



**SUPERINTENDENCIA  
DE ELECTRICIDAD**



**Comisión Nacional de Energía  
República Dominicana**

**CONTRATO DE CONSULTORÍA No AT-25-2007**



# **Cálculo del VAT y Revisión de las Reglas Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano.**

**Tomo II:  
Reglas Comerciales**

## **INFORME FINAL Documento 884-013-Rev.1**

Santo Domingo, abril de 2009  
República Dominicana

Consorcio ConCol – Sigla – Stone & Webster



**ConCol**



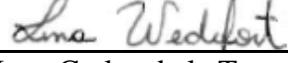
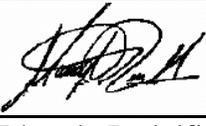
**SIGLA**  
Consultora en Energía



## ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de Revisión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observaciones
00		15 de diciembre de 2008	Versión Original
01	3.3.3.3.2 Modelo propuesto  3.3.3.5 Transición hacia el modelo de co-optimización para regulación de frecuencia  3.3.4.3.2 Modelo propuesto  3.3.4.4 Saldos deudor/acreedor del MEM  3.3.4.5 Análisis del procedimiento realizado por el CCE y el OC para control de la energía reactiva  3.3.4.8 Esquemas para registrar la energía reactiva  3.3.5.3 Modelo propuesto, compensaciones y penalizaciones para el servicio de reposición del sistema  3.4.2 Modelo Propuesto  3.5.3 Análisis para el Tratamiento de los Costos Variables  3.6.2 Esquema para el Manejo de la Potencia Firme  3.7 modelo de contrato o acuerdo de compromiso entre agentes del MEM	30 de abril de 2009	Versión Modificada

### REVISIÓN Y APROBACIÓN

Número de revisión		01
Responsable por elaboración	Nombre	Álvaro Chavarro Leal
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Lina Wedefort Álvarez
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Juan Carlos de la Torre
	Firma	
Responsable por revisión	Nombre	Mario Ríos Mesías
	Firma	
Responsable por aprobación	Nombre	Eduardo Redolfi
Director de Proyecto	Firma	
	Fecha	Abril de 2009

# **CÁLCULO DEL VAT Y REVISIÓN DE LAS REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO**

## **INFORME FINAL (TOMO II)**

### **REGLAS COMERCIALES**

#### **TABLA DE CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
<b>3. REGLAS COMERCIALES</b>	<b>164</b>
3.1 PREÁMBULO REGLAS COMERCIALES	164
3.2 BENCHMARKING	167
3.2.1 Experiencias Internacionales y Estado del Arte del Servicio de Regulación de Voltaje	167
3.2.2 Experiencias Internacionales y Estado del Arte de Otros Servicios Complementarios	185
3.2.2.1 Experiencias internacionales	186
3.2.2.2 Estado del arte	187
3.3 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS APLICABLES AL MEM	196
3.3.1 Introducción	196
3.3.2 Servicios de Coordinación y Operación del Sistema	201
3.3.2.1 Reglamentación de los servicios de coordinación y operación del sistema en República Dominicana	201
3.3.2.2 Modelo propuesto	202
3.3.3 Servicio de Regulación de Frecuencia	203
3.3.3.1 Reglamentación del servicio de regulación de frecuencia	203
3.3.3.2 Prestación del servicio de regulación de frecuencia	206
3.3.3.2.1 Condiciones de las plantas de generación	206
3.3.3.2.2 Situación actual	210

3.3.3.3	Modelo Propuesto, Compensaciones y Penalizaciones para el Servicio de Regulación de Frecuencia	213
3.3.3.3.1	Consideraciones	213
3.3.3.3.2	Modelo propuesto	216
3.3.3.3.3	Compensaciones por la prestación del servicio	219
3.3.3.3.4	Vigilancia y control de la prestación del servicio	225
3.3.3.3.5	Penalizaciones por la no prestación efectiva del servicio	225
3.3.3.3.6	Resumen	228
3.3.3.4	Valor del incentivo y de los parámetros IE1 y IE2	228
3.3.3.5	Transición hacia el modelo de co-optimización para regulación de frecuencia	232
3.3.4	Servicio de Regulación de Voltaje	235
3.3.4.1	Reglamentación del servicio de regulación de voltaje	235
3.3.4.2	Prestación del servicio de regulación de voltaje	236
3.3.4.3	Modelo propuesto, compensaciones y penalizaciones para el servicio de regulación de voltaje	245
3.3.4.3.1	Consideraciones	245
3.3.4.3.2	Modelo propuesto	247
3.3.4.4	Saldos deudor/acreador del MEM	252
3.3.4.5	Análisis del procedimiento realizado por el CCE y el OC para control de la energía reactiva	255
3.3.4.6	Transición hacia el modelo de regulación de voltaje	259
3.3.4.7	Requerimientos de aporte de potencia reactiva	261
3.3.4.8	Esquemas para registrar la energía reactiva	267
3.3.4.8.1	Situación actual	267
3.3.4.8.2	Establecimiento de los esquemas para registrar la energía reactiva	272

3.3.4.8.3	Otros aspectos concernientes a los esquemas de medición cuando la medición no se encuentra en los bornes	276
3.3.5	Servicio de Reposición del Sistema	277
3.3.5.1	Reglamentación del servicio de reposición del sistema	277
3.3.5.2	Prestación del servicio de reposición del sistema	277
3.3.5.3	Modelo propuesto, compensaciones y penalizaciones para el servicio de reposición del sistema	278
3.4	MÍNIMO TÉCNICO	284
3.4.1	Valores de Mínimo Técnico	284
3.4.2	Modelo Propuesto	287
3.5	COSTOS VARIABLES	290
3.5.1	Reglamentación de los Costos Variables	290
3.5.2	Comportamiento de los Costos Variables	295
3.5.3	Análisis para el Tratamiento de los Costos Variables	303
3.5.3.1	Análisis de estudios	303
3.5.3.2	Conclusiones	309
3.5.4	Transición Hacia el Modelo de Costos Variables de Producción	309
3.6	POTENCIA FIRME	310
3.6.1	Reglamentación de la Potencia Firme	310
3.6.2	Esquema para el Manejo de la Potencia Firme	315
3.6.3	Transición para la Aplicación del Modelo de Potencia Firme	322
3.7	MODELO DE CONTRATO O ACUERDO DE COMPROMISO ENTRE AGENTES DEL MEM	323
3.8	FORMATOS DE RECOLECCIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	325
3.8.1	Empresas de Generación	325

3.8.2	Empresa de Transmisión	329
3.8.3	Empresas de Distribución	336

## **ANEXOS**

Anexo A Compensaciones por regulación de frecuencia

Anexo B Compensaciones por regulación de voltaje

**INFORME FINAL  
(TOMO II)  
REGLAS COMERCIALES**

**ÍNDICE DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
Tabla 3.1 Tipos de servicios complementarios	165
Tabla 3.2 Formulación de la descomposición del flujo óptimo de potencia	173
Tabla 3.3 Coeficientes de los costos de producción	178
Tabla 3.4 Definiciones de los servicios complementarios dominantes	197
Tabla 3.5 Características de las plantas de generación	207
Tabla 3.6 Resultados para la regulación de frecuencia	208
Tabla 3.7 Resultados para la regulación de tensión	209
Tabla 3.8 Despacho de energía para una demanda de 1680 MW	221
Tabla 3.9 Formulación del despacho de energía para una demanda de 1680 MW	224
Tabla 3.10 Resumen transacciones económicas para al año 2006	236
Tabla 3.11 Actividades para el control de la energía reactiva por parte del OC y el CCE	257
Tabla 3.12 Requerimientos de potencia reactiva por zonas del SENI	263
Tabla 3.13 Requerimientos de potencia reactiva por nodos (año 2008)	265
Tabla 3.14 Requerimientos de potencia reactiva por nodos (año 2013)	266
Tabla 3.15 Situación actual del sistema SCADA de los agentes conectados	269
Tabla 3.16 Resumen de los valores de mínimo técnico declarados por los agentes frente a valores estándares	285
Tabla 3.17 Análisis de la consultoría al modelo dominicano para reconocer los costos variables	305
Tabla 3.18 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme	316

Tabla 3.19 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (tasa de indisponibilidad)	318
Tabla 3.20 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (factores de nodo de potencia)	320
Tabla 3.21 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (modelo PFT-CAPOF)	321
Tabla 3.22 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de frecuencia (plantas generadoras)	326
Tabla 3.23 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (plantas generadoras)	327
Tabla 3.24 Formato de recolección de información para el servicio de reposición del sistema (plantas generadoras)	328
Tabla 3.25 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - condensadores)	329
Tabla 3.26 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - transformadores con variación de TAPS bajo carga)	330
Tabla 3.27 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - reactores)	331
Tabla 3.28 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – sistemas estáticos de compensación)	332
Tabla 3.29 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – sistemas estáticos de compensación)	333
Tabla 3.30 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – relés de eyección de carga por bajo voltaje)	334
Tabla 3.31 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – relés de sobretensión)	335
Tabla 3.32 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - condensadores)	336
Tabla 3.33 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - transformadores con variación de TAPS bajo carga)	337
Tabla 3.34 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - reactores)	338

Tabla 3.35 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje  
(empresas de distribución – relés de eyección de carga por bajo voltaje) 339

Tabla 3.36 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje  
(empresas de distribución – relés de sobretensión) 340

**INFORME FINAL  
(TOMO II)  
REGLAS COMERCIALES**

**ÍNDICE DE FIGURAS**

	<b>Pág.</b>
Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema de 9 buses	178
Figura 3.2 Cambio porcentual diario de la carga	179
Figura 3.3 Costos marginales de la potencia activa	180
Figura 3.4 Costos marginales de la potencia activa frente a la potencia activa producida por cada planta	180
Figura 3.5 Costos marginales de la potencia reactiva	181
Figura 3.6 Costos marginales de la potencia reactiva frente a la potencia reactiva producida por cada planta	182
Figura 3.7 Esquema de potencia	183
Figura 3.8 Categoría de reservas	192
Figura 3.9 Respuesta del generador y reservas para restablecer con éxito la generación y carga después de la pérdida de 2600 MW de generación	199
Figura 3.10 Reservas para dar una respuesta coordinada a la repentina pérdida de generación o transmisión	199
Figura 3.11 Tiempo de respuesta que distingue los servicios complementarios	200
Figura 3.12 Transacciones por servicio de regulación de frecuencia para al año 2006	210
Figura 3.13 Tiempo promedio en que el sistema eléctrico ha permanecido dentro del rango 59.85 - 60.15 Hz	211
Figura 3.14 Tiempo promedio en que el sistema eléctrico ha permanecido dentro del rango 59.75 - 60.25 Hz	211
Figura 3.15 Configuración de la red eléctrica de República Dominicana	212
Figura 3.16 Respuesta de frecuencia de un generador	214
Figura 3.17 Respuesta de frecuencia de dos unidades generadoras	215

Figura 3.18 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano	220
Figura 3.19 Aumento de las transacciones económicas ante la prestación del servicio de regulación de frecuencia	223
Figura 3.20 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano (primer escenario)	230
Figura 3.21 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano (segundo escenario)	230
Figura 3.22 Diferencia del precio de la energía (segundo escenario frente al primer escenario)	231
Figura 3.23 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – San Pedro de Macorís (Zona Este)	238
Figura 3.24 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Zona Franca Santiago (Zona Norte)	239
Figura 3.25 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Pizarrete (Zona Sur)	240
Figura 3.26 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Palamara (Zona Santo Domingo)	241
Figura 3.27 Flujos deudores/acreedores del MEM	254
Figura 3.28 Requerimientos de potencia reactiva por zonas del SENI	264
Figura 3.29 Flujos deudores/acreedores en cuanto a los valores mínimos técnicos	289
Figura 3.30 Modalidades de cálculo del consumo específico de las plantas de generación	295
Figura 3.31 Diferencias del los consumos específicos declarados frente a los calculados	296
Figura 3.32 Bases de precios de los combustibles utilizados	296

### 3. REGLAS COMERCIALES

#### 3.1 PREÁMBULO REGLAS COMERCIALES

Los servicios complementarios, aspectos primordiales dentro de las reglas comerciales para el mercado eléctrico mayorista, son aquellas funciones o servicios que sirven de soporte al proceso de generación, transmisión y distribución de electricidad, de tal forma que satisfagan las condiciones de calidad y seguridad necesarias. Más que complementarios son considerados esenciales e indispensables para una operación confiable y segura del sistema eléctrico.

El establecimiento de los servicios complementarios necesarios está estrechamente ligado con el funcionamiento y regulación del mercado eléctrico así como con las necesidades propias del sistema eléctrico. Sin embargo, existen una serie de servicios que son los usualmente definidos tal como se presenta en la Tabla 3.1.

Los servicios complementarios tienen asociados unos costos por ello es necesario estructurar un esquema que retribuya la prestación de estos servicios de tal forma que se asegure su provisión e incentive las inversiones necesarias. Los mercados eléctricos han tendido a ser mercados competitivos, se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, por lo cual estos mercados han requerido que los servicios complementarios tiendan también hacia la competitividad, es decir, que estos servicios han dejado de verse como elementos que deben ser proveídos de manera agregada con la energía eléctrica y han pasado a ser actividades transadas en el mercado eléctrico.

