINA 1	76.4%	91.5%	-19.81%
HAINA 2	89.1%	100.0%	-12.29%
HAINA 4	61.9%	88.8%	-43.59%
HAINA TG	88.3%	94.8%	-7.36%
SULTANA DEL ESTE 4	15.9%	19.4%	-22.23%
SULTANA DEL ESTE 5	16.1%	19.5%	-21.11%
SULTANA DEL ESTE 6	15.2%	17.8%	-16.45%
SULTANA DEL ESTE 7	12.9%	12.1%	6.49%
SULTANA DEL ESTE 8	15.2%	15.6%	-2.57%
SULTANA DEL ESTE 9	14.6%	14.6%	0.18%
SAN PEDRO VAPOR	73.5%	94.8%	-28.93%
BARAHONA CARBON	26.2%	21.6%	17.34%
PUERTO PLATA 1	91.3%	100.0%	-9.49%
PUERTO PLATA 2	76.1%	98.9%	-29.89%
DOMINICAN POWER PARTNERS LDC			
LOS MINA 5	76.8%	71.9%	6.45%
LOS MINA 6	67.5%	51.8%	23.26%
AES ANDRES, B.V.			
AES ANDRES	24.2%	10.9%	54.75%
TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION, (BERMUDA) LTD.			
ESTRELLA DEL NORTE	9.1%	10.9%	-20.04%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 1	4.9%	4.7%	2.25%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 2	3.3%	4.5%	-34.36%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 3	4.9%	4.7%	3.99%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 4	4.7%	4.8%	-3.00%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 5	4.7%	5.3%	-12.41%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 6	3.9%	4.2%	-8.39%
ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 7	5.4%	5.2%	4.36%
GENERADORA PALAMARA - LA VEGA			
PALAMARA 1 UNIDAD 1	23.0%	18.2%	20.73%
PALAMARA 1 UNIDAD 2	22.7%	21.2%	6.77%
PALAMARA 1 UNIDAD 3	22.6%	19.3%	14.83%
PALAMARA 1 UNIDAD 4	22.3%	23.2%	-4.42%
PALAMARA 2 UNIDAD 5	22.6%	22.0%	2.72%
PALAMARA 2 UNIDAD 6	24.2%	21.9%	9.49%
PALAMARA 3 UNIDAD 7	29.2%	24.4%	16.36%
PALAMARA 3 UNIDAD 8	24.0%	20.8%	13.32%
PALAMARA 3 UNIDAD 9	32.6%	30.4%	6.84%
PALAMARA 3 UNIDAD 10	30.0%	23.7%	20.89%
LA VEGA 1 UNIDAD 1	29.5%	24.0%	18.59%
LA VEGA 1 UNIDAD 2	33.6%	32.4%	3.58%
LA VEGA 1 UNIDAD 3	33.2%	36.9%	-10.96%
LA VEGA 2 UNIDAD 4	36.0%	28.7%	20.18%
LA VEGA 2 UNIDAD 5	34.9%	27.1%	22.40%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA, S.A.			
CEPP 1	45.8%	38.8%	15.18%
CEPP 2	34.3%	29.4%	14.22%
PVDC			
MONTE RIO	23.3%	25.4%	-9.32%
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO			
METALDOM	25.9%	30.5%	-17.83%
CDE - IPP's			
SAN FELIPE	55.1%	53.5%	2.80%
CESPM 1	72.1%	78.1%	-8.31%
CESPM 2	83.6%	90.6%	-8.35%
CESPM 3	87.1%	93.8%	-7.76%
LAESA			
PIMENTEL 1	5.0%	5.0%	0.00%
PIMENTEL 2	5.1%	5.1%	0.00%
PIMENTEL 3	3.4%	3.4%	0.00%

Tabla 7.15. Escenario 2 – Índices de Indisponibilidad con Reducción en el Período de Estadísticas

Una revisión de los índices de indisponibilidad de las centrales térmicas promediados por tecnología revela que en el caso base y en el caso 2, los motores diesel presentan el mejor desempeño y las turbinas a gas el peor. Si la tipificación de los índices se evalúa en función del combustible utilizado, encontramos que en el escenario base, el mejor promedio corresponde a las centrales que operan con fuel oil número 6, mientras que en el escenario 2, las centrales de carbón, que operan por más tiempo en la base de la curva de carga, tienen la ventaja con una tasa más reducida. En el peor de los casos, ambos escenarios apuntan al combustible fuel oil número 2. Los detalles numéricos pueden ser verificados en la tabla que se muestra a continuación:

CONCEPTO	TIPO	INDISPONIBILIDAD CASO 2	INDISPONIBILIDAD CASO BASE
TECNOLOGÍA	CICLO COMBINADO	65.40%	64.41%
	MOTORES DIESEL	18.21%	19.29%
	TURBINAS A GAS	72.84%	77.56%
	TURBINAS A VAPOR	71.70%	61.41%
COMBUSTIBLE	CARBON	23.75%	28.15%
	FUEL # 2	89.34%	82.78%
	FUEL # 6	29.27%	27.68%
	FUEL # 6 y #2	53.54%	55.08%
	GAS	44.87%	56.16%

Tabla 7.16. Escenario 2 – Índices de Indisponibilidad Promedios según tecnología y Combustible

Después de determinar los nuevos índices de indisponibilidad en horas de punta de las centrales térmicas, se realizaron las siguientes tareas:

1. Actualización de la Potencia Firme en baja tensión, aplicando los nuevos índices de indisponibilidad.
2. Actualización de los factores de nodo con las potencias firmes determinadas en el punto anterior, y obtención de las pérdidas a utilizar para referir las potencias firmes al nivel de alta tensión.
3. Actualización de la valorización con los nuevos factores de nodo y con las potencias firmes en alta tensión.

A continuación se presentan los balances, físico y de valorización, resultantes de la simulación:

AGENTE	POTENCIA FIRME [MW]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [MW]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [MW]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [MW]	EXCEDENTE DE POTENCIA DE PUNTA [MW]	DEFICIT DE POTENCIA DE PUNTA [MW]
AES ANDRES	281.30		63.86	193.51	23.94	
CDEEE	130.64	332.31	0.40	243.00	219.56	
CEPP	65.16			50.00	15.16	
DPP	131.19	79.15	0.34	210.00		
EDEESTE		405.00	555.64			-150.64
EDENORTE		489.00	525.24			-36.24
EDESUR		447.50	564.41			-116.91
EGEHID	355.92		17.71	332.31	5.90	
GPLV	190.36			150.00	40.36	
HAIA	125.86		1.06	300.00		-175.20
ITABO	225.90		0.62	250.00		-24.72
LAESA	108.46			88.50	19.96	
METALDOM	40.59		7.39		33.20	
PVDC	96.60				96.60	
SEABOARD	72.10		5.76		66.34	
FALCONDO		64.36	64.36			
BOHEMIA			0.19			-0.19
CERINCA			0.01			-0.01
ETED						
TOTAL	1,824.08	1,817.32	1,806.98	1,817.32	521.01	-503.91
					PERDIDAS	17.09

Tabla 7.17. Escenario 2 - Balance Físico Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