Respecto a los servicios complementarios en un mercado competitivo es necesario:

- Identificar los servicios complementarios necesarios según las particularidades del sistema.
- Cuantificar el costo de proveer los servicios complementarios.
- Establecer quienes son los consumidores y proveedores de los servicios.

**Tabla 3.1 Tipos de servicios complementarios**

No	Tipo de Servicio Complementario	Nombre	Descripción
1.	Servicios de coordinación y operación del sistema	<b>Programación y despacho</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio consiste en la planificación de la operación utilizando los recursos de generación y transmisión que se encuentren disponibles para satisfacer la demanda.</li> <li>• Este servicio integra las actividades necesarias para despachar las transacciones contratadas y también va asociado a las acciones para mantener el sistema ante variaciones de carga o demanda.</li> <li>• Debe existir un operador del sistema que se encargue de coordinar todos los recursos de generación, transporte y consumo de energía de forma de abastecer la demanda. Esto con el fin de mantener la frecuencia, rangos térmicos y de tensiones que aseguren la estabilidad y seguridad del sistema.</li> </ul>
		<b>Manejo de la congestión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio se hace necesario para hacer factibles y seguros los intercambios de potencia del sistema. Por lo tanto, es una actividad adyacente a la producción de energía y presenta costos asociados al redespacho.</li> <li>• Este servicio está compuesto por las acciones orientadas a reprogramar el despacho, de forma que cumplan las restricciones por capacidad de transporte de las líneas de transmisión.</li> <li>• Debe existir un coordinador u operador del sistema.</li> <li>• Con este servicios a los generadores que están dispuestos a entregar más potencia deben ser remunerados apropiadamente y se les pueden asignar cargos para incentivarlos a limitar o bajar su producción.</li> </ul>
2.	Servicio de regulación de frecuencia	<b>Regulación primaria de frecuencia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio consiste en proveer de una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía con el fin de mantener la frecuencia dentro de su valor nominal.</li> <li>• La regulación primaria funciona como un control proporcional a la desviación de frecuencia.</li> <li>• Ya que las variaciones de frecuencia se originan por desbalances de potencia debido a rápidas fluctuaciones en la generación o en el consumo. Este servicio permite ajustar continuamente los recursos de generación ante variaciones de carga en tiempo real.</li> <li>• Para este servicio las unidades generadoras deben disponer de la reserva necesaria y ajustar sus equipos de control automáticos de velocidad.</li> </ul>
		<b>Regulación secundaria de frecuencia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio cubre las necesidades que no han sido satisfechas por la regulación primaria y se diferencia en el tiempo de acción.</li> <li>• Consiste en el uso de la generación en línea, con turbinas equipadas con reguladores de velocidad, para seguir minuto a minuto las fluctuaciones de carga La energía cinética de los rotores es usada, dentro de un rango limitado, para ajustar los desbalances entre generación y carga.</li> <li>• Este servicio actúa mediante equipos automáticos de generación (AGC) en coordinación con el operador del sistema y se realiza con el fin de seguir las tendencias horarias y diarias de la carga.</li> </ul>

**Tabla 3.1 Tipos de servicios complementarios**

No	Tipo de Servicio Complementario	Nombre	Descripción
		<b>Regulación terciaria de frecuencia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiene las características de la reserva secundaria, pero el tiempo de acción es mayor.</li> <li>• Este servicio consiste en generación disponible en el corto plazo para gestionar el desequilibrio entre la producción y el consumo.</li> <li>• Este servicio es dirigido de forma manual y bajo la orientación del operador del sistema. Opera luego que la regulación primaria y secundaria han sido accionadas, pero es necesario más reservas para volver a las condiciones normales de operación.</li> </ul>
3.	Servicios de control de voltaje	<b>Regulación de voltaje con recursos de unidades generadoras</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio se compone de la producción de potencia reactiva por parte de los generadores para solucionar los problemas de bajas de tensiones y de la capacidad de absorber potencia reactiva para niveles altos de tensiones.</li> <li>• De ambas formas se entrega un servicio de manera continua o dinámica ante los cambios de tensiones</li> </ul>
		<b>Regulación de voltaje con recursos de otras fuentes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consiste en usar otros recursos de suministro de potencia reactiva y de red de transmisión para mantener el voltaje en los rangos requeridos.</li> <li>• El consumo y la red de transmisión pueden participar de este servicio de modo más estático, corrigiendo el factor de potencia mediante equipos estáticos conmutables de condensadores, equipos de monitoreo en los puntos de recepción y ajuste de los “taps” en los transformadores.</li> </ul>
4.	Servicio de reposición del sistema	<b>Capacidad de Partida Autónoma</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Este servicio tiene como propósito restaurar el funcionamiento del sistema en el caso de que este colapse, es decir, cuando los parámetros del sistema (tensión, corriente, frecuencia) tienen variaciones inaceptables, rompiendo el equilibrio.</li> <li>• Para participar de este servicio las plantas generadoras deben tener capacidad de autoarranque: empezar a funcionar sin necesidad de suministro externo de energía eléctrica.</li> <li>• Las plantas generadoras deben tener la disponibilidad para consumir y producir reactivos, a fin de controlar la tensión durante el proceso de restauración. También es importante tener los recursos necesarios de comunicación y coordinación, de manera de mantener la flexibilidad y estabilidad del sistema, minimizar la duración y garantizar seguridad durante el proceso.</li> </ul>

Fuente: Prada, José Fernando. “Los Servicios Complementarios y la Confiabilidad del Suministro Eléctrico: Un Enfoque Regulatorio y de Mercado”. V Seminario Internacional sobre Análisis y Mercados Energéticos. 2001.

## 3.2 BENCHMARKING

A la luz de los conceptos esbozados en la sección 3 en el aparte presente se señalan las tendencias e iniciativas a nivel internacional relacionadas con el manejo de los servicios complementarios.

### 3.2.1 Experiencias Internacionales y Estado del Arte del Servicio de Regulación de Voltaje

El servicio de potencia reactiva y de control de voltaje son servicios complementarios que deben estar en orden con el fin de que sea posible la prestación de los servicios eléctricos.

La potencia reactiva es suministrada por diversas fuentes incluyendo equipos de transmisión (tales como capacitares, reactores y compensadores estáticos), generadores y condensadores sincrónicos. La potencia reactiva no puede viajar a lo largo de grandes distancias y por líneas de alta tensión sin que se den pérdidas significativas. Por esto la potencia reactiva debe ser adquirida de proveedores cercanos a donde se necesita. Este factor limita el alcance geográfico del mercado de potencia reactiva, el número de entidades que pueden proveer dicha potencia y la cantidad de competencia, al menos en el corto plazo mientras otros oferentes pueden entrar al mercado.

A raíz de estos hechos existe una marcada tendencia a nivel internacional cuya meta es que se desarrollen reglas que aseguren que la oferta adecuada de potencia reactiva (incluyendo reservas reactivas) esté disponible en todos los puntos. Esto con el fin de garantizar que la operación de la red sea confiable y eficiente y que la potencia reactiva sea adquirida al menos a su costo tanto en el corto como en el largo plazo. Un mercado transparente y no discriminatorio promueve esta meta.

La tendencia para fijar los precios y adquirir potencia reactiva es que esta debe ser concebida para estimular dos resultados eficientes:

- Primero, debe concebirse como la inversión eficiente y confiable en la infraestructura necesaria para mantener la confiabilidad del sistema de transmisión.
- Segundo, debe proveer los incentivos para la producción y consumo confiable y eficiente de potencia reactiva tomando en cuenta el costo de oportunidad de proveer los usos competitivos de las fuentes disponibles (tales como potencia real y reservas operativas). Adicionalmente, es importante que cualquier sistema de precios permita al operador del sistema en tiempo real tener el control de los recursos de potencia reactiva.

Si bien hay unos claros lineamientos con respecto a los objetivos y metas del manejo del servicio de regulación de voltaje, de igual forma en muchos países se ha estipulado un ente responsable de la gestión de la potencia reactiva en la red. Este ente es conocido como el Operador Independiente del Sistema (ISO). El ISO monitorea la carga y los generadores

para la operación en un nivel apropiado de voltaje, verifica que cada entidad participante cumpla con los requerimientos de apoyo de voltaje y coordina ajustes. El ISO también monitorea la interconexión con otras áreas de control y confirma que el sistema interconectado está operando en nivel apropiado de voltaje con un aceptable intercambio de Mvar. Además, coordina los ajustes necesarios con las áreas de control interconectadas.

Más específicamente, el ISO coordina el uso de equipos de soporte de voltaje entre los dueños de los sistemas de transmisión, las compañías de distribución, generadores y otras áreas de control con el fin de:

- Asegurar que las entidades involucradas mantengan una adecuada programación de los voltajes.
- Asegurar que las compañías de distribución mantengan el flujo de potencia reactiva en los puntos de la red dentro de un rango apropiado del factor de potencia.
- Coordinar el cambio de los equipos de soporte de voltaje tales como capacitores y reactores
- Asegurar que las unidades de generación operen en un rango apropiado de factor de potencia: 0,90 en atraso y 0,95 en adelante, a menos que se especifique otra cosa en los acuerdos con los generadores.
- Coordinar eventos y cambios que impacten la disponibilidad, confiabilidad o habilidad para operar de los equipos de soporte de voltaje.
- Asegurar que la red provea la oferta apropiada de voltaje y reservas al sistema interconectado.
- Coordinar y optimizar la programación de voltajes y los flujos de potencia reactiva entre las áreas de control para la estabilidad del sistema.

Además del ISO, las entidades involucradas son responsables por el manejo de la potencia reactiva.

Las plantas generadoras participantes operan dentro de los protocolos y procedimientos establecidos, específicamente perfiles normales de capacidad MW/Mvar. Estas plantas producen o consumen potencia reactiva cuando el ISO lo requiere y notifican al ISO del cambio en los equipos de soporte de voltaje en el caso en que este evento afecte la capacidad MW/Mvar, confiabilidad, o habilidad para operar en un rango de factor de potencia.

Las compañías de distribución participantes operan en concordancia con las buenas prácticas dentro de protocolos establecidos y procedimientos operacionales. Estas compañías mantienen el flujo de potencia reactiva en los puntos de la red dentro de un rango apropiado del factor de potencia y notifican al ISO del cambio en los equipos de

soporte de voltaje en el caso en que este evento afecte la disponibilidad, confiabilidad, o habilidad para operar en un rango de factor de potencia.

Los dueños de los sistemas de transmisión operan en concordancia con las buenas prácticas en una forma que asegura la seguridad y confiabilidad de la operación. Estos dueños mantienen una adecuada programación del voltaje y notifican al ISO del cambio en los equipos de soporte de voltaje en el caso en que este evento afecte la disponibilidad y confiabilidad de dichos equipos.

En los mercados donde se maneja la figura tanto del ISO como del “no-ISO”, la capacidad de potencia reactiva se paga en función de los costos del servicio de transmisión. Las fuentes estáticas de potencia reactiva tales como capacitores, generalmente tienen sus costos inmersos en los cargos de transmisión o la estructura regulada de venta al por menor. En lo que se refiere a los generadores, en general hay dos formas de compensarlos por proveer potencia reactiva.

Una forma es la opción de capacidad de pago, en la cual al generador se le paga por anticipado la capacidad de producir o consumir potencia reactiva. El pago se puede hacer a través de contratos bilaterales o a través de una tarifa aplicada por la provisión. Una vez que se la ha pagado al generador, se ve obligado a producir o consumir potencia reactiva hasta los límites acordados sin ninguna compensación cuando el ISO lo determine. Para asegurar que el generador sigue instrucciones en tiempo real, este puede enfrentar penalizaciones por fallar en la producción o consumo de potencia reactiva cuando le fue requerido. Actualmente, este es uno de los métodos más comunes para compensar a los proveedores de potencia reactiva.

Otra forma es la opción de tiempo real, en la cual al generador se le paga en tiempo real por la potencia que actualmente produce o consume. Bajo esta opción, al generador solo se le paga por lo que produce o consume pero no es sometido a ninguna penalización por fallar en la producción cuando se lo requiere.

Es posible combinar algunas características de estas dos formas. Por ejemplo, un generador puede recibir un pago por capacidad por adelantado a cambio de la obligación de producir o consumir potencia reactiva, dentro de un determinado rango del factor de potencia a raíz de una orden del ISO, pero también podría recibir un precio “spot” para la producción o consumo de energía reactiva adicional más allá del rango especificado.

El pago por capacidad de la primera forma puede estar basado en métodos de costos o el ISO puede celebrar una subasta para la capacidad de potencia reactiva y los ganadores de la subasta recibirán el precio de mercado aplicable.

Bajo la opción de tiempo real, el pago puede estar basado en:

- Pagar nada por la producción de potencia reactiva dentro de un rango establecido de factor de potencia.

- Pagar un costo específico de oportunidad debido a la reducción de la producción de potencia real.
- Pagar precios de mercado determinados a través de subastas. Estos precios están basados en una subasta del mercado “spot” para potencia reactiva. En la subasta, todas las ofertas aceptadas pueden recibir el mismo precio de mercado; esto basado en la oferta más alta aceptada. Una cuestión acerca de la subasta es si los precios de la potencia reactiva son calculados directamente o si se deducen de los costos de oportunidad implícitos, asociados con los precios de la potencia real y las ofertas de energía real. Bajo la aproximación directa, los vendedores de potencia reactiva podrán presentar ofertas para producir o consumir cantidades específicas de potencia reactiva, y el precio de la potencia reactiva en cualquier punto y tiempo podrá ser el precio ofertado aceptado más alto. Bajo la otra aproximación, los proveedores de potencia reactiva podrán presentar ofertas para el suministro de potencia real, así como la información que indica la relación de correspondencia entre el suministro de diversas cantidades de energía reactiva y real. Sin embargo, el oferente podría no presentar una oferta específica de precios para la producción de energía reactiva. A partir de la información presentada, el ISO podría calcular el costo de oportunidad implícito incurrido por cada oferente. El precio de la potencia reactiva en la subasta se puede calcular con base a los costos de oportunidad hallados.
- Pagar un precio basado en una fórmula de precios anunciada con anterioridad.

La escogencia entre las diversas opciones depende de las metas y los objetivos. Claramente, la adopción de un mercado “spot” de potencia reactiva por subastas tiene beneficios sustanciales, pero una mayor experiencia es necesaria para entender el impacto de los varios diseños de alternativas. Además, todas las cuestiones tanto técnicas como económicas que involucran los mercados de potencia reactiva necesitan ser direccionados. Es de esperar que con el advenimiento de tecnología, nuevos equipos, las barreras de entrada y consecuentemente el mercado de potencia serán mitigados sustancialmente. En la actualidad, la mayoría de mercados han implementado la opción basada en costos de oportunidad.

Teniendo presente el marco descrito anterior es relevante puntualizar como se maneja el servicio de regulación de voltaje para ciertos mercados.

Muchos de los mercados desregulados todavía establecen mecanismos para compensar financieramente por los servicios complementarios de potencia reactiva, tal como los países Nórdicos. Por otra parte algunos mercados no tienen escenarios de pago por los servicios de soporte de potencia reactiva. En el Reino Unido, la “National Grid Company” (NGC), quien desempeña las funciones del ISO, invita a ofertar por los servicios de potencia reactiva. Los generadores pueden ofertar por el soporte de potencia reactiva a través de propuestas que incluyen la capacidad de los componentes (precio por Mvar disponible) y la utilización de los componentes (precio por Mvar-h entregado). Los oferentes seleccionados

suscriben anualmente contratos bilaterales con NGC y se les reconoce tanto la capacidad como la utilización de los componentes.

En el sistema de Nueva York, el ISO (NYISO) es responsable por la adquisición del servicio de soporte de potencia reactiva y este servicio es provisto en función de los costos incorporados en los precios base. Las unidades de generación que funcionan en sus límites de operación, son instadas por el ISO para producir o absorber potencia reactiva para mantener el voltaje dentro de los límites. Además, el NYISO también prevé una indemnización a los generadores en caso de los ingresos perdidos debido al aumento de las solicitudes de generación de energía reactiva. Si el ISO despacha o insta a un generador a reducir su potencia real de salida, el generador recibe un costo de oportunidad por pérdida (LOC) debido a la cantidad de ingresos no recibidos a por dejar de vender la energía.

En el mercado Australiano de electricidad y su ISO (NEMCO) también reconoce la potencia reactiva como un servicio complementario y se estipula una compensación para los generadores y compensadores sincrónicos por la provisión del servicio. Todos los proveedores de soporte de potencia reactiva son elegibles para el pago de la disponibilidad de los componentes – para que estén preparados cuando se les llame a prestar el servicio. Los compensadores sincrónicos también reciben un pago por el permiso de sus componentes por lo tanto se les paga cuando su servicio se activa por el ISO para ser usado. De igual forma, los generadores reciben un pago o compensación la cual está basada en su costo de oportunidad y pago cuando se han visto limitados operacionalmente de acuerdo con sus decisiones de mercado. Por ejemplo, si un generador tiene que proveer potencia reactiva y ha tenido que reducir su generación de potencia real con el fin de operar dentro de las características de la unidad de generación y dentro de los límites térmicos de la armadura, el generador será compensado por su pérdida de generación de potencia real. Este componente del pago es similar al LOC establecido por en el mercado de Nueva York.

En el marco de California, el ISO no opera un mercado formal de potencia reactiva. La potencia reactiva y soporte de voltaje es adquirida por medio de contratos de largo plazo con unidades confiables (RMR). Hay dos tipos de estos contratos: condición 1 y condición 2. En la condición 1, las unidades RMR pueden ofertar y participar en el mercado, pero si son necesarias para la fiabilidad, sus ofertas son mitigadas a los costos bases contractuales y reciben una porción de sus costos fijos. Bajo la condición 1, si las unidades RMR no ofertan en un día, la ISO podrá emitir un aviso a las RMR donde se les notifique del despacho ya que se les requiere para garantizar la confiabilidad del sistema. En la condición 2, las unidades RMR no pueden ofertar en el mercado, pero son despachadas por el ISO de ser necesario y se les paga tanto sus costos fijos como operacionales.

Además, del despacho de las unidades RMR, el soporte de voltaje es automáticamente obtenido de las plantas de generación que estén operando dentro del rango de factor de potencia aplicable. No hay remuneración por este soporte ya que la oferta o consumo de potencia reactiva dentro de este rango no tiene un impacto apreciable en la capacidad de generación de potencia activa y adicionalmente no impide la participación en el mercado de energía o el logro de cualquier acuerdo contractual de energía o financiero.

Sin embargo, si el ISO insta a las unidades de generación a proveer un soporte de voltaje adicional y estas tienen que operar por fuera del rango del factor de potencia definido, esta oferta o consumo de potencia reactiva puede conllevar a una disminución de la generación de potencia activa resultando en alguna pérdida de costo de oportunidad. Por ello, el soporte adicional de voltaje se remunera de la siguiente manera:

$$LOC = \int_a^b \max(0, LMP - c(p)) dp \quad (3.1)$$

Donde:

$LOC$  = pérdida de costo de oportunidad

$LMP$  = precio marginal de localización de la ubicación de la unidad generadora

$p$  = nivel operacional de la unidad

$c(p)$  = oferta de energía de la unidad en función de su nivel operacional

$b$  = nivel operacional más alto de la unidad

$a$  = nivel de despacho operacional requerido para el soporte de voltaje adicional

Inherente a los lineamientos esbozados anteriormente se han planteado modelos para el cálculo del precio de la potencia reactiva que están destinados a incentivar la participación de los agentes en el mercado eléctrico. Si bien hay diversos planteamientos a continuación se señalan algunos representativos e importantes esquemas.

Uno de los modelos o metodología propuesta usa una descomposición del flujo óptimo de potencia en el que se definen dos sub problemas el de potencia activa y el de potencia reactiva. Esta descomposición da soluciones más estables. Además, esta separación origina que los costos marginales (precios) de la potencia activa y reactiva sean más completos para los propósitos de la ingeniería y que los componentes de los costos marginales de la potencia activa y reactiva sean más fáciles de identificar. En la Tabla 3.2 se presenta la formulación.

Este modelo requiere solucionarse con técnicas de programación cuadráticas con la aproximación de la matriz Hessiana, es decir, un método no lineal de optimización.

**Tabla 3.2 Formulación de la descomposición del flujo óptimo de potencia**

Aspecto	Sub problema de potencia activa	Sub problema de potencia reactiva
Función objetivo	<p>Encontrar la cantidad de potencia activa producida por cada generador que minimice los costos operacionales totales mientras que los límites térmicos de las líneas de transmisión y los límites máximos de potencia activa se respeten.</p> $\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) \quad (3.2)$ <p>Donde:</p> <p><math>C_i(P_{gi})</math> = costo del generador localizado en el bus <math>i</math> para producir <math>P_{gi}</math> MW</p>	<p>Consiste en la determinación de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia reactiva óptima producida por todos los generadores que minimiza los costos operacionales totales.</li> <li>• Los voltajes óptimos en los buses de generación que minimiza el costo de las pérdidas de potencia activa en el sistema.</li> </ul> <p>Esta función objetivo tiene que respetar las restricciones de operación impuestas por los límites de voltaje en los buses y los límites de potencia activa de los generadores. Se asume que la minimización de los costos de las pérdidas de potencia activa es equivalente a la minimización de los costos de potencia activa en el generador “slack”</p> $\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} C_i(Q_{gi}) + C_{v\theta}(P_{v\theta}) \quad (3.3)$ <p>Donde:</p> <p><math>C_i(Q_{gi})</math> = costo de producir <math>Q_{gi}</math> Mvar en el generador localizado en el bus <math>i</math></p> <p><math>C_{v\theta}(P_{v\theta})</math> = costo de producir <math>P_{v\theta}</math> MW en el generador “slack”</p> <p><math>V</math> = multiplicador de “Lagrange” para el límite de voltaje</p>



Aspecto	Sub problema de potencia activa	Sub problema de potencia reactiva
Restricciones de igualdad	<p>La ecuación que caracteriza el flujo de potencia en la red de transmisión se enuncia con la ley de Kirchhoff. En forma polar es:</p> $P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0$ $Q_{gi} - Q_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = 0$ <p style="text-align: right;">(3.4)</p> <p>Donde:</p> <p><math>P_{gi}, Q_{gi}</math> = potencia activa y reactiva generada en el bus <math>i</math></p> <p><math>P_{di}, Q_{di}</math> = potencia activa y reactiva demanda en el bus <math>i</math></p> <p><math>V_i, \delta_i</math> = magnitud y ángulo del voltaje en el bus <math>i</math></p> <p><math>Y_{ij}, \theta_{ij}</math> = Elemento <math>ij</math> de la matriz de admitancia, fase de <math>Y_{ij}</math></p> <p><math>nb, ng</math> = número de buses y número de generadores</p>	<p>Son las mismas ecuaciones que para el sub problema de potencia activa ya que estas ecuaciones representan el balance de potencia activa y reactiva.</p>

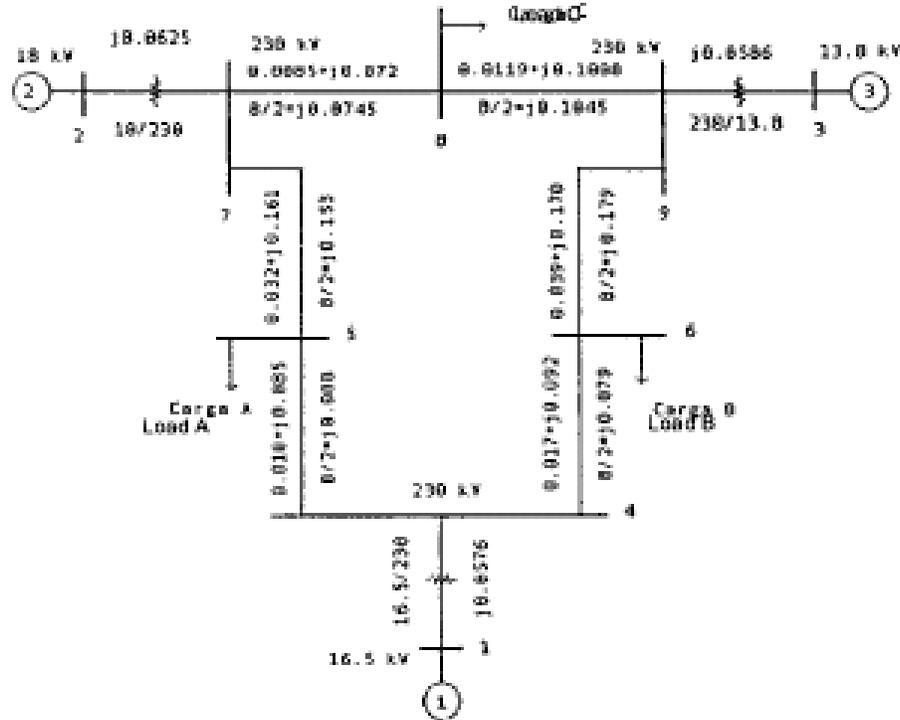
Aspecto	Sub problema de potencia activa	Sub problema de potencia reactiva
<p>Límites de la potencia de los generadores</p>	<p>La capacidad de potencia activa de cada generador está restringida a su límite máximo y mínimo:</p> $P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (3.5)$ <p>Donde:</p> <p><math>P_{gi}^{\min}, P_{gi}^{\max}</math> = capacidad mínima y máxima de potencia activa generada en el bus <math>i</math></p>	<p>La capacidad de potencia reactiva de cada generador está restringida a su límite máximo y mínimo:</p> $Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad (3.6)$ <p>Donde:</p> <p><math>Q_{gi}^{\min}, Q_{gi}^{\max}</math> = capacidad mínima y máxima de potencia reactiva generada en el bus <math>i</math></p>
<p>Límites</p>	<p>Límites de transmisión</p> <p>La capacidad de transferencia del flujo de potencia activa está restringido a los límites térmicos de las líneas de transmisión:</p> $P_{ij} \leq P_{ij}^{\max} \quad (3.7)$ <p>Donde:</p> <p><math>P_{ij}, P_{ij}^{\max}</math> = flujo activo de potencia sobre la línea de transmisión <math>ij</math> y su límite máximo</p>	<p>Límites de voltaje</p> <p>Condiciones operacionales y técnicas restringen que las magnitudes de los voltajes de los buses estén dentro de un intervalo definido por el mínimo y máximo valor de los voltajes:</p> $V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.8)$ <p>Donde:</p> <p><math>V_i^{\min}, V_i^{\max}</math> = mínimo y máximo voltaje en el bus <math>i</math></p>