AGENTE	POTENCIA FIRME [RDS]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [RDS]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [RDS]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [RDS]	BALANCES ACREEDORES [RDS]	BALANCES DEUDORES [RDS]
AES ANDRES	85,981,130		20,321,823	62,356,099	3,303,208	
CDEEE	40,104,709	104,393,080	126,368	76,752,329	67,619,092	
CEPP	19,912,968			15,665,042	4,247,926	
DPP	41,469,860	25,771,896	106,516	68,379,217		-1,243,977
EDEESTE		131,874,205	180,767,302			-48,893,097
EDENORTE		153,202,696	164,554,297			-11,351,602
EDESUR		140,577,344	177,304,644			-36,727,300
EGEHID	108,466,805		5,625,616	104,393,080		-1,551,891
GPLV	59,439,658			47,062,204	12,377,455	
HAIA	38,344,227		335,348	94,721,685		-56,712,806
ITABO	71,061,484		196,002	79,032,327		-8,166,845
LAESA	32,211,889			27,760,674	4,451,215	
METALDOM	12,839,764		2,337,837		10,501,927	
PVDC	27,373,625				27,373,625	
SEABOARD	22,845,740		1,836,858		21,008,882	
FALCONDO		20,303,437	20,303,437			
BOHEMIA			60,329			-60,329
CERINCA			3,176			-3,176
ETED					13,827,694	
TOTAL	560,051,859	576,122,658	573,879,553	576,122,658	164,711,023	-164,711,023

Tabla 7.18. Escenario 2 - Balance de Valorización Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

Escenario 2 – Análisis de Resultados

A continuación se muestran los Agentes del MEM que se benefician por la aplicación del escenario 2, respecto del escenario base. El beneficio se ha determinado a partir de la suma de las diferencias positivas de los saldos acreedores y deudores, provenientes de las transacciones económicas de potencia de punta de agosto 2011, calculadas según los escenarios 2 y base, respectivamente.

AGENTE	ESCENARIO 2		ESCENARIO BASE		DIFERENCIAS		BENEFICIOS [RD\$]
	ESCENARIO 2 - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO 2 - BALANCES DEUDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES DEUDORES [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]	
AES ANDRES	3,303,208			-21,911,730	3,303,208	21,911,730	25,214,937
CDEEE	67,619,092		68,298,672		-679,580		
CEPP	4,247,926		4,233,155		14,771		14,771
DPP		-1,243,977		-595,558		-648,419	
EDEESTE		-48,893,097		-49,162,834		269,737	269,737
EDENORTE		-11,351,602		-11,350,389		-1,213	
EDESUR		-36,727,300		-36,723,786		-3,514	
EGEHID		-1,551,891		-1,606,308		54,417	54,417
GPLV	12,377,455		12,243,718		133,736		133,736
HAIA		-56,712,806		-33,794,063		-22,918,742	
ITABO		-8,166,845		-8,323,647		156,802	156,802
LAESA	4,451,215		4,419,924		31,291		31,291
METALDOM	10,501,927		10,504,011		-2,084		
PVDC	27,373,625		27,268,143		105,483		105,483
SEABOARD	21,008,882		20,989,995		18,886		18,886
FALCONDO							
BOHEMIA		-60,329		-60,197		-132	
CERINCA		-3,176		-3,176			
ETED	13,827,694		15,574,069		-1,746,375		
TOTAL	164,711,023	-164,711,023	163,531,687	-163,531,687	1,179,336	-1,179,336	26,000,060

Tabla 7.19. Escenario 2 – Cálculo del Beneficio por Agentes del MEM

De la realización del ejercicio de simulación se destaca lo siguiente:

1. Un incremento en las potencias firmes de las centrales Los Mina 5 y Los Mina 6, de 38% y 44% respectivamente, provoca una reducción de 51% de las ventas de potencia contratada del Agente AES ANDRÉS al Agente DPP, motivando una variación en el saldo que presenta el Agente AES ANDRÉS en el mercado spot. El mismo redunda en un beneficio mayoritario con relación al el resto de los Agentes, visto que estos últimos no presentan variaciones significativas.
2. La diferencia del total de saldos, acreedores y deudores, representa un crecimiento de 0.7% con relación al caso base.
3. Tomando en cuenta el efecto minúsculo de variación en el total de saldos, provocado por la actualización de los índices de indisponibilidad en la potencia firme y esta a su vez en los factores de nodo, se presenta la forma en que se redistribuye la remuneración por causa de la inyección física de potencia firme al sistema.

DIFERENCIAS DE VALORIZACIÓN DE POTENCIA FIRME

[ESCENARIO 2 MENOS ESCENARIO BASE]

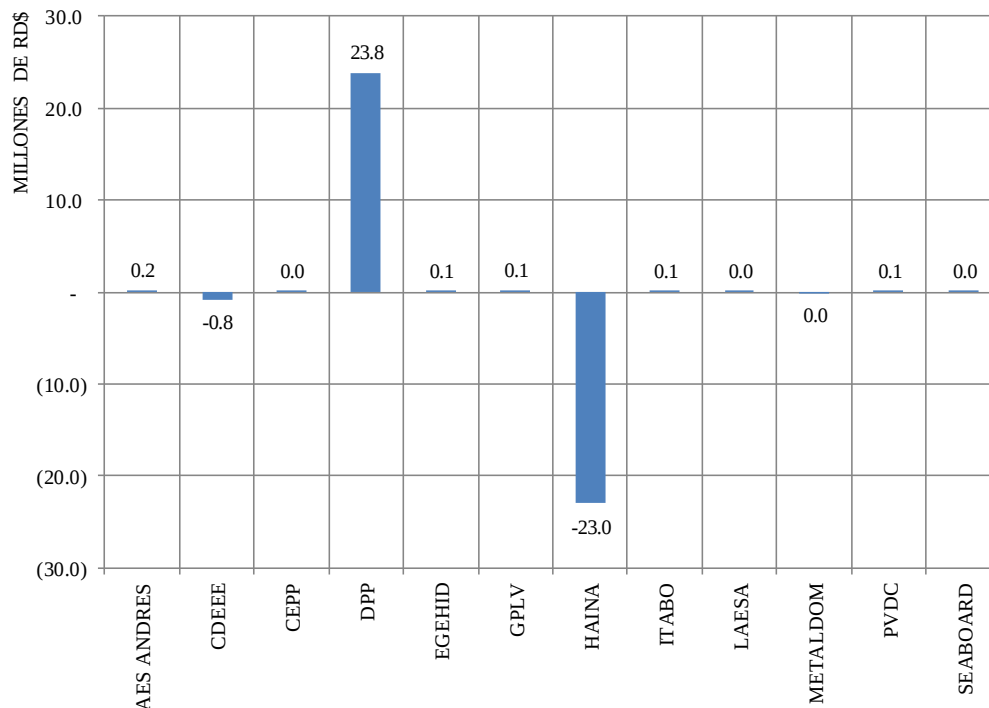


Gráfico 7.2. Diferencias de Valorización de Potencia Firme

Por un lado se puede observar el beneficio de 23.8 millones de RD\$ del Agente DPP, en parte debido a la reducción de la tasa de indisponibilidad de 76.8% a 71.9%, y de 67.5% a 51.8%, en las centrales a gas de Los Mina 5 y Los Mina 6, respectivamente, y también por lo dejado de percibir en aquellos agentes que presentan una menor retribución, como la que se observa en el Agente HAINA. En el caso particular de HAINA, las altas indisponibilidades que han presentado sus unidades, ha traído la nulidad de potencia firme en 6 de las 8 unidades a fuel, motivando una reducción en la retribución del Agente de 23 millones de pesos.

-
4. El comportamiento de la disponibilidad en el presente escenario refleja un efecto más consistente con la señal de corto plazo que en el escenario base. Las explicaciones numéricas se pueden apreciar en el punto anterior.

Escenario 3 – Factores de Nodo Iguales a la Unidad

Los argumentos referidos para considerar la propuesta de los factores de nodo de potencia iguales a la unidad en cada una de las barras del sistema se sostienen a partir del efecto de las señales técnicas y económicas arrojadas. En primer lugar se debe aclarar que las simulaciones de los escenarios de flujo de carga utilizados en el proceso de cálculo no incorporan restricciones operativas de red, motivando resultados incompatibles con la realidad y en consecuencia, desvinculando las señales de localización a ser proporcionadas para seleccionar cualquier emplazamiento de un proyecto. Por otro lado, tampoco representa una señal económica para el propietario de la empresa de transporte, dado que el mecanismo de retribución siempre garantiza un valor de Peaje definido por resolución.