Aspecto	Sub problema de potencia activa	Sub problema de potencia reactiva
Definición del costo marginal	<p>El costo marginal de la potencia activa es:</p> $CMg_{pi} = \frac{\partial L}{\partial P_{di}} \quad (3.9)$ <p>Donde:</p> <p><math>L</math> es el lagrangiano del problema de optimización que representa el costo total de ofrecer energía eléctrica para todos los consumidores y está sujeto a las restricciones operacionales.</p> $L(P_g, Q_g, V, \delta) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{gi}) =$ $- \sum_{i=1}^{nb} CMg_{pi} \left[ P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right]$ $- \sum_{i=1}^{nb} CMg_{Qi} \left[ Q_{gi} - Q_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right]$ $- \sum_{i=1}^{ng} \lambda_i^{\min} (P_{gi} - P_{gi}^{\min}) + \sum_{i=1}^{ng} \lambda_i^{\max} (P_{gi} - P_{gi}^{\max})$ $+ \sum_{i=1}^{nb} \sum_{j \neq i}^{nb} \eta_{ij} ( P_{ij}  - P_{ij}^{\max})$ <p style="text-align: center;"><b>(3.10)</b></p> <p><math>CMg_{pi}, CMg_{Qi}</math> = Multiplicadores de “Lagrange” para la potencia activa y reactiva en el bus <math>i</math></p> <p><math>C_i</math> = función de costos de la unidad de generación en el bus <math>i</math></p> <p><math>\lambda, \eta</math> = multiplicadores de “Lagrange” para el límite de</p>	<p>El costo marginal de la potencia reactiva es:</p> $CMg_{Qi} = \frac{\partial L}{\partial P_{di}} \quad (3.11)$ <p>Donde:</p> <p><math>L</math> es el lagrangiano del problema de optimización.</p> $L(P_g, Q_g, V, \delta) = \sum_{i=1}^{ng} C_i(Q_{gi}) + C_{v\theta}(P_{v\theta}) =$ $- \sum_{i=1}^{nb} CMg_{pi} \left[ P_{gi} - P_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right]$ $- \sum_{i=1}^{nb} CMg_{Qi} \left[ Q_{gi} - Q_{di} - \sum_{j=1}^{nb}  V_i   V_j   Y_{ij}  \text{sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right]$ $- \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{\min} (Q_{gi} - Q_{gi}^{\min}) + \sum_{i=1}^{ng} \mu_i^{\max} (Q_{gi} - Q_{gi}^{\max})$ $- \sum_{i=1}^{ng} \nu_i^{\min} (V_i - V_i^{\min}) + \sum_{i=1}^{ng} \nu_i^{\max} (V_i - V_i^{\max})$ <p style="text-align: center;"><b>(3.12)</b></p> <p><math>\mu</math> = multiplicador de “Lagrange” para el límite de generación de potencia reactiva</p>
Informe Final - Tomo I	ECS-013 Rev. 17.doc generación de potencia activa y flujo de potencia activa respectivamente	176

Aspecto	Sub problema de potencia activa	Sub problema de potencia reactiva
Costo de producción	<p>El costo de producción de la potencia activa es modelado usando una función cuadrática donde los coeficientes <math>a, b, c</math> son determinados por los operadores:</p> $C_i(P_{gi}) = a + bP_{gi} + cP_{gi}^2 \quad (3.13)$	<p>La generación de potencia reactiva reduce la capacidad de producir más potencia reactiva entonces esto es inferida de la curva de capacidad del generador.</p> <p>El costo de producir potencia reactiva se modela considerando una pérdida financiera cuando no se genera potencia activa, es decir, un costo de oportunidad. La aproximación para los costos de producción es:</p> $C_i(Q_{gi}) = [C_i(P_{gi}^2 + Q_{gi}^2) - C_i(P_{gi})] \quad (3.14)$

Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

Con el fin de precisar la metodología y formulación de la descomposición del flujo óptimo de potencia, a continuación se presenta la aplicación de dicha metodología para un sistema de 9 buses (ver Figura 3.1).



Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, “Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost”, IEEE.

**Figura 3.1 Diagrama unifilar del sistema de 9 buses**

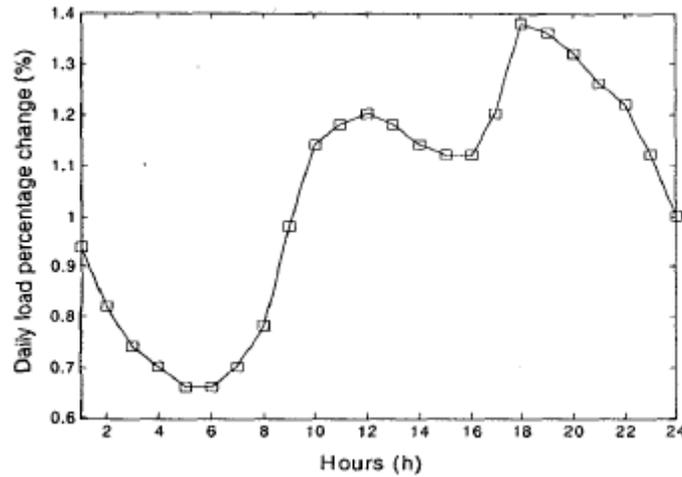
Para el sistema mostrado en la Figura 3.1, se asume que las plantas de generación sus costos de producción tienen forma cuadrática tal como la señalada en la expresión  $C_i(P_{gi}) = a + bP_{gi} + cP_{gi}^2$  (3.13). Estos costos dependen del costo del combustible de cada generador. Los coeficientes de los costos de generación se presentan en la Tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Coeficientes de los costos de producción**

Gen	Bus	a	b	c	$P_g^{max}$ (MW)	$P_g^{min}$ (MW)
1	1	150	5.0	0.1100	250	10
2	2	600	1.2	0.0850	300	10
3	3	335	1.0	0.1225	270	10

Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, “Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost”, IEEE.

Se asume que la carga del sistema en el caso base es de 350 MW y se analiza la variación de la carga suponiendo que el comportamiento diario de la misma es el señalado en la



Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

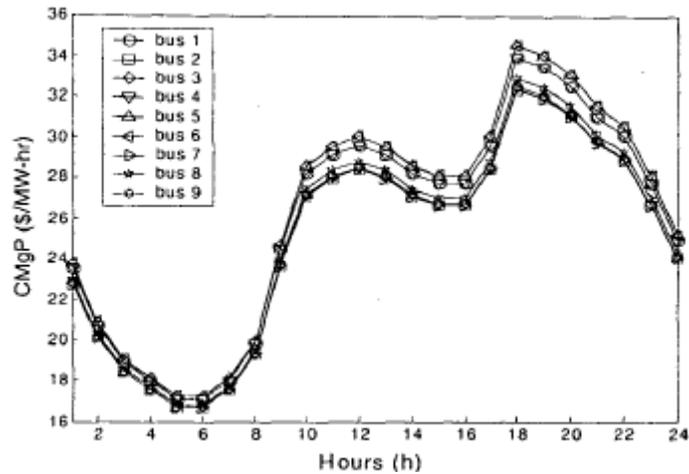
**Figura 3.2 Cambio porcentual diario de la carga**

Con estos supuestos se realizó la simulación de la descomposición del flujo óptimo de potencia y se obtuvieron los siguientes resultados.

- Sub problema de potencia activa

Solucionando el sub problema de potencia activa con los datos originales, la potencia activa de generación es alterada con el fin de ceñirse a las restricciones y minimizar la función objetivo de este subproblema. En este estado de la optimización los voltajes de los buses de generación se consideran fijos.

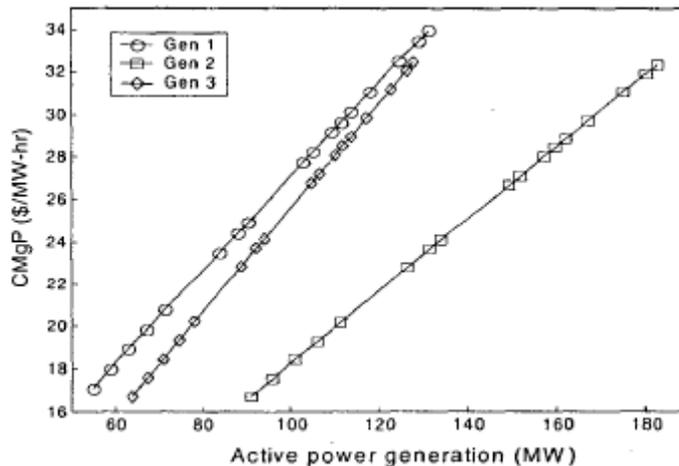
La variación de los costos marginales de la potencia activa (precios) de todos los buses del sistema en tiempo real y durante el periodo completo de la curva de carga considerada se presenta en la Figura 3.3. A partir de estos resultados se puede observar que la variación de dichos costos es similar a la variación de la carga. Además, los costos son del mismo orden para todos los buses.



Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

**Figura 3.3 Costos marginales de la potencia activa**

En la Figura 3.4, se muestra la evolución de los costos marginales de la potencia activa para cada bus de generación frente a la potencia activa generada por cada planta.



Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

**Figura 3.4 Costos marginales de la potencia activa frente a la potencia activa producida por cada planta**

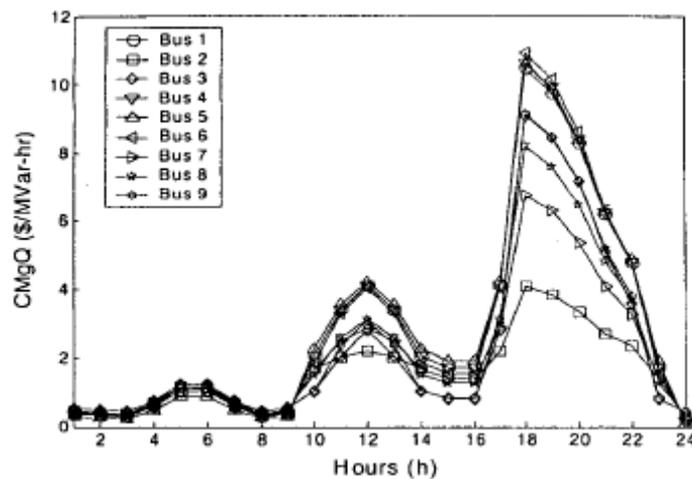
- Sub problema de potencia reactiva

Toda la energía activa obtenida del sub problema de potencia activa, se usa para inicializar el sub problema de potencia reactiva. Pese a toda la teoría detrás de esta formulación, es

posible argumentar que una salida típica de un problema resuelto o cualquier otra metodología que calcula la potencia activa se pueden utilizar para alimentar los valores iniciales del sub problema de energía reactiva.

Los voltajes de generación y la potencia activa en el nodo slack deben modificarse para cumplir con las restricciones y minimizar la función objetivo del sub problema de potencia reactiva.

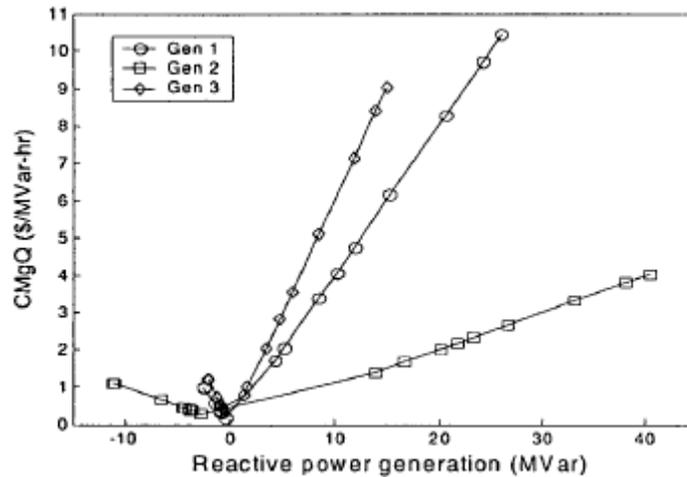
En la Figura 3.5 se presenta la variación en tiempo real del precio de la potencia reactiva para todos los buses durante el todo periodo de 24 horas. Se evidencia que los costos marginales de la potencia reactiva no están en el mismo orden como si ocurría con los costos marginales de la potencia activa. Además, las variaciones en los precios no tienen relación con la variación diaria de la carga.



Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

**Figura 3.5 Costos marginales de la potencia reactiva**

En la Figura 3.6 se muestra los costos marginales de potencia reactiva de cada generador como función de su correspondiente potencia reactiva producida.

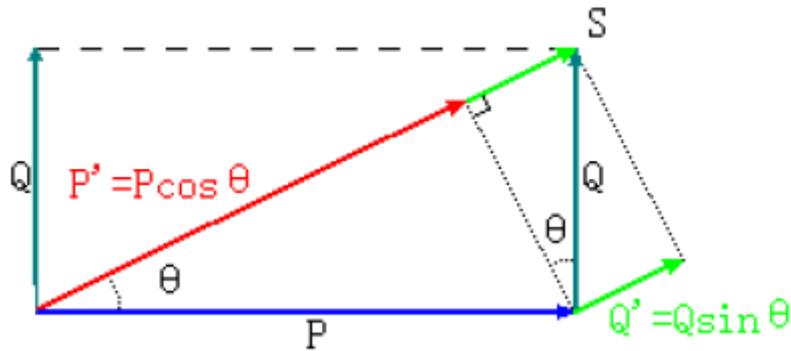


Fuente: V. Leonardo Paucar, Marcos J. Rider, "Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Cost", IEEE.

### Figura 3.6 Costos marginales de la potencia reactiva frente a la potencia reactiva producida por cada planta

Previamente, se mencionó que hay dos clases de mecanismos de precios en los mercados de electricidad: el precio "spot" basado en el costo marginal de producción del sistema que acarrea una maximización del bienestar social y el método de asignación de costos cuyo objetivo es recuperar costos. El modelo esbozado en la Tabla 3.2, corresponde al primer mecanismo donde hay un establecimiento de los precios en tiempo real. Así que para ilustrar una formulación orientada en la asignación de costos se presenta el siguiente modelamiento.

La asignación de costos de potencia reactiva se enfoca más hacia el lado del generador que incluye la potencia reactiva producida por el generador y la salida de los condensadores sincrónicos. Se usa el método del triángulo (ver Figura 3.7), cuya idea central es que una porción de los costos de los generadores usada para proveer potencia reactiva y soportar el voltaje debe incluir una porción asignada de los costos del excitador y generador de cada unidad que produce energía reactiva, así como una porción asignada de la potencia consumida por el excitador y el generador.



Fuente: Yue Zhao, Malcolm R. Irving, "A Reactive Power Service Cost Allocation and Pricing Method in the New Deregulated Electricity Market Environment", Department of Electronic & Computer Engineering, Brunel University.

**Figura 3.7 Esquema de potencia**

Teniendo presente el esquema mostrado en la Figura 3.7, el procedimiento para el método de asignación de costos queda definido como se formula a continuación:

$$\begin{aligned} P &= S \cos \theta & P' &= S \cos^2 \theta \\ Q &= S \sin \theta & Q' &= S \sin^2 \theta \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\text{Costo}(Q) = \text{Costo}(S) \frac{\sqrt{S^2 - P^2}}{S} \quad (3.16)$$

$$\text{Costo}(S) = \text{Costo}\left(\frac{P}{\cos \theta}\right) \quad (3.17)$$

$$\text{Costo}(P') = \text{Costo}(S \cos^2 \theta) = \text{Costo}(P \cos \theta)$$

$$\text{Costo}(P') = a \cos^2 \theta P^2 + b \cos \theta P + c \quad (3.18)$$

$$\text{Costo}(P') = a' P^2 + b' P + c'$$

$$\text{Costo}(Q') = \text{Costo}(S \sin^2 \theta) = \text{Costo}\left(\frac{\sin^2 \theta}{\cos \theta} P\right)$$

$$\text{Costo}(Q') = \text{Costo}(\sin^2 \theta Q) \quad (3.19)$$

$$\text{Costo}(Q') = a \sin^2 \theta Q^2 + b \sin \theta Q + c$$

$$\text{Costo}(Q') = a'' Q^2 + b'' Q + c''$$

$$\begin{aligned}
 a &= a' + a'' \\
 b &= b' \cos \theta + b'' \operatorname{sen} \theta \quad (3.20) \\
 c &= c' = c''
 \end{aligned}$$

Donde:

$Q$  = potencia reactiva

$P$  = potencia activa

$S$  = potencia total

$a', a'', b', b'', c', c''$  = son constantes que dependen del ángulo de fase  $\theta$

La formulación presentada anteriormente representa un nuevo marco del establecimiento del precio de la potencia reactiva. En este nuevo marco la principal parte de los costos de la potencia reactiva serán una parte de la inversión de los generadores y de los condensadores sincrónicos. La asignación de costos debe considerarse no solo por la flexibilidad para la fijación de precios de la potencia reactiva sino también por la eficiencia del mercado. Un buen método de asignación de costos debe dar fuertes señales económicas para el inversionista y el operador del sistema de potencia, especialmente el productor de potencia eléctrica.

- Potencia reactiva producida por los generadores.

Con esta orientación y de acuerdo a la formulación previa, el nuevo costo de potencia reactiva producida por los generadores es:

$$\text{Costo}(Q^{nueva}) = \text{Costo}(Q') = a'' Q^2 + b'' Q + c'' \quad (3.21)$$

- Potencia reactiva producida por los condensadores sincrónicos.

Condensadores son máquinas sincrónicas especiales que solamente producen potencia reactiva. El costo de la potencia reactiva producida por un condensador se toma aproximadamente como  $m$  veces más que el costo de la potencia reactiva producida por un capacitor. Esto es:

$$\text{Costo}(Q'') = \frac{m |Q'| CC}{100 \text{ MVA}rh} \quad (3.22)$$

Donde:

$Q''$  = potencia reactiva generada por el condensador I

$CC$  = costo de la potencia reactiva producida por un capacitor

Cuando se fijan los precios de potencia reactiva para la red de transmisión dentro del mercado de potencia reactiva, dos clases de costos deben ser considerados: costos de inversión ( $m$ ) y capacidad de precio ( $n$ ).

$$\text{Precio}(Q) = m_{Q_i} + n_{Q_i} \quad (3.23)$$

Donde:

$$m_{Q_i} = \frac{\text{Costo}(Q_i)}{Q_i} \quad (3.24)$$

$$n_{Q_i} = \frac{\bar{p} \sum_{i=1}^N m_i}{N * m_i * h_i}$$

$N$  = número de generadores conectados a la red

$i$  =  $i$ -ésimo generador del sistema de potencia

$\bar{p}$  = precio de referencia de la potencia reactiva que es calculada y evaluada a partir de un conjunto de generadores típicos

$h_i$  = promedio de horas de trabajo del generador  $i$  por día

En esta formulación la definición de costo de oportunidad mencionada previamente, es adecuada como una estrategia alternativa. Este costo queda establecido como:

$$\text{Costo}(Q) = k \left[ \text{Costo}(S^{\max}) - \text{Costo}\left(\sqrt{(S^{\max})^2 - Q^2}\right) \right] \quad (3.25)$$

Donde:

$S^{\max}$  = capacidad nominal de un generador

$k$  = coeficiente de desempeño de potencia real. Normalmente entre 0,05 – 0,1.

### 3.2.2 Experiencias Internacionales y Estado del Arte de Otros Servicios Complementarios

A continuación se presenta una reseña del tratamiento de otros servicios auxiliares tales como coordinación y operación del sistema, reposición del sistema y regulación de frecuencia. En especial se hace énfasis en este último servicio.

### 3.2.2.1 Experiencias internacionales

En cada país se desarrollan políticas económicas diferentes para abastecer servicios auxiliares propios de un sistema interconectado, dichas políticas dependen de factores técnicos y económicos como el tipo de servicio auxiliar, factores técnicos de las unidades proveedoras de servicios, topología del sistema interconectado, cantidad de unidades de generación, entre otros.

Existen diferentes mecanismos para llevar a cabo la prestación de los servicios auxiliares, a continuación se explicarán algunos de estos métodos.

Servicios como la regulación primaria de frecuencia y el control básico de voltaje son obligatorios en algunas partes del mundo; este es el caso de países como: España, Australia, Alemania, Francia, Gran Bretaña, Nueva Zelanda, Suecia y Uruguay; a todos los países mencionados les es asignada cierta remuneración por el servicio prestado, sin embargo, en otros, como Bolivia y Argentina, no existe ningún tipo de remuneración para las plantas que proveen este servicio en forma obligatoria. En este tipo de acuerdo económico es deseable que las unidades que generen un alto nivel de potencia (en términos relativos del sistema) sean las que participen principalmente en la regulación primaria de frecuencia (RPF). De otra parte, este tipo de acuerdos tienen dos problemas fundamentales: El volumen de servicio auxiliar proveído puede exceder la demanda, haciendo que el proveedor incurra en un incremento innecesario en sus costos; el segundo problema radica en que la planta proveedora no necesariamente sea la que minimice los costos de generar el servicio.

Otro mecanismo para la transacción de servicios auxiliares son los contratos bilaterales, este método elimina los dos problemas anteriormente mencionados ya que se transa la cantidad necesitada y se hace el trato con el proveedor con el menor costo marginal. Bastantes países usan este método para suplir diferentes tipos de servicios auxiliares, entre ellos: Australia, Francia, Nueva Zelanda, Alemania, Irlanda, Inglaterra, Gales y Noruega. Sin embargo, este tipo de contratos no son completamente divulgados, por lo tanto no tienen la transparencia esperada, dado que una de las partes es un monopolio, además las negociaciones bilaterales pueden ser largas, tediosas y costosas.

La tercera forma de manejar los servicios auxiliares consiste en la creación de mercados competitivos, el funcionamiento y la dinámica de estos depende el tipo de servicio, la duración de este, el tamaño de la red interconectada entre otros factores, en muchas partes del mundo se está apuntando a este tipo de mercados ya que la competencia genera los mayores beneficios para la sociedad, en países como Alemania, Gran Bretaña y Nueva Zelanda existen políticas económicas que impulsan la competencia en la regulación primaria de frecuencia, Francia y España hacen lo mismo para la regulación secundaria y España y Australia implementan dichos mecanismos para el control de voltaje. República Checa y California manejan sus mercados energéticos de manera competitiva, California tiene un altísimo grado de competencia, muchos del mercado californiano son innovadores

e incluso experimentales, siendo poco claro como se desenvolverían dichos mecanismos en otros escenarios.

### 3.2.2.2 Estado del arte

En los apartes siguientes se esbozan algunas importantes iniciativas que se implementan para el manejo de los servicios complementarios.

La primera de estas iniciativas está sustentada en la estrecha relación existente entre los servicios de transmisión de energía y los servicios complementarios. Dicha relación radica en que si bien los servicios de transmisión permiten el flujo de energía de un punto a otro, los servicios complementarios consisten en todas las funciones necesarias para soportar la transmisión de energía desde el generador hasta el consumidor. De ahí que se establezca un mecanismo de fijación de precios para los servicios de transmisión y complementarios con el fin de ayudar a la competitividad del mercado (oferta y demanda) de energía. Adicionalmente, el mecanismo busca ser equitativo y proveer incentivos para mejorar la calidad de estos servicios en el mercado de energía.

El sistema establece la suscripción de contratos bien sea de corto o largo plazo con los prestadores de los diferentes servicios. En dichos contratos se estipula que el cargo de los servicios de transmisión y complementarios por cada transacción económica ( $T_k$ ) se divide en tres (3) componentes a saber:

$$P_{T_k} = FC_{T_k} + AC_{T_k} + OC_{T_k} \quad (3.26)$$

Donde:

$P_{T_k}$  = Cargo de los servicios de transmisión y complementarios por transacción

$FC_{T_k}$  = Costos fijos por transacción

$AC_{T_k}$  = Tasa de acceso por transacción

$OC_{T_k}$  = Costos operacionales por transacción

- Costos fijos por transacción

Los costos fijos están asociados con el costo de inversión en líneas de transmisión, seguimiento de carga de los generadores, equipos de control instalados tanto en las líneas como en los buses tales como compensadores, “hardware” / “software” de control, condensadores, cambio del “tap” de los transformadores, entre otros.

Los costos fijos son recuperados de las diferentes transacciones realizadas con base en el porcentaje de utilización en cada transacción. Estos costos se definen como:

$$FC(i, j)_{Tk} = \frac{|SM(i, j)_{Tk}|}{SM(i, j)_{total}} * CC_{i,j} \quad (3.27)$$

Donde:

$FC(i, j)_{Tk}$  = Costos fijos por transacción

$CC_{i,j}$  = Costo por desempeño o el costo de capital de la línea entre los nodos  $i$  y  $j$  que deben recuperados durante el periodo contractual

$SM(i, j)_{Tk}$  = Flujo de energía a través de la línea  $i - j$  causada por la transacción

$SM(i, j)_{total} = \sum_k |SM(i, j)_{Tk}| + |SM(i, j)_{km,total}|$  = Flujo total absoluto de la línea entre los buses  $i$  y  $j$ .