Tomando en cuenta que el Derecho de Uso de Potencia ajusta el total de saldos acreedores y deudores, debido a que el mismo se calcula por la suma algebraica entre estos, y considerando que la propuesta pretende anular esta componente del Peaje para que sea asumida como parte del Derecho de Conexión, se hace necesario realizar un ajuste de balance en los saldos acreedores, que consiste en reducir el saldo excedentario del renglón (acreedor), a prorrata de la participación de cada uno de los Agentes participantes en el renglón.

En relación con los demás Agentes del MEM (generadores, distribuidores y usuarios no regulados), se verifican los siguientes resultados de la simulación.

AGENTE	POTENCIA FIRME [MW]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [MW]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [MW]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [MW]	EXCEDENTE DE POTENCIA DE PUNTA [MW]	DEFICIT DE POTENCIA DE PUNTA [MW]
AES ANDRES	280.57		63.86	269.02		-52.31
CDEEE	132.83	332.27	0.40	243.00	221.71	
CEPP	65.16			50.00	15.16	
DPP	55.68	154.66	0.34	210.00	0.00	
EDEESTE		405.00	555.64			-150.64
EDENORTE		489.00	525.24			-36.24
EDESUR		447.50	564.41			-116.91
EGEHID	355.88		17.71	332.27	5.90	
GPLV	189.94			150.00	39.94	
HAJNA	199.16		1.06	300.00		-101.90
ITABO	225.90		0.62	250.00		-24.72
LAESA	108.46			88.50	19.96	
METALDOM	40.59		7.39		33.20	
PVDC	96.42				96.42	
SEABOARD	71.88		5.76		66.12	
FALCONDO		64.36	64.36			
BOHEMIA			0.19			-0.19
CERINCA			0.01			-0.01
ETED						
TOTAL	1,822.47	1,892.79	1,806.98	1,892.79	498.40	-482.92
					PERDIDAS	15.48

Tabla 7.20. Escenario 3 - Balance Físico Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

AGENTE	POTENCIA FIRME [RD\$]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [RD\$]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [RD\$]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]	AJUSTE BALANCES ACREEDORES [RD\$]
AES ANDRES	88,065,312		20,044,075	84,439,086		-16,417,850	
CDEEE	41,693,337	104,294,351	125,552	76,272,840	69,589,296		67,427,247
CEPP	20,452,421			15,694,000	4,758,421		4,610,583
DPP	17,475,894	48,544,671	105,765	65,914,800	0		0
EDEESTE		127,121,400	174,403,979			-47,282,579	
EDENORTE		153,487,320	164,862,968			-11,375,648	
EDESUR		140,461,300	177,158,282			-36,696,982	
EGEHID	111,702,582		5,557,746	104,294,351	1,850,485		1,792,992
GPLV	59,618,367			47,082,000	12,536,367		12,146,879
HAINE	62,512,944		333,244	94,164,000		-31,984,300	
ITABO	70,905,492		193,601	78,470,000		-7,758,109	
LAESA	34,043,425			27,778,380	6,265,045		6,070,398
METALDOM	12,740,389		2,319,743		10,420,646		10,096,890
PVDC	30,264,310				30,264,310		29,324,037
SEABOARD	22,561,694		1,807,317		20,754,377		20,109,566
FALCONDO		20,200,415	20,200,415				
BOHEMIA			59,951			-59,951	
CERINCA			3,171			-3,171	
ETED							
TOTAL	572,036,166	594,109,456	567,175,811	594,109,456	156,438,946	-151,578,591	151,578,591

Tabla 7.21. Escenario 3 - Balance de Valorización Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

Escenario 3 – Análisis de Resultados

A continuación se muestran los Agentes del MEM que se benefician por la aplicación del escenario 3, respecto del escenario base. El beneficio se ha determinado a partir de la suma de las diferencias positivas de los saldos acreedores y deudores, provenientes de las transacciones económicas de potencia de punta de agosto 2011, calculadas según los escenarios 3 y base, respectivamente.

AGENTE	ESCENARIO 3		ESCENARIO BASE		DIFERENCIAS		BENEFICIOS [RD\$]
	ESCENARIO 3 - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO 3 - BALANCES DEUDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES DEUDORES [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]	
AES ANDRES		-16,417,850		-21,911,730		5,493,880	5,493,880
CDEEE	67,427,247		68,298,672		-871,425		
CEPP	4,610,583		4,233,155		377,428		377,428
DPP	0			-595,558	0	595,558	595,558
EDEESTE		-47,282,579		-49,162,834		1,880,255	1,880,255
EDENORTE		-11,375,648		-11,350,389		-25,260	
EDESUR		-36,696,982		-36,723,786		26,803	26,803
EGEHID	1,792,992			-1,606,308	1,792,992	1,606,308	3,399,301
GPLV	12,146,879		12,243,718		-96,840		
HAIA		-31,984,300		-33,794,063		1,809,763	1,809,763
ITABO		-7,758,109		-8,323,647		565,538	565,538
LAESA	6,070,398		4,419,924		1,650,474		1,650,474
METALDOM	10,096,890		10,504,011		-407,121		
PVDC	29,324,037		27,268,143		2,055,894		2,055,894
SEABOARD	20,109,566		20,989,995		-880,430		
FALCONDO							
BOHEMIA		-59,951		-60,197		246	246
CERINCA		-3,171		-3,176		5	5
ETED			15,574,069		-15,574,069		
TOTAL	151,578,591	-151,578,591	163,531,687	-163,531,687	-11,953,096	11,953,096	17,855,144

Tabla 7.22. Escenario 3 – Cálculo del Beneficio por Agentes del MEM

De la realización del ejercicio de simulación se destaca lo siguiente:

1. La aplicación de factores de nodo iguales a la unidad en todas las barras del sistema y la consideración de un Derecho de Uso de Potencia igual a cero, crea un desequilibrio entre el total de saldos acreedores y el total de saldos deudores, motivando la necesidad de hacer un ajuste. En ese orden, la diferencia entre saldos se aplicó como un cargo a los Agentes acreedores, a prorrata de su participación en el saldo total acreedor. Este costo adicional no se puede ver como un problema de adaptación dimensional de la red; por el contrario, se debe reconocer la existencia de pérdidas técnicas como una característica física que subyace por la necesidad de transportar flujos de potencia.
2. El total de remuneración resultante se redujo en 7.3% con relación al caso base, para una representación de 5.2% en el total de transacciones económicas registradas para el mes de agosto de 2011.
3. Debido a que el Derecho de Uso de Potencia se ha considerado con valor igual a cero, el Peaje Total de Transmisión que se define en la forma:

$$PT = DC + DUE + DUP$$

siendo: PT es el Peaje de Transmisión, DC es el Derecho de Conexión, DUE es el Derecho de Uso de Energía y DUP es el Derecho de Uso de Potencia.

toma la forma que sigue: $PT = DC + DUE$.

Dado que el PT se define por Resolución del ente regulador (SIE 543-2011 – vigente en el año 2012) y el DUE se obtiene a partir de las Transacciones Económicas de Energía, entonces se determina el DC por diferencia, absorbiendo la partida que se le dejó de atribuir al DUP.