Finalmente, el total de los costos fijos por transacción ( $Tk$ ) es la suma de los costos fijos de todos los componentes de “hardware”, dado por:

$$FC_{Tk} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n FC(i, j)_{Tk} \quad (3.28)$$

- Tasa de Acceso

La tasa de acceso es necesaria para compensar la interacción de los componentes y otros servicios relacionados que parece imposible asignar a las transacciones individuales. Este elemento del precio en sí se divide en dos partes: la interacción del flujo de costos fijos y los costos de operación y mantenimiento sin incluir el costo del combustible. El costo total es calculado por MW – hora y el costo de cada transacción es este valor multiplicado por los MW – horas en esa transacción. Los costos fijos corresponden a la interacción de los componentes ( $IFC$ ) tal como se señala a continuación.

$$IFC = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{|SM(i, j)_{km,total}|}{SM(i, j)_{total}} * CC_{i,j} \quad (3.29)$$

La tasa de acceso total que se debe cobrar con el fin de recuperar todos los costos es:

$$AF = IFC + OM \quad (3.30)$$

Donde:

$AF$  = Tasa de acceso

$IFC$  = Interacción de los componentes de los costos fijos

$OM$  = Total de los costos de operación y mantenimiento

La tasa de acceso por la primera transacción es:

$$AF_{Tk} = \frac{AF}{TMW} * MW_{Tk} \quad (3.31)$$

Donde:

$AF_{Tk}$  = Tasa de acceso por la primera transacción

$MW_{Tk}$  = MW en la transacción  $Tk$

$TMW$  = Total de MW en el sistema

Este componente es una función de las condiciones de funcionamiento desde que  $TMW$  varía con el tiempo. Con el fin de evitar la dependencia del tiempo, la tasa de acceso puede basarse en el valor promedio esperado de la interacción de los componentes y los costos de operación y mantenimiento en el tiempo. Como resultado de ello, este elemento es transparente y previsible.

- Costos Operacionales

Estos costos son necesarios para compensar las pérdidas y desbalances de energía en el sistema interconectado debido a las transacciones económicas. Este elemento incluye toda la generación relacionada con los servicios complementarios tales como potencia real y reactiva requerida para soportar una determinada transacción, es decir, que este aspecto representa los costos a ser recuperados por la prestación de los servicios auxiliares.

Antes de exponer la estrategia de precios formulada para los costos operacionales es importante mencionar algunos aspectos tenidos en cuenta para la estructuración de dicha estrategia.

La energía generada durante la producción secundaria de los generadores se puede descomponer en varias partes, cada una asociada con una determinada transacción. Además la descomposición puede lograr cuantificar la cantidad de energía producida por cada generador que participa en la generación secundaria para compensar el desbalance de energía producido en cada transacción. Diferentes generadores participan en diversas proporciones para compensar el desbalance en cada transacción. De ahí que los costos operacionales asociados a una determinada transacción sea la suma de los costos incurridos en la generación secundaria en compensación por el desbalance causado por esa transacción, tal como se enuncia a continuación:

$$OC_{Tk} = IB_{Tk}^t * C \quad (3.32)$$

Donde:

$OC_{Tk}$  = Total de costos operacionales por transacción

$IB_{Tk}$  = Vector de desbalance de energía generado por transacción, es decir, la contribución de energía secundaria para compensar el desbalance de energía generado por cada transacción.

$IB_{Tk}^t$  = Transpuesta del vector  $IB_{Tk}$

$C$  = Vector, ya sea de costo promedio de generación o de costo marginal en cada generador que participa en la generación de secundaria.

Con respecto al vector  $C$ , para aquellas unidades de generación que no participan en la generación complementaria, los elementos correspondientes en el vector son ceros. Adicionalmente, los costos de estas unidades no se requieren ya que los elementos correspondientes en el vector  $IB_{Tk}$  son cero.

$C$  es el único elemento que varía en el tiempo en la ecuación si se usan los costos marginales. Esta dependencia puede ser eliminada si se toman los costos promedios de generación. Una vez que esta dependencia se ha descartado el precio de los servicios de transmisión y complementarios es transparente. Sin embargo, el uso de los costos promedios de generación en  $C$  podrían inducir el abuso de la generación de la secundaria en especial durante la escasez de energía. Este problema se puede evitar mediante la fijación de los precios en los contratos de corto plazo y cualquier desviación de los contratos a largo plazo de valores previstos en los costos marginales de la energía real y reactiva. Lo anterior mantiene la transparencia de los precios de los valores previstos de la energía del sistema e impide los abusos durante las horas pico.

Los costos de los servicios auxiliares se reflejan en la formulación presentada anteriormente de la siguiente manera: control de generación automática, costo de los equipos de compensación que están inmersos en el componente de costos fijos, la programación de las generadoras comprometidas, reserva en espera y rodante, la informática y el control de costos están en tasa de acceso. Las pérdidas y los costos de redespacho están contenidos en los costos de operación. El costo operacional del control de de voltaje es muy pequeño, y la potencia reactiva tiene un precio en los costos marginales. Todos estos cálculos de costos se pueden determinar fuera de línea y son cargados según el tiempo de vida de los contratos.

Otra importante iniciativa para la provisión de los servicios complementarios es que estos sean manejados a través de una licencia separada de negocios (LSN), cuyo rol principal es el de comprar los servicios auxiliares de una manera económica e incentivando la competencia de tal forma que tanto la frecuencia como el voltaje del sistema eléctrico se

mantengan dentro de los límites reglamentados. Existe un ente específico encargado de tratar la LSN, es decir, que tiene tanto la obligación regulatoria como técnica de adquirir los niveles correctos de los servicios auxiliares.

Con esta óptica, los servicios complementarios se han clasificado en dos (2) categorías. Los servicios complementarios que los generadores están obligados a ofrecer (tal como respuesta de frecuencia y potencia reactiva) y los servicios comerciales. Los generadores no están obligados a ofrecer los servicios comerciales pero es posible que se suscriban contratos para que presten dichos servicios siempre y cuando exista un acuerdo mutuo producto de una negociación entre LSN y los generadores. Además, se adquieren servicios comerciales de otros proveedores incluida la demanda de energía.

Los servicios que los contratos de la LSN incluyen son:

- Respuesta de Frecuencia

Este servicio es típicamente adquirido en virtud de los contratos bilaterales entre LSN y los proveedores del servicio. Un portafolio de contratos para la prestación del servicio de respuesta de frecuencia es importante debido a las necesidades impulsadas por consideraciones tanto operacionales y como financieras.

El servicio se puede dividir entre el servicio continuo provisto por los generadores y el servicio ocasional provisto por los entes que tienen la habilidad para responder a largos cambios de frecuencia. Los generadores que prestan el servicio continuo reciben dos pagos: unos por “pérdida de beneficios” y otros por los servicios auxiliares. Los proveedores ocasionales tales como las grandes fuentes industriales el pago tiende a ser una mezcla entre disponibilidad y uso.

- Energía Reactiva

Cada generador tiene reglamentada la obligación de proveer energía reactiva en un rango definido. Los generadores reciben un pago por defecto subyacente de la prestación de este servicio pero basado en la producción.

Cada seis meses se abre una licitación en la que se permite ofertar a generadores despachados centralmente, generadores embebidos, proveedores no despachados centralmente y usuarios de alta demanda para proveer el servicio de energía reactiva. Estas ofertas se pueden estructurar sobre la base de capacidad y utilización. Una vez recibidas las propuestas estas son evaluadas y se introducirá al mercado los contratos con los oferentes exitosos. En el evento en que los generadores no sean exitosos con sus ofertas, ellos recibirían el pago por defecto.

- Reserva

Se consideran dos tipos principales de reserva. La reserva programada se obtiene de los generadores quienes reciben un pago intrínseco en su tarifa por la provisión de esta reserva

por lo cual no se requiere un acuerdo de prestación de servicio complementario. La reserva en espera se puede obtener de plantas generadoras no programadas que se puedan sincronizar con el sistema en un periodo corto. Este servicio ha sido obtenido a través de un proceso de licitación anual y los pagos son realizados generalmente sobre la base de disponibilidad y utilización.

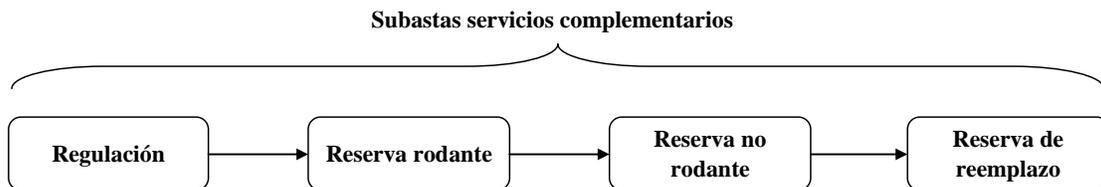
- Arranque en Negro

Para la provisión de este servicio se suscriben contratos con plantas de generación seleccionadas que tienen la capacidad de iniciar su funcionamiento sin necesidad de contar con una fuente de alimentación externa.

Este servicio normalmente se adquiere sobre la base de un compromiso a largo plazo (contrato bilateral de largo plazo) con posibles contribuciones.

Finalmente, otra importante tendencia para la adquisición, fijación de precios y solución de los servicios auxiliares es a través de subastas competitivas por un Operador Independiente del Sistema (ISO). Este ISO es responsable de la confiabilidad en tiempo real, el desempeño y control de la red de transmisión que permita el buen funcionamiento de un mercado energético competitivo.

El sistema de subastas de los servicios complementarios comprende cuatro (4) categorías de reservas tal como se señala en la Figura 3.8. Adicionalmente, dicho sistema presenta cuatro opciones de diseño de mercado que se describen a continuación.



Fuente: Alex Papalexopoulos, Harry Singh, “On the Various Design Options Ancillary Services Markets”, Proceeding of the 34<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.

**Figura 3.8 Categoría de reservas**

- Subasta secuencial con precios de mercado (pagar a los vendedores y cobrar a los compradores de cada servicio)

Esta estructura de mercado asume que hay subastas separadas para cada categoría de reservas. Cada oferente presenta dos precios separados, uno por capacidad (\$/MW) y otro por energía (\$/MWh) para cada servicio.

Los servicios complementarios son especialmente sensibles a la forma de la oferta. Con el fin de ilustrar este hecho se toma como ejemplo la reserva rodante; es claro que los

proveedores de esta reserva se les deben compensar por la disponibilidad de la capacidad así como por la generación de energía. Sobre esta base, los proveedores deben ofertar ambos componentes pero esto causa problemas. El problema inicial es que el ISO debe evaluar una oferta de dos partes dándole algún peso (interpretado como la probabilidad de que las plantas sean llamadas a suplir la reserva rodante) a la oferta de energía, pero este sistema es propenso a los problemas del juego. Por ejemplo, un oferente que piense que una opción es menos probable que el peso usado por el ISO, prefiere sobreestimar la oferta de capacidad y reducir la de energía, la situación opuesta también ocurre si una opción es más probable. Así, el orden de mérito de las ofertas de energía revela menos acerca de los costos reales de generación que de las expectativas acerca de la probabilidad de que la reserva rodante llegue a utilizarse. Estos problemas de incentivos son aceptables cuando diferentes procedimientos son usados para la evaluación y adjudicación de ofertas.

Con la situación expuesta anteriormente, esta estructura de mercado resulta en el costo más bajo posible para adquirir individualmente los servicios complementarios para cada mercado. Sin embargo, esto no necesariamente minimiza los costos globales de adquirir todos los servicios complementarios. La sustitución de ofertas de calidad inferior con ofertas de calidad superior puede resultar en inferiores costos de adquisición. Existen varias formas de hacer esta sustitución, una de estas es el método del comprador racional, el cual proporciona un esquema sistemático que siempre encuentra la solución óptima de tales sustituciones pero esta estructura de subastas no contempla este método.

- Subasta simultánea de los servicios complementarios con baja sustitución de los diferentes productos básicos con el fin de minimizar el costo de las adquisiciones (comprador racional)

Un aspecto importante de los servicios complementarios es su naturaleza jerárquica que permite la sustitución de reserva de alta calidad por una de baja calidad. Tanto la eficiencia social como el comportamiento racional de las adquisiciones determinan cual sustitución debe ser adoptada. En un mercado perfectamente competitivo dicha sustitución se produce naturalmente en una subasta secuencial (de mayor a menor calidad), desde que los proponentes puedan ofrecer una oferta revisada. En principio, los proponentes ofertan y reofertan su verdadero costo, tal como una subasta secuencial que llevaría a la adquisición eficiente socialmente. En la ausencia de un poder de mercado, los precios uniformes de mercado en cada subasta pueden de hecho inducir a los proponentes a ofertar su verdadero costo. Desafortunadamente, una subasta secuencial con precios de mercado independientes en cada ronda pueden resultar en cambios adversos en los precios, es decir, los precios de mercado para recursos de alta calidad (regulación) pueden ser más bajos que para recursos de baja calidad (reserva rodante).

Una forma de solventar la anterior situación es implementar el método de la subasta simultánea. Este método tiene una función objetivo que puede ser la minimización de los costos sociales o la minimización de los costos de adquisición (comprador racional). La minimización de los costos sociales puede dar lugar a unos resultados eficientes y de incentivos compatibles. Sin embargo, la compatibilidad se logra a costa de una

transferencia de los compradores a los vendedores. Alternativamente, la minimización de los costos de adquisición puede renunciar a las mejoras de la eficiencia, a fin de reducir el total de los costos de adquisición. El comprador racional también puede conducir a cambios de precio que pueden incentivar a los vendedores a subestimar la calidad de sus recursos. Esto a su vez puede conducir a una escasez de las reservas de mayor calidad, en particular las de regulación.

La función objetivo usada por el protocolo del comprador racional es:

$$\text{Min Costo} = P_1 * C_1 + P_2 * C_2 + P_3 * C_3 + P_4 * C_4 \quad (3.33)$$

Sujeta a las restricciones:

$$\begin{aligned} C_1 &\geq D_1 \\ C_1 + C_2 &\geq D_1 + D_2 \\ C_1 + C_2 + C_3 &\geq D_1 + D_2 + D_3 \\ C_1 + C_2 + C_3 + C_4 &= D_1 + D_2 + D_3 + D_4 \end{aligned} \quad (3.34)$$

Donde:

$C_1, C_2, C_3, C_4$  son las capacidades ofertadas aceptadas para los mercados de servicios complementarios de regulación, reserva rodante, reserva no rodante y reserva de reemplazo respectivamente.

$D_1, D_2, D_3, D_4$  son los requerimientos para los mercados de servicios complementarios de regulación, reserva rodante, reserva no rodante y reserva de reemplazo respectivamente.

$P_1, P_2, P_3, P_4$  son los precios para los mercados de servicios complementarios de regulación, reserva rodante, reserva no rodante y reserva de reemplazo respectivamente.

Una forma de resolver este problema es desplegar una búsqueda exhaustiva que evalúe todas las posibles combinaciones. El problema de selección en este caso es la no convexa y requiere de una solución combinatoria de optimización. Sin embargo, el número total de combinaciones posibles de precios de mercado están limitadas. Alternativamente, una formulación de programación dinámica se puede usar debido a la naturaleza jerárquica de las restricciones.

La más típica regla de fijación de precios es tomar el precio de cada tipo de reserva igual al precio de adquisición de ese tipo. Bajo esta regla de fijación de precios, los compradores de un tipo de reserva, por ejemplo reserva rodante, pueden terminar pagando más si la reserva rodante es usada también como reserva no rodante, por lo tanto el aumento del precio de mercado es para la reserva rodante. Adicionalmente, con esta regla el ISO no puede ser

neutral en los ingresos y puede ser necesario un incremento de los cargos para compensar el déficit de ingresos.

- Pago como oferta subasta

En este tipo de subasta la regla de pago del comprador racional varía. El ISO adopta un precio uniforme basado en el tipo de oferta. El precio para cada tipo de reserva es la oferta aceptada más alta para ese tipo.

La discrepancia entre la función objetivo del mínimo costo social y el mínimo costo de adquisición se solventa la regla de pago mencionada anteriormente. Bajo esta regla, los proponentes de la subasta revelan la capacidad, ubicación y precio y reciben pagos por el precio ofertado. Adicionalmente, los proponentes no tienen incentivos a subestimar la calidad de sus reservas. Sin embargo, en este tipo de subasta se presenta el problema de no incentivar a los proponentes a ofertar sus costos marginales reales. Dado que se trata de una subasta repetitiva (repetición diaria), este hecho puede no ser un problema grave ya que los proponentes aprenderán cuánto pueden cobrar, y que ofertaran de una manera tal que las ofertas revelen los verdaderos costos.

A pesar de estos problemas este tipo de subasta es digna de consideración por:

- El problema de los precios adversos desaparece
- Los proponentes no tienen incentivos a incrementar los precios e induce un pico en los precios ofertando el último bloque de capacidad (MW) a muy altos precios.
- Optimización simultánea basada en la subasta de servicios complementarios

Como se mencionó previamente, la opción de subastas secuenciales resulta en el costo más bajo posible para cada servicio complementario y permite una flexibilidad considerable a los oferentes de los servicios complementarios. Sin embargo, esto no necesariamente minimiza el costo global de adquirir todos los servicios complementarios. El ISO podrá cumplir con sus requerimientos generales a partir de la combinación óptima de las ofertas a un costo mínimo, si la subasta se realiza de forma simultánea a través de una adecuada optimización de la formulación.

Una ventaja de las subastas simultáneas es que las restricciones que unen a los diferentes servicios se pueden satisfacer de manera efectiva simplemente por la introducción de las mismas en la formulación del problema de optimización. Los cambios en estas restricciones reflejan los cambios en las políticas y las reglas del mercado y son aplicables. Además, los precios de mercados para los varios servicios complementarios se pueden obtener automáticamente de multiplicadores de Lagrange en la solución óptima. Estos precios de mercado son los verdaderos precios marginales que proporcionan buenas ofertas de incentivos en el mercado.

Una formulación basada en los multiplicadores de Lagrange (LP) se usa para resolver el problema de la evaluación simultánea de ofertas para los servicios complementarios. Con esta formulación (LP) los componentes de las reservas de los servicios complementarios se acoplan a través de las restricciones de la demanda de los servicios complementarios. Dado que estas restricciones siempre estarán vinculadas en la solución, los precios de mercado para cada uno de los servicios no son simplemente el precio ofertado aceptado más alto en cada uno de los servicios. Los precios de mercado se calculan a partir de un análisis de sensibilidad de costos en la solución. Estos precios de mercado son socialmente eficientes.

Si hay varios proponentes de los servicios complementarios al mismo precio, la selección de los proponentes puede ser aleatoria y la solución se puede degenerar. Para evitar situaciones de degeneración es necesario establecer reglas de la actividad. Una solución podría ser la de seleccionar la igualdad de los licitantes (proporcional) o el uso de las ofertas de energía como criterio secundario de clasificación.

Este diseño de mercado tiene varias ventajas incluyendo:

- Manejo eficiente e integración de la auto provisión de los servicios complementarios con el proceso de evaluación de ofertas.
- Viabilidad de la adjudicación de las cantidades en la solución.
- Flexibilidad en la oferta de múltiples servicios con diferentes ofertas, tanto en cantidades y precios, sin el riesgo de sobre vender capacidad.

### **3.3 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS APLICABLES AL MEM**

#### **3.3.1 Introducción**

Un sistema de transmisión debe cumplir dos requerimientos únicos: mantener un equilibrio en tiempo real cercano entre la generación y la carga y ajustar la generación (o la carga) para manejar los flujos de potencia individuales que van por las líneas de transmisión.

Estos requisitos no son nuevos ya que por ejemplo las empresas integradas verticalmente realizan esto de manera unificada como parte normal del negocio. Con la reestructuración en donde cada negocio del mercado eléctrico trabaja de manera independientemente, fue necesario resolver estos requisitos que ahora se llaman “servicios auxiliares”. Los servicios auxiliares son esas funciones que realizan el equipo y la gente que genera, controla, y transmite electricidad que se soportan en los servicios básicos de capacidad de generación, fuentes de energía y entrega de energía. Así, por ejemplo, para la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) los servicios auxiliares son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores; para la National Grid Company (NGC) son necesarios para proveer seguridad y estabilidad al sistema, aplicando nuevas técnicas de control y operación, o para la Comisión Reguladora de España, son aquellos productos necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables.

Mantener el balance entre la generación y la carga instantáneamente y continuamente es difícil porque las cargas y los generadores fluctúan constantemente. La variabilidad de la carga minuto a minuto resulta de un proceso de intervalos de millones de cargas individuales y aleatorias. En el largo plazo la variabilidad depende de factores tales como los patrones diarios y estacionales de carga así como acontecimientos aleatorios como los patrones de tiempo que pueden cambiar. Los generadores también pueden introducir fluctuaciones inesperadas al no seguir su horario de generación exactamente y pueden producir salidas inesperadas debido a fallas en los equipos. Por ejemplo, la salida de los generadores del viento varía con el viento.

Las tecnologías de almacenamiento deben ser surtidores ideales de varios servicios auxiliares, incluyendo la regulación, las reservas de contingencia (reserva rodante, reserva de suplemento, reserva del reemplazo), y control de voltaje. Estos servicios no son libres; en regiones con mercados de energía, a los generadores se les paga por proveer estos servicios. En empresas integradas verticalmente (sin mercados de la energía) la empresa incurre en costos significativos para proveer estos servicios. Proveer estos servicios puede ser una oportunidad de negocio significativa para las tecnologías de almacenaje que nacen.

Los servicios complementarios proporcionan los recursos que el operador del sistema requiere para mantener confiablemente el equilibrio instantáneo y continuo entre la generación y la carga. Estos servicios se describen brevemente en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Definiciones de los servicios complementarios dominantes**

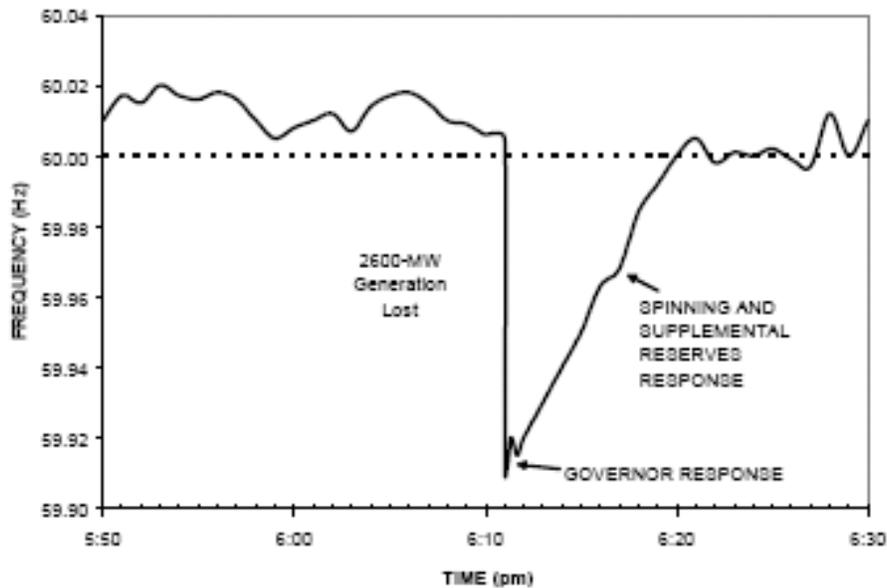
Servicio	Descripción del servicio		
	Velocidad de repuesta	Duración	Ciclo de tiempo
Regulación	Fuentes de potencia en línea, sobre el control automático de generación, que pueden responder rápidamente a los requerimientos del operador del sistema (movimientos ascendentes o descendentes); son usadas para seguir minuto a minuto las fluctuaciones de la carga de sistema y corregir las fluctuaciones imprevistas en la generación de acuerdo con las Normas de Desempeño de Control (CPSs) 1 y 2 de “North American Reliability Council” (NERC 2002)		
	Alrededor de un minuto	Minutos	Minutos
Reserva rodante	Fuentes de potencia en línea, sincronizadas a la red, que pueden aumentar la producción de inmediato en respuesta a un gran generador o corte del fluido eléctrico entonces debe ser posible llegar a la plena producción en 10 minutos de acuerdo a lo establecido en el Control Estándar de Perturbaciones de NERC		
	Cuestión de segundos pero inferior a 10 minutos	Entre 10 y 120 minutos	Días

**Tabla 3.4 Definiciones de los servicios complementarios dominantes**

Servicio	Descripción del servicio		
	Velocidad de repuesta	Duración	Ciclo de tiempo
Reserva suplementaria	Semejante a la reserva rodante, pero no se necesita una respuesta inmediata; las unidades puede estar fuera de línea, pero aún deben ser capaces de llegar a la plena producción en menos de 10 minutos		
	Inferior a 10 minutos	Entre 10 y 120 minutos	Días
Reserva de reemplazo	Igual que la reserva suplementaria, pero con un tiempo de respuesta de 30 minutos; se utilizan para restablecer la reserva rodante y suplementaria que se tenían antes del estado de contingencia		
	Inferior a 30 minutos	2 horas	Días
Control de voltaje	Inyección o absorción de potencia reactiva para mantener el voltaje del sistema de transmisión en los rangos requeridos		
	Segundos	Segundos	Continuo

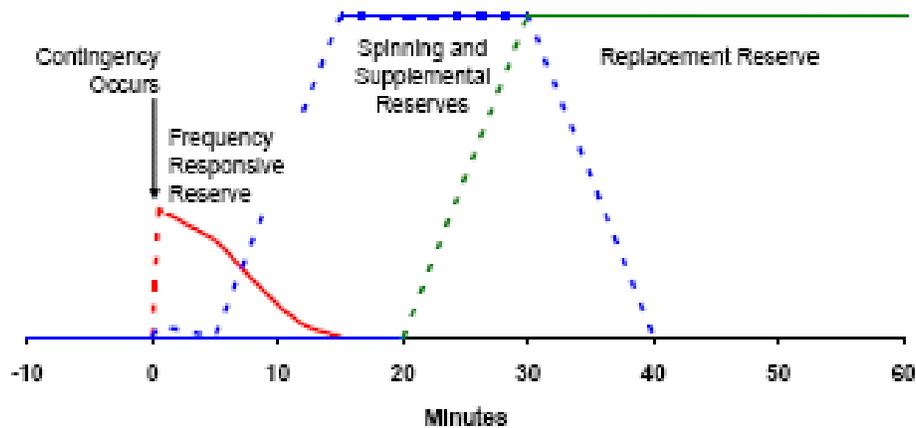
Fuente: Kirby, Brendan, “Frequency Regulation Basic and Trends”, Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2004

Tres servicios - reserva rodante, reserva de suplemento y reserva de reemplazo restablecen el equilibrio de la generación y de la carga en caso de una contingencia tal como la pérdida repentina, inesperada de un generador. La Figura 3.9 presenta un ejemplo de una contingencia, y la Figura 3.10 muestra cómo las tres reservas de contingencia se coordinan para responder. Cualquier recurso que pueda responder lo suficientemente rápido y durante largo tiempo puede suministrar reservas de contingencia. Una respuesta más rápida le da mayor valor al sistema eléctrico. Los servicios complementarios se diferencian por el tiempo sobre el cual operan, según las indicaciones de la Figura 3.11.