Escenario 4 – Criterio Horario en Período de Punta

Para el desarrollo de esta simulación, se considera lo siguiente:

1. Determinación de la Demanda Máxima Anual Real Coincidente sin incluir el estimado de potencia que corresponde a la energía no servida.
2. Nuevo período de punta comprendido entre las 18:00 y las 24:00 horas, en lugar del rango especificado por la Resolución OC-51-2003 aprobada por el Consejo de Coordinación del OC, en la cual se define el período de punta entre las 18:00 y las 22:00 horas. Esta modificación del periodo de punta se ha propuesto como acción de mejora después de verificar que en los últimos años, la ocurrencia de la Demanda Máxima se está presentando fuera de la ventana horaria reconocida en la normativa vigente.
3. Una actualización de la Demanda Máxima y de los índices de indisponibilidad en horas de punta. Consecuentemente se ha realizado una actualización en el cálculo físico de las transacciones económicas de potencia, en los factores de nodo de potencia y en la valorización para dichas transacciones.

Los balances resultantes para esta simulación se presentan a continuación:

AGENTE	POTENCIA FIRME [MW]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [MW]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [MW]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [MW]	EXCEDENTE DE POTENCIA DE PUNTA [MW]	DEFICIT DE POTENCIA DE PUNTA [MW]
AES ANDRES	280.57		63.86	267.54		-50.83
CDEEE	134.75	332.27	0.40	243.00	223.63	
CEPP	65.16			50.00	15.16	
DPP	57.15	153.19	0.34	210.00		
EDEESTE		405.00	555.64			-150.64
EDENORTE		489.00	525.24			-36.24
EDESUR		447.50	564.41			-116.91
EGEHID	355.88		17.71	332.27	5.90	
GPLV	189.94			150.00	39.94	
HAJNA	197.18		1.06	300.00		-103.88
ITABO	225.89		0.62	250.00		-24.73
LAESA	108.46			88.50	19.96	
METALDOM	40.59		7.39		33.20	
PVDC	96.42				96.42	
SEABOARD	71.88		5.76		66.12	
FALCONDO		64.36	64.36			
BOHEMIA			0.19			-0.19
CERINCA			0.01			-0.01
ETED						
TOTAL	1,823.87	1,891.32	1,806.98	1,891.32	500.33	-483.44
					PERDIDAS	16.89

Tabla 7.23. Escenario 4 - Balance Físico Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

AGENTE	POTENCIA FIRME [RD\$]	POTENCIA COMPRADA CONTRATO [RD\$]	DEMANDA POTENCIA PUNTA [RD\$]	POTENCIA VENDIDA POR CONTRATO [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]
AES ANDRES	85,775,613		20,336,864	87,271,136		-21,832,386
CDEEE	41,473,850	104,371,530	126,443	76,913,545	68,805,391	
CEPP	19,882,289			15,658,319	4,223,970	
DPP	18,116,335	50,489,763	106,812	69,215,815		-716,530
EDEESTE		133,487,644	182,885,601			-49,397,957
EDENORTE		153,136,911	164,483,560			-11,346,650
EDESUR		140,565,243	177,289,382			-36,724,139
EGEHID	108,365,519		5,631,466	104,371,530		-1,637,477
GPLV	59,299,052			47,050,629	12,248,423	
HAINA	60,741,983		334,749	94,902,084		-34,494,850
ITABO	71,008,707		195,576	79,216,335		-8,403,204
LAESA	32,160,823			27,753,114	4,407,709	
METALDOM	12,843,586		2,338,533		10,505,053	
PVDC	27,253,011				27,253,011	
SEABOARD	22,827,922		1,838,007		20,989,915	
FALCONDO		20,301,417	20,301,417			
BOHEMIA			60,203			-60,203
CERINCA			3,176			-3,176
ETED					16,183,097	
TOTAL	559,748,691	602,352,507	575,931,788	602,352,507	164,616,570	-164,616,570

Tabla 7.24. Escenario 4 - Balance de Valorización Definitivo de Potencia de Punta Agosto 2011

Escenario 4 – Análisis de Resultados

A continuación se muestran los Agentes del MEM que se benefician por la aplicación del escenario 4, respecto del escenario base. El beneficio se ha determinado a partir de la suma de las diferencias positivas de los saldos acreedores y deudores, provenientes de las transacciones económicas de potencia de punta de agosto 2011, calculadas según los escenarios 4 y base, respectivamente.

AGENTE	ESCENARIO 4		ESCENARIO BASE		DIFERENCIAS		BENEFICIOS [RD\$]
	ESCENARIO 4 - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO 4 - BALANCES DEUDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES ACREEDORES [RD\$]	ESCENARIO BASE - BALANCES DEUDORES [RD\$]	BALANCES ACREEDORES [RD\$]	BALANCES DEUDORES [RD\$]	
AES ANDRES		-21,832,386		-21,911,730		79,344	79,344
CDEEE	68,805,391		68,298,672		506,719		506,719
CEPP	4,223,970		4,233,155		-9,185		
DPP		-716,530		-595,558		-120,972	
EDEESTE		-49,397,957		-49,162,834		-235,122	
EDENORTE		-11,346,650		-11,350,389		3,739	3,739
EDESUR		-36,724,139		-36,723,786		-353	
EGEHID		-1,637,477		-1,606,308		-31,168	
GPLV	12,248,423		12,243,718		4,705		4,705
HAJNA		-34,494,850		-33,794,063		-700,787	
ITABO		-8,403,204		-8,323,647		-79,557	
LAESA	4,407,709		4,419,924		-12,215		
METALDOM	10,505,053		10,504,011		1,042		1,042
PVDC	27,253,011		27,268,143		-15,132		
SEABOARD	20,989,915		20,989,995		-80		
FALCONDO							
BOHEMIA		-60,203		-60,197		-6	
CERINCA		-3,176		-3,176			
ETED	16,183,097		15,574,069		609,028		609,028
TOTAL	164,616,570	-164,616,570	163,531,687	-163,531,687	1,084,883	-1,084,883	1,204,577

Tabla 7.25. Escenario 4 – Cálculo del Beneficio por Agentes del MEM

De la realización del ejercicio de simulación se destaca lo siguiente:

1. Los saldos resultantes totales presentan una diferencia inferior al 1%. Se puede intuir el bajo impacto de la variación registrada con el nuevo valor de Demanda Máxima neta en baja tensión, considerando que la diferencia es de 1,392 kW para un aumento de 0.08% respecto del valor utilizado en los cálculos de transacciones económicas aprobados.
2. Este ejercicio no toma en cuenta los programas de gestión a la demanda que realizan las empresas distribuidoras.
3. De los 4 escenarios, éste último es el de menor impacto económico en términos de beneficios comparables con el escenario base, no obstante, es el que presenta más facilidad de aplicación, debido a que el mismo sólo implica derogar la Resolución OC-51-2003, sin necesidad de modificar el RLGE.

CAPÍTULO 8

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

Esta sección resume el trabajo de tesis abordando las conclusiones relevantes del mecanismo completo de remuneración de la potencia firme aplicado en el MEM de la República Dominicana.

En relación con la base conceptual que soporta el mecanismo de seguridad de suministro vigente, se verifica la siguiente caracterización: modelo de precios definidos por el ente regulador, mercado de pago por capacidad (Capacity Payment), metodología estándar de convolución para calcular la potencia firme y criterio de pago basado en el costo marginal de potencia de punta que considera la disponibilidad en momento de escasez.

En general, la aplicación del modelo adoptado por la regulación no ha sido suficiente en sí mismo para resolver los problemas de fiabilidad del sistema. De manera incidente sobresalen las limitaciones relacionadas con las restricciones operativas, los altos índices de indisponibilidad y los altos costos variables de producción de las centrales termoeléctricas.

A pesar de tener una capacidad instalada que supera los requerimientos de la demanda, las características técnicas y económicas de las distintas tecnologías de generación se han traducido en niveles de potencia firme que no satisfacen dicha condición, cuestionando el desempeño del mercado y en particular de los procedimientos normativos amparados por el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. Por lo anterior, desde la formación del MEM en junio del año 2000, se ha verificado un déficit de potencia firme que en el 94.8% de los casos ha motivado un ajuste artificial de las potencias firmes termoeléctricas. El incremento de potencia firme implica una reducción en el nivel de seguridad.

Al comparar la experiencia de República Dominicana con otros países Latinoamericanos se verifican aspectos conceptuales y prácticas similares, como se muestra a continuación:

- En el caso de Colombia, se asocia la remuneración con la disponibilidad física e histórica, aunque el problema de suministro es de carácter energético y no de potencia instantánea, debido a la fuerte componente hidráulica de dicho sistema (>80%).
- En los casos de Perú y Chile, la remuneración depende de la ubicación de las plantas de generación, debido a que considera el efecto de las pérdidas marginales de transporte que se producen, por tanto, se aplican factores de nodo de potencia tomando en cuenta un sistema de transporte económicamente adaptado, que puede ser diferente al existente. En ese mismo orden, cabe resaltar que el mecanismo de pago de potencia firme que se aplica en la República Dominicana es una adaptación del procedimiento chileno.
- En el caso de Argentina, compartimos el criterio de remunerar conforme al aporte de seguridad realizado al sistema. Llama la atención el hecho de que Argentina remunere en horas de llano y de punta. La República Dominicana remunera en un período de punta definido por resolución del regulador (OC-53-2003). A partir del año 2010, se ha podido verificar que el criterio de horas de punta no coincide con la hora de máxima demanda registrada.
- En el caso de Panamá se utiliza una metodología de cálculo de potencia firme basado en el ejercicio de la convolución. A diferencia nuestra, Panamá remunera potencia firme a las centrales eólicas.
- República Dominicana se basa en el esquema de Capacity Payment, igual que en los casos de Argentina, Chile y España.

En relación con los procedimientos contemplados en el marco de la normativa, se identificaron debilidades en las señales económicas asociadas con las dimensiones que determinan la fiabilidad, con el proceso de remuneración y con sus principales componentes de cálculo, que son la potencia firme, los índices de indisponibilidad, los factores de nodo de potencia, el costo marginal de potencia y la demanda máxima pronosticada y real. A continuación se muestra una síntesis de los problemas detectados más críticos.

En el cálculo de la potencia firme:

- Encontramos que la degradación del índice de indisponibilidad como señal de corto plazo, los problemas de distribución del pago y el desconocimiento de la seguridad como señal de garantía de suministro de corto plazo, resultan por aplicación del factor único de ajuste de las potencias firmes. En el año 2011, el factor de ajuste promedio amplificó las potencias firmes termoeléctricas en un 295%, motivando que la demanda pague por un total de potencia firme que en la realidad no está disponible.
- Se verifica que la metodología no toma en cuenta la capacidad óptima ni la energía no servida, complicando la asignación eficiente de potencia firme.
- Se verifican problemas de inestabilidad en los resultados debido a la discretización que impone la función de probabilidad a partir de la convolución.
- No se explica el sentido físico del nivel de seguridad comprendido exclusivamente entre el 95 y el 98%.

En el cálculo de la disponibilidad:

- Se considera una base de datos muy extensa, de 10 años de historia, que atenúa el impacto que debe reflejar la señal de disponibilidad para el corto plazo.
- Falta definir un protocolo de declaración comercial que establezca el punto de partida para el cálculo de la indisponibilidad.
- Se debe resolver la ambigüedad normativa que presenta el Artículo 413 y el literal f del Artículo 269 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.
- Por otro lado, falta precisar una fuente de indisponibilidad referencial, para aquellos casos de unidades que se incorporan al SENI y no alcanzan los 120 meses de historia de operación.

En el cálculo del costo marginal de potencia de punta,

- El Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 define un precio administrativo, tomando como referencia una turbina de gas de 50 MW. ¿Por cuánto tiempo continuará siendo marginal esta tecnología? La respuesta a esta pregunta requerirá ajuste de la norma en algún momento.
- Por otro lado, se verifica que todos los componentes considerados para la determinación del costo son indexados utilizando el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América, incluyendo el costo fijo de la propia turbina de gas como componente activo transable internacionalmente.

En el cálculo de los factores de nodo de potencia:

- Falta incorporar las restricciones de red, tomando en cuenta que las mismas pueden impedir que algunas zonas deficitarias puedan ser abastecidas desde otras zonas que tienen excedente de potencia firme.
- Se debe ponderar su aplicabilidad o no, tomando como en cuenta el nivel de significancia que reviste para las transacciones económicas.

En el cálculo de la demanda máxima:

- Es necesario adoptar un modelo estándar para la realización del pronóstico de la demanda máxima anual.
- Se debe redefinir el período de punta para ser consistente con los registros reales ocurridos desde el año 2010 en adelante.

Sobre las acciones de mejora en el mecanismo de seguridad de suministro se ha tomado en cuenta un horizonte de tiempo conveniente para cada propuesta, en función de una criticidad normativa moderada que no implique grandes cambios del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, de las necesidades de simulación y de la discusión de resultados. La propuesta integral del diseño de mecanismo para la seguridad de suministro está basada en dos productos con las siguientes características:

Producto 1 – Potencia Firme

- Potencia Firme sin ajuste por factor único.
- Período de Punta: las horas comprendidas entre las 18:00 y las 24:00. También se propone adicionar la hora de ocurrencia de la Demanda Máxima en caso de que no

esté comprendida por el período señalado, en correspondencia con el Art. 624 del RLGE.

- Señal fiabilidad: Disponibilidad.
- Tasa Indisponibilidad: EFORD. Adicionalmente se cambia para que capture una historia de 5 años en lugar de los 10 actuales.
- Valorización en barra única, aplicando factor de nodo igual a la unidad.
- Compensación por desvío respecto de lo programado. La recaudación por este concepto se realiza en la actualidad y sirve para complementar el pago de las compensaciones de aquellas centrales que son afectadas por la fijación de un costo marginal tope, al operar de manera forzada.
- Garantía por condición de banca rota durante la fase de operación: la construcción de la central. De esta forma el sistema se beneficia en caso de que la empresa de generación quiebre.

Producto 2 – Contratos de Potencia

- Contratos de energía y de potencia Físicos y Financieros.
- Señal de fiabilidad: Inversión.
- Garantía de compra del producto:
- Monto contratado de las distribuidoras: $50\% \leq \text{Rango} \leq 80\%$ de sus retiros físicos.
- Monto contratado de UNR: 100% de lo registrado.
- Garantía económica para cubrir compensación en caso de incumplimiento. Esta característica exige la creación de un clearing house o la incorporación de esta nueva tarea al operador del mercado.
- Período de carencia de 3 años. (garantía para el inversionista, pensando en el tiempo que le conlleva construir la central).
- Duración de contrato de 8 años. (garantía de recuperación de la inversión ya realizada).

Las conclusiones más importantes observadas a partir de las simulaciones realizadas en el cálculo de las Transacciones Económicas de Potencia de Punta Definitivas de Agosto 2011 se muestran a continuación:

- En el caso de la potencia firme sin ajuste, se confirma que el factor único aplicado según lo indicado en el literal j del Artículo 269 del RLGE representa una mayor retribución porcentual en la remuneración de la potencia firme para las centrales de mayor tamaño, al margen del verdadero aporte de fiabilidad. Los resultados reflejan una señal económica más coherente al presentar una valorización de potencia firme menor, evitando el pago que se realiza por una parte de la potencia firme que en la práctica no tiene respaldo para atender la demanda. Por tanto, aumenta la correlación entre la retribución por potencia firme y el aporte de fiabilidad que hace la central al sistema.
- En el caso de reducción del período de estadísticas de 10 a 5 años para el cálculo de los índices de indisponibilidad, se verifica un efecto del saldo de mayor proporcionalidad en las centrales que presentan variaciones de indisponibilidad más altas, dando consistencia a la señal de corto plazo que se quiere resaltar.
- En el caso de aplicar factores de nodo iguales a la unidad en todas las barras del sistema se verificó una reducción de 7.3% respecto del caso base, para una representación de 5.2% en el total de transacciones económicas de dicho mes. De acuerdo a estos resultados, la reducción en el total de transacciones económicas fue de 0.4% (<1%). Este sustento muestra una señal económica débil de localización. Adicionalmente se debe especificar que su aplicación no invalida el efecto de las pérdidas, dado que la generación la continúa internalizando en los factores de nodo de energía, que resultan de un proceso de optimización del despacho económico.

-
- En el caso del criterio horario para el período de punta, la simulación presenta muy poca variación respecto del caso base ($<1\%$); sin embargo, es el escenario de mayor facilidad para ser implementado, tomando en cuenta que el mismo se puede redefinir derogando la resolución OC-53-2003, sin necesidad de modificar el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

Existen otras propuestas, algunas de mayor relevancia que las seleccionadas para el mecanismo, no obstante, se hace necesario evaluarlas a partir del impacto provocado en la normativa y de los horizontes de corto, mediano y largo plazo requeridos para madurar su aplicabilidad.

La gran ventaja de los avances obtenidos consiste en que se pueden superponer las propuestas de mejora, logrando una mayor eficacia para el sistema en el monto y en la distribución de la remuneración de potencia firme que reciben las centrales termoeléctricas.

8.2 RECOMENDACIONES

Para una adopción práctica de las acciones de mejora propuestas en el mecanismo de seguridad de suministro, se recomienda la realización de simulaciones con un período de evaluación mucho mayor, de al menos un año, a fin de observar tendencias similares en los patrones de comportamiento definidos con los resultados de la remuneración. En otro orden, se recomienda la creación de una mesa normativa que permita evaluar el impacto de los cambios técnicos, económicos y regulatorios, asociados con las presentes recomendaciones.

En relación con el cálculo de la potencia firme se recomienda cambiar la metodología de cálculo en el largo plazo, con la finalidad de evitar las distorsiones que contempla el procedimiento vigente, en relación con la inestabilidad de los resultados debido a la discretización que impone la función de probabilidad a partir de la convolución.

Por otro lado, se recomienda emitir una resolución del regulador para respaldar una estimación del costo variable de producción de las unidades de generación que no estuvieron operando comercialmente en la hora de la demanda máxima anual, dado que los mismos son necesarios para determinar la potencia firme definitiva en un escenario que presente un nivel de seguridad de 98%. Para ello, el propietario del generador puede estimar y el OC validar el cálculo para la semana en la que se verifica la hora de ocurrencia de la demanda máxima anual real coincidente del sistema, tomando en cuenta el costo del combustible y todos aquellos parámetros que se hubiesen utilizado para la declaración en dicha semana. Para este fin, la empresa propietaria del generador debe entregar toda la documentación necesaria.

En cuanto a los índices de indisponibilidad se recomienda no postergar más allá del mediano plazo la utilización del índice EFORD (equivalent demand forced outage rate), considerando los beneficios que representa la interpretación el desempeño mediante

comparaciones entre unidades del mismo tipo en sistemas diferentes, y la evaluación de la dimensión de seguridad en todas las horas y no sólo en el período de punta.

Respecto a los factores de nodo de potencia se recomienda presentar la propuesta de corto plazo de igualar a uno el valor en cada barra del sistema, considerando el efecto provocado en los cálculos de las transacciones económicas de potencia y en las transferencias y pagos por derecho de conexión.

En el caso del costo marginal de potencia se recomienda al regulador transparentar el origen de cada insumo utilizado en su determinación, al momento de emitir la Resolución que fija dicho valor conforme a lo establecido en el Artículo 279 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

Finalmente, sobre la demanda máxima anual pronosticada se recomienda la utilización de un modelo basado en la misma metodología de estimación y uso de variables, a fin evitar discordancias en el pronóstico de demanda máxima que los Agentes informan individualmente para su utilización en las transacciones económicas de potencia preliminares.

CAPÍTULO 9

9. BIBLIOGRAFÍA

9.1 BIBLIOGRAFÍA

[ASEP 10] – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Panamá. "Criterios y procedimientos para realizar intercambios de energía y potencia firme entre Colombia y Panamá, y los requisitos para participar como Agente de Interconexion Internacional en el Mercado Eléctrico Mayorista de Electricidad de Panamá". Resolución AN No. 3565-ELEC, 2010.

[BATL07] – Carlos Batlle and Ignacio J. Perez Arriaga. "Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets". Utilities Policy, vol. 16, 2008.

[BATL10] – Carlos Batlle and Pablo Rodilla. "Policy and regulatory design issues on security of electricity generation supply in a market-oriented environment. Problem fundamentals and analysis of regulatory mechanisms". IIT Working Paper IIT-09- 057A, 2010.

[BATP10] – Carlos Batlle and Pablo Rodilla. "A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply". Energy Policy, vol. 38, 2010.

[BATL00] – Carlos Batlle and Carlos Vásquez. "A probabilistic model for capacity payments distribution in a deregulated wholesale electricity market". PMAPS2000: 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2000.

[CARL05] – Carla Monge Liaño. "Análisis de metodologías de cálculo de potencia firme como mecanismos para asegurar la fiabilidad a largo plazo en mercados eléctricos liberalizados". Proyecto fin de carrera Universidad Pontificia Comillas, 2005.

[CNE07] – Comisión Nacional de Energía, España. "Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un mecanismo de garantía de suministro", 2007.

[CRAM05] – Peter Crampton and Steven Stoft. "A capacity market that makes sense". Electricity Journal, vol.18, 2005.

[SHMU00] – Shmuel S. Oren. "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets". VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning. University of California at Berkeley, USA, 2000.

[DANIO4] – Daniel S. Kirschen and Goran Strbac. "Fundamentals of Power System Economics". Ed. John Wiley& Sons, 2004.

[HOGA05] – William W. Hogan. "On an energy only electricity market design for resource adequacy". Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, 2005.

[HUGH01] – Hugh Rudnick. "Sistemas de Precios en Mercados Eléctricos Desregulados". Pontificia Universidad Católica de Chile. Seminario de Gestión Energética UTFSM, 09-12 Oct 2001.

[ICDM12] – Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana. "Informe de Comportamiento de la Demanda Máxima en el Período 2001 – 2012", 2012.

[IEEE06] – Std. 762-2006. IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity, 2006.

[JAIM03] – Jaime Díaz Tinoco y Fausto Hernández Trillo. "Futuros y opciones financieras. Una introducción". Limusa, Noriega Editores, 3era. Edición, 2003.

[JOSK07] – Paul L. Joskow. "Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design". Department of Economics and Management, Massachusetts Institute of technology, 2007.

[KARE11] – Karen Galarza. "Informe Sectorial Perú: Sector Eléctrico", Pacific Credit Rating, 2011

[LGE07] – Superintendencia de Electricidad, República Dominicana. "Ley General de Electricidad 125-01. Modificada por la Ley 186-07 del 06 de agosto de 2007", 2007.

[NAVA08] – Julio Villareal Navarro y María Jimena Córdoba de la Rosa. "Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia". Revista Ingeniería e Investigación Vol. 28 No.3, 2008.

[MECN04] – Ministerio de Economía y Comisión Nacional de Energía, Chile. Determinación de elementos conceptuales y contenidos reglamentarios. "Procedimiento de determinación de potencia firme y balances de potencia bajo Ley 19.940", 2004.

[MEGI12] – Ministerio de Energía, División Energías Renovables, Chile y GIZ. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Documento Complementario. 2012.

[MEMO11] – Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana. "Memoria 2011", 2011.

[MMEC10] – Ministerio Minas y Energía. República de Colombia. "Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales – PROURE". Plan de Acción 2010 – 2015, 2010.

[MICH11] – Michel Rivier. “Módulo La Regulación de Libre Mercado: Transporte”. Máster regulación Industria Eléctrica Universidad Pontificia Comillas e Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales. Programa 2010 – 2012.

[NERC08] - “Definition of Adequate Level of Reliability”, 2008.

[PABL11] – Pablo Rodilla “Módulo de Mercados Mayoristas. Caso práctico sobre seguridad de suministro”. Máster regulación Industria Eléctrica Universidad Pontificia Comillas e Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales. Programa 2010 – 2012.

[PABC11] Pablo Rodilla and Carlos Batlle. "Security of electricity supply at the generation level: Problem analysis". IIT Working Paper IIT-10-027A, 2010.

[PERE05] – José Ignacio Perez Arriaga. "Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en Espana", 2005.

[PJM12] – Prepared by Capacity Market Operations. “PJM Capacity market”. Junio 28, 2012.

[RLGE07] – Superintendencia de Electricidad, República Dominicana. “Reglamento Aplicación Ley General de Electricidad 125-01”. Modificado por el decreto 494-07 del Poder Ejecutivo, 2007.

[SE02] – Secretaria Energía. "Resolución S. E. No. 246, Acápite 2. 5. 2: Precios y remuneración de la potencia". Secretaria de Energía de Argentina, 2002.

[SEBA98] – Sebastian Ríos, V. Vidal y D. Kiguel “Bus-Based Reliability Indices and Associated Costs in the Bulk Power System”. IEEE Transactions On Power Systems, vol. 13, 1998.

[SINAI1] – COES- SINAC, Perú. "Calculo de la potencia firme". Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC PR-26, 2011.

[SING11] – CDEC- SING, Chile. "Cálculo y determinación del balance de potencia firme". Procedimiento DP CDEC-SING P- 0025/ 2010, 2011.

[VAZQ02] – Carlos Vázquez and Michel Rivier. "A market approach to long term security of supply". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, 2002.

[VENT03] – Mariano Ventosa y Andrés Ramos. "Modelos de sistemas de energía eléctrica. Índices, medidas y criterios de fiabilidad". Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, 2003.

CAPÍTULO 10

10. APÉNDICE

Nombres de Agentes del MEM

A continuación se muestra la relación de nombres y mnemotécnicos utilizados en el capítulo de “Simulación Caso Estudio y Análisis de Resultados” y en la presente sección “Apéndice”, para las empresas de generación, distribución, transmisión y autoproductores.

NOMBRE	MNEMOTÉCNICO	TIPO AGENTE
AES ANDRES, B.V.	AES ANDRES	GENERADOR
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE PUERTO PLATA, S. A.	CEPP	GENERADOR
COMPLEJO METALÚRGICO DOMINICANO, C. POR A.	METALDOM	AUTOPRODUCTOR
CONSORCIO LAESA LTD	LAESA	GENERADOR
CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATALES	CDEEE	GENERADOR
DOMINICAN POWER PARTNERS LDC	DPP	GENERADOR
EMPRESA DE GENERACION HIDROELECTRICA DOMINICANA	EGEHID	GENERADOR
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD DE HAINA, S. A.	HAINA	GENERADOR
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD DE HAINA, S. A.	HAINA	GENERADOR
EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD ITABO, S. A.	ITABO	GENERADOR
EMPRESA PUEBLO VIEJO DOMINICANA CORPORATION	PVDC	GENERADOR
FALCONBRIDGE DOMINICANA, C POR A	FALCONBRIDGE	AUTOPRODUCTOR
GENERADORA PALAMARA LA VEGA, S.A.	GPLV	GENERADOR
TRANSCONTINENTAL CAPITAL CORPORATION (BERMUDA) LTD	SEABOARD	GENERADOR
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRCIDAD DEL ESTE, S.A.	EDEESTE	DISTRIBUIDOR
EDENORTE DOMINICANA, S.A.	EDENORTE	DISTRIBUIDOR
EDESUR DOMINICANA, S.A.	EDESUR	DISTRIBUIDOR
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA DOMINICANA	ETED	TRANSMISOR

Tabla 10.1. Nombres Agentes MEM

Datos de Potencia Efectiva y Consumos Propios de Centrales Térmicas

A continuación se muestra un resumen de datos de las centrales térmicas utilizados en el cálculo de la Potencia Firme.

AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	DATOS CENTRALES TERMICAS 2011			
			NO. DE UNIDADES	POT. EFECTIVA BRUTA	CONSUMOS PROPIOS	POT. EFECTIVA NETA
				MW	%	MW
AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	AES ANDRÉS	1	290.00	3.00	281.30
CDEEE	SAN FELIPE	SAN FELIPE	1	185.00	3.11	179.25
	CESPM 1	CESPM 1	1	98.77	2.53	96.27
	CESPM 2	CESPM 2	1	100.90	2.48	98.40
	CESPM 3	CESPM 3	1	102.10	2.45	99.60
CEPP	CEPP 1	CEPP 1	3	16.50	2.00	16.17
	CEPP 2	CEPP 2	9	50.00	2.00	49.00
DPP	LOS MINA 5	LOS MINA 5	1	118.00	0.00	118.00
	LOS MINA 6	LOS MINA 6	1	118.00	0.00	118.00
GPLV	PALAMARA	PALAMARA 1 UNIDAD 1	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 1 UNIDAD 2	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 1 UNIDAD 3	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 1 UNIDAD 4	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 2 UNIDAD 5	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 2 UNIDAD 6	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 3 UNIDAD 7	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 3 UNIDAD 8	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 3 UNIDAD 9	1	10.68	4.00	10.25
		PALAMARA 3 UNIDAD 10	1	10.68	4.00	10.25
	LA VEGA	LA VEGA 1 UNIDAD 1	1	18.40	4.83	17.51
		LA VEGA 1 UNIDAD 2	1	18.40	4.83	17.51
		LA VEGA 1 UNIDAD 3	1	18.40	4.83	17.51
		LA VEGA 2 UNIDAD 4	1	18.40	4.83	17.51
		LA VEGA 2 UNIDAD 5	1	18.40	4.83	17.51
HAINA	HAINA TG	HAINA TG	1	103.00	3.10	99.81
	HAINA 1	HAINA 1	1	49.20	5.90	46.30
	HAINA 2	HAINA 2	1	50.00	5.00	47.50
	HAINA 4	HAINA 4	1	72.00	6.00	67.68
	SAN PEDRO VAPOR	SAN PEDRO VAPOR	1	33.00	5.00	31.35
	PUERTO PLATA 2	PUERTO PLATA 2	1	39.00	3.00	37.83
	PUERTO PLATA 1	PUERTO PLATA 1	1	25.00	6.00	23.50
	BARAHONA CARBON	BARAHONA CARBON	1	45.60	7.00	42.41
	SULTANA DEL ESTE	SULTANA DEL ESTE 1	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 2	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 3	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 4	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 5	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 6	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 7	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 8	1	16.90	1.11	16.71
		SULTANA DEL ESTE 9	1	16.90	1.11	16.71

Tabla 10.2. Datos de Potencia Efectiva y Consumos Propios de Centrales Térmicas – [1 de 2]

FUENTE: Informes Transacciones Económicas de Potencia 2011, OC

AGENTE	CENTRAL	UNIDAD	DATOS CENTRALES TERMICAS 2011			
			NO. DE UNIDADES	POT. EFECTIVA BRUTA	CONSUMOS PROPIOS	POT. EFECTIVA NETA
				MW	%	MW
ITABO	ITABO 1	ITABO 1	1	128.00	8.60	116.99
	ITABO 2	ITABO 2	1	128.00	11.00	110.00
LAESA	PIMENTEL 1	PIMENTEL 1	4	31.43	0.020	30.80
	PIMENTEL 2	PIMENTEL 2	4	28.00	0.018	27.50
	PIMENTEL 3	PIMENTEL 3	3	51.45	0.020	50.43
METALDOM	METALDOM	METALDOM	4	42.00	3.10	40.70
PVDC	MONTE RIO	MONTE RIO	13	100.10	3.50	96.60
SEABOARD	ESTRELLA DEL NORTE	ESTRELLA DEL NORTE	7	37.80	1.75	37.14
	ESTRELLA DEL MAR	ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 1	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 2	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 3	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 1 UNIDAD 4	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 5	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 6	1	10.50	1.55	10.34
		ESTRELLA DEL MAR GRUPO 2 UNIDAD 7	1	10.50	1.55	10.34

Tabla 10.2. Datos de Potencia Efectiva y Consumos Propios de Centrales Térmicas – [2 de 2]

FUENTE: Informes Transacciones Económicas de Potencia 2011, OC

De conformidad a lo establecido en la Resolución OC-60-2002 del Consejo de Coordinación del OC, en el año 2011 se calculó la Potencia Firme por unidad para las Centrales térmicas Palamara, La Vega, Sultana del Este y Seaboard EDM.

Durante el año 2011, la empresa de generación HAINA mantuvo separadas del SENI e interconectadas en el sistema aislado CEPM, 4 de las 9 unidades que conforman la central SULTANA DEL ESTE.

Datos de Capacidad Instalada, Tecnología y Combustible

A continuación se muestra la capacidad instalada, la tecnología y el tipo de combustible de cada unidad de generación en el SENI a finales de diciembre del año 2011

AGENTE	CENTRAL	TECNOLOGIA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%
AES ANDRES	AES ANDRES	CICLO COMBINADO	GAS	319.0	9.9%
CDEEE	RIO SAN JUAN	MOTORES DIESEL	FUEL # 2	1.5	0.0%
	CESPM 1	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	97.0	3.0%
	CESPM 2	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	97.0	3.0%
	CESPM 3	CICLO COMBINADO	FUEL # 2	97.0	3.0%
	SAN FELIPE	CICLO COMBINADO	FUEL # 6 y #2	185.0	5.7%
CEPP	CEPP 1	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	16.5	0.5%
	CEPP 2	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	51.2	1.6%
DPP	LOS MINA 5	TURBINAS A GAS	GAS	118.0	3.7%
	LOS MINA 6	TURBINAS A GAS	GAS	118.0	3.7%
GPLV	LA VEGA	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	87.5	2.7%
	PALAMARA	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	107.0	3.3%
HAINA	BARAHONA CARBON	TURBINAS A VAPOR	CARBON	53.6	1.7%
	HAINA 1	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	54.0	1.7%
	HAINA 2	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	54.0	1.7%
	HAINA 4	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	84.9	2.6%
	HAINA TG	TURBINAS A GAS	FUEL # 2	100.0	3.1%
	PUERTO PLATA 1	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	27.6	0.9%
	PUERTO PLATA 2	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	39.0	1.2%
	SAN PEDRO VAPOR	TURBINAS A VAPOR	FUEL # 6	30.0	0.9%
	SULTANA DEL ESTE	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	102.0	3.2%
	LOS COCOS 1	EOLICA	VIENTO	33.5	1.0%
ITABO	FALCONDO 1 *	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	66.0	2.1%
	FALCONDO 2 *	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	66.0	2.1%
	FALCONDO 3 *	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	66.0	2.1%
	ITABO 1	TURBINAS A VAPOR	CARBON	128.0	4.0%
	ITABO 2	TURBINAS A VAPOR	CARBON	132.0	4.1%
LAESA	PIMENTEL 1	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	31.6	1.0%
	PIMENTEL 2	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	28.0	0.9%
	PIMENTEL 3	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	51.4	1.6%
METALDOM	METALDOM	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	41.3	1.3%
MONTE RIO	MONTE RIO	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	100.1	3.1%
SEABOARD	ESTRELLA DEL MAR	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	73.3	2.3%
	ESTRELLA DEL NORTE **	MOTORES DIESEL	FUEL # 6	37.5	1.2%

Tabla 10.3. Datos de Capacidad Instalada, Tecnología y Tipo de Combustible de Centrales Térmicas

FUENTE: Memoria Anual OC 2011

Para el año 2011, el total de potencias instaladas por tipo de combustible por Agente del MEM se resume a continuación:

CAPACIDAD	AGENTE	TIPO DE COMBUSTIBLE							
		CARBÓN	VIENTO	FUEL OIL NO. 2	FUEL OIL NO. 6	FUEL OIL NO. 6 y 2	GAS NATURAL	AGUA	TOTAL SENI
[MW]	AES ANDRES			292.5		185.0	319.0		319
	CDEEE				67.7				477.5
	CEPP				41.3				67.7
	METALDOM								41.3
	DPP						236.0		236
	HAINA	53.6	33.5	100.0	391.5				578.55
	EGEHID							523.2	523.2
	ITABO	260.0			198.0				458
	GPLV				194.5				194.5
	LAESA				111.0				111
	MONTE RÍO				100.1				100.1
	SEABOARD				110.8				110.8
[%]	AES ANDRES			9%		6%	10%		10%
	CDEEE				2%				15%
	CEPP				1%				2%
	METALDOM								1%
	DPP						7%		7%
	HAINA	2%	1%	3%	12%				18%
	EGEHID							16%	16%
	ITABO	8%			6%				14%
	GPLV				6%				6%
	LAESA				3%				3%
	MONTE RÍO				3%				3%
	SEABOARD				3%				3%
Total [MW]		313.60	33.45	392.5	1214.9	185	555.10	523.2	3217.65
Total [%]		10%	1%	12%	38%	6%	17%	16%	100%

Tabla 10.4. Datos de Capacidad Instalada por Tipo de Combustible por Agentes del MEM

FUENTE: Memoria Anual OC 2011

Para el año 2011, el total de potencias instaladas por tipo de tecnología por Agente del MEM se resume a continuación:

CAPACIDAD	AGENTE	TECNOLOGÍA						
		CICLO COMBINADO	EÓLICO	HIDROELÉCTRICA	MOTORES DIESEL	TURBINAS A GAS	TURBINAS A VAPOR	TOTAL SENI
[MW]	AES ANDRES	319.0						319.0
	CDEEE	476.0			69.2			545.2
	CEPP							
	METALDOM				41.3			41.3
	DPP					236.0		236.0
	HAINA		33.5		102.0	100.0	343.1	578.6
	EGEHID			523.2				523.2
	ITABO				198.0		260.0	458.0
	GPLV				194.5			194.5
	LAESA				111.0			111.0
	MONTE RÍO				100.1			100.1
	SEABOARD				110.8			110.8
[%]	AES ANDRES	10%						10%
	CDEEE	15%			2%			17%
	CEPP							
	METALDOM				1%			1%
	DPP					7%		7%
	HAINA		1%		3%	3%	11%	18%
	EGEHID			16%				16%
	ITABO				6%		8%	14%
	GPLV				6%			6%
	LAESA				3%			3%
	MONTE RÍO				3%			3%
	SEABOARD				3%			3%
Total [MW]		795.00	33.45	523.2	926.9	336	603.10	3217.65
Total [%]		25%	1%	16%	29%	10%	19%	100%

Tabla 10.5. Datos de Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología por Agentes del MEM

FUENTE: Memoria Anual OC 2011