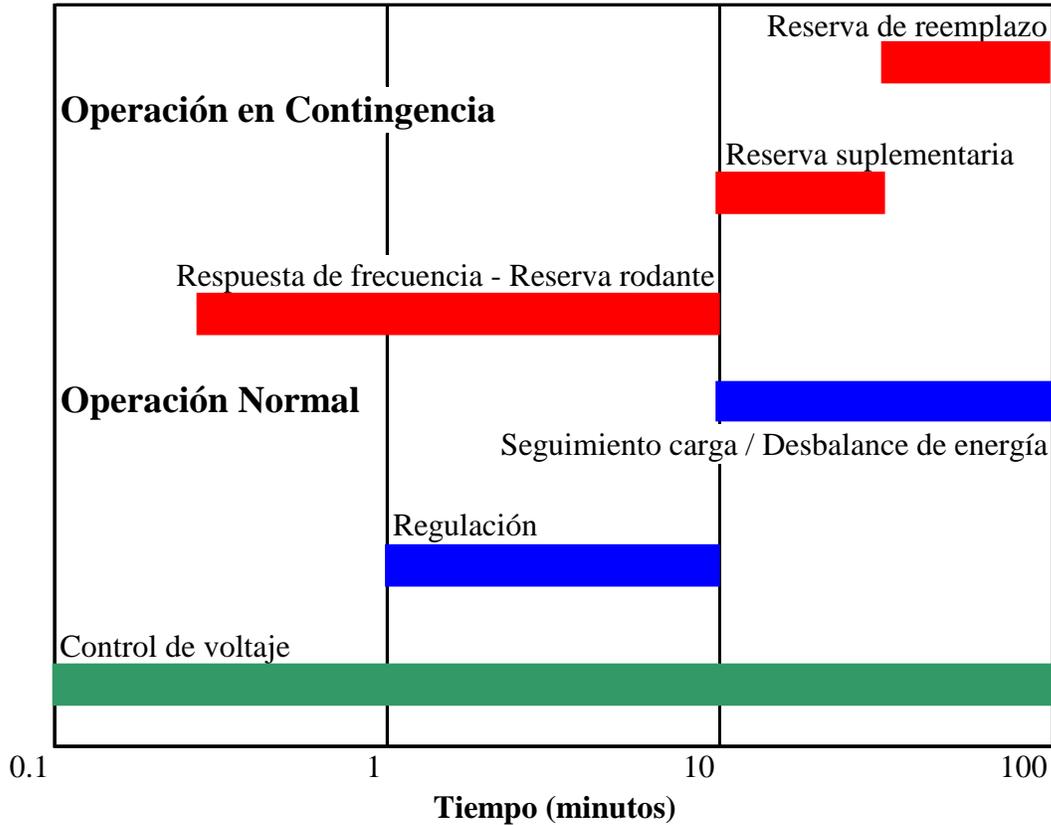
Fuente: Kirby, Brendan, “frequency Regulation Basic and Trends”, Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2004

**Figura 3.9 Respuesta del generador y reservas para restablecer con éxito la generación y carga después de la pérdida de 2600 MW de generación**



Fuente: Kirby, Brendan, “Frequency Regulation Basic and Trends”, Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2004

**Figura 3.10 Reservas para dar una respuesta coordinada a la repentina pérdida de generación o transmisión**



Fuente: Kirby, Brendan, “Frequency Regulation Basic and Trends”, Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2004

**Figura 3.11 Tiempo de respuesta que distingue los servicios complementarios**

A diferencia de los otros servicios complementarios enunciados en la Tabla 3.4, el control del voltaje no es un verdadero servicio de potencia. Pero este en su lugar permite con el control de la potencia reactiva mantener voltajes aceptables en todo el sistema eléctrico bajo condiciones normales y de la contingencia. Las reservas reactivas dinámicas responden rápidamente en caso de los transientes del voltaje que pueden conducir al colapso del voltaje y son los más valiosos en un sistema de potencia.

Con base en el marco descrito anteriormente se analizaron y formularon los servicios auxiliares aplicables al mercado eléctrico dominicano. Los resultados de dicha evaluación se presentan en las siguientes secciones 3.3.2, 3.3.3, 3.3.4 y 3.3.5.

### 3.3.2 Servicios de Coordinación y Operación del Sistema

#### 3.3.2.1 Reglamentación de los servicios de coordinación y operación del sistema en República Dominicana

Los servicios de coordinación y operación del sistema, es decir, la programación, despacho y manejo de la congestión del sistema eléctrico si bien son servicios indispensables no son transables ni se ha establecido un valor desagregado por su provisión ya que de acuerdo con la normativa dichos servicios deben ser prestados por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC) por lo tanto el precio de los servicios están inmersos en los costos asociados a la gestión de este ente.

De acuerdo con el artículo 52 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad y sus modificaciones introducidas mediante Decreto 749-02, del 19 de septiembre de 2002, en adelante RLGE, el objeto principal del OC es el de:

- “...planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad y de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización del Sistema Interconectado, tomando en consideración los pronósticos de demanda sobre bases estadísticas, en base a los cálculos del propio Organismo Coordinador y a los de las Empresas de Distribución, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo, de acuerdo con las normas que al respecto se encuentren vigentes”
- “Garantizar la venta de Potencia Firme de las unidades generadoras del Sistema Interconectado”
- “Calcular y valorizar las transferencias de energía y potencia de electricidad que se produzcan por esa coordinación, como también los peajes por uso del Sistema de Transmisión”
- “Entregar a la SIE<sup>1</sup> y a la CNE<sup>2</sup>, las informaciones que éstas soliciten y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el sistema eléctrico interconectado”
- “Cooperar en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado mayorista de electricidad”
- “Realizar las inversiones y cualquier otro tipo de operación o actividad lícita que sirva para la ejecución de su objeto principal y que considere conveniente para sus fines, cuando éstas sean autorizadas por el Consejo de Coordinación...”

---

<sup>1</sup> Superintendencia de Electricidad

<sup>2</sup> Comisión Nacional de Energía

Es importante mencionar que tal como lo establece el artículo 53 del RLGE, el financiamiento del OC y por lo tanto de la provisión de los servicios de coordinación y operación del sistema viene de las empresas de generación (incluyendo autoprodutores y cogeneradores que vendan sus excedentes de energía al SENI<sup>3</sup>), las empresas de distribución, la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) y la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

### 3.3.2.2 Modelo propuesto

En la sección 3.2 se señaló el papel primordial que cumplen los Operadores Independientes del Sistema frente a la adecuada prestación de los servicios complementarios. El mercado y sistema de República Dominicana, al igual que muchos sistemas de la región requiere de este tipo de entes, en el sentido de velar por la eficaz y efectiva prestación de dichos servicios, de ahí la importancia que el Organismo Coordinador siga desempeñando a cabalidad las funciones que la legislación le ha asignado. Por ello tal como se señala en la Memoria Anual del año 2006 del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, es vital que el OC siga con el proceso de fortalecimiento y mejoramiento que lo lleven a cumplir con los siguientes objetivos:

- “Lograr que se complete el marco normativo implicado por la Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación;
- Lograr llevar a cabo todos los procesos que implica el marco normativo actual de una manera adecuada y eficiente;
- Lograr elaborar procedimientos escritos eficaces para todos sus procesos con el mayor detalle, precisión y documentación posibles, de manera que no dejen lugar para interpretaciones ambiguas;
- Lograr que la organización esté preparada para proveer siempre la información sobre sus actividades y sobre el SENI de manera completa y oportuna;
- Procurar para el OC los recursos tecnológicos e informáticos necesarios que permitan llevar a cabo sus actividades con toda solvencia;
- Lograr informatizar profesional e integralmente las actividades del OC;
- Lograr que el OC sea una organización óptimamente dimensionada —en cuanto a recursos humanos, técnicos, tecnológicos y administrativos— para el cumplimiento cabal de sus funciones, y preeminente comparativamente con organizaciones homólogas extranjeras de manera verificable;

---

<sup>3</sup> Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

- Conseguir que el SENI satisfaga la demanda de manera segura y confiable, cumpliendo estándares mínimos de calidad, al mínimo costo, e inducir a que el SENI opere con estándares apropiados para ello;
- Adquirir un local propio;
- Contar con un centro alternativo que permita la continuidad de operaciones en casos de desastre o contingencia;
- Alcanzar un nivel de calidad alto y consistente en el desarrollo de todas sus actividades.”

### **3.3.3 Servicio de Regulación de Frecuencia**

#### **3.3.3.1 Reglamentación del servicio de regulación de frecuencia**

En la reglamentación de la regulación de frecuencia del mercado eléctrico de República Dominicana solo se tiene prevista la regulación primaria y secundaria más no la regulación terciaria dadas las particularidades del sistema eléctrico. A diferencia de los servicios de coordinación y operación del sistema, los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia se incluyen en las transacciones económicas del mercado eléctrico.

La regulación primaria de frecuencia es obligatoria y deberá ser realizada por todas las empresas de generación, estas empresas son las responsables por la regulación de frecuencia del SENI cuya operación está a cargo del CCE<sup>4</sup>. Se ha fijado como margen para la regulación primaria de frecuencia el tres por ciento (3%) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos, el OC podrá subir este porcentaje, pero en ningún caso podrá ser superior al cinco por ciento (5%) de la generación (artículo 203 y 233 del RLGE).

La regulación secundaria de frecuencia, se ha fijado en un tres por ciento (3%) de la demanda y deberá estar distribuida entre al menos tres (3) unidades hidroeléctricas o entre las máquinas de mayor costo variable de despacho en cada hora, en caso de que no existiere capacidad suficiente en máquinas hidroeléctricas (artículo 205 del RLGE).

Así como se han establecido los encargados de la regulación primaria y secundaria de frecuencia se ha determinado que la responsabilidad de pago por estas y la compensación por generación forzada para regulación de frecuencia recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora, con discriminación de sistemas aislados<sup>5</sup>. Este hecho indica que la compensación por regulación de frecuencia se realizará en forma independiente por cada sistema aislado durante las horas que se mantenga las acciones para regular (artículo 205 del RLGE). Se han formulado unas compensaciones por

---

<sup>4</sup> Centro de Control de Energía

<sup>5</sup> Sistemas eléctricos que no están integrados al sistema interconectado nacional.

regulación de frecuencia en función de los aspectos que se enuncian a continuación. El detalle de estas compensaciones se presenta en el Anexo A.

- Regulación primaria de frecuencia
  - Costo marginal de corto plazo de energía en la barra  $i$  que inyecta el generador en la hora  $h$
  - Costo variable de producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra  $i$ .
  - Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE
  - Margen de reserva asignado para regulación primaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra  $i$  en la hora  $h$
- Regulación secundaria de frecuencia
  - Costo marginal de corto plazo de energía en la barra  $i$  que inyecta el generador en la hora  $h$
  - Costo variable de producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra  $i$ .
  - Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE.
  - Factor de eficiencia
  - Margen de reserva asignado para regulación secundaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra  $i$  en la hora  $h$ .

Si bien está reglamentada la obligatoriedad y compensación de la prestación del servicio de regulación de frecuencia, de igual forma lo está el hecho de que para poder prestar y obtener beneficios por la provisión de este servicio, las plantas de las empresas de generación deben cumplir una serie de condiciones o requisitos técnicos tal como se especifica a continuación:

- Regulación primaria de frecuencia (artículo 390 del RLGE)
  - Estatismo<sup>6</sup> permanente entre el 0 y 6%.
  - Banda muerta<sup>7</sup> inferior al 0.1% (0.06 Hz).

---

<sup>6</sup> Respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia

<sup>7</sup> Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema

- Capacidad de regulación<sup>8</sup> mínima del de más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) dentro de todo su rango de generación.
- Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.
- La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- Contar con un enlace en tiempo real con el CCE.
- Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la regulación primaria de frecuencia.
- Regulación secundaria de frecuencia (artículo 392 del RLGE)
  - Los requisitos técnicos para realizar regulación secundaria de frecuencia son todos los solicitados para regulación primaria de frecuencia más aquellos requisitos adicionales que especifique el OC.

Adicionalmente, para los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, se ha establecido que la frecuencia nominal en dichos sistemas debe ser de 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en estos sistemas deben ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de: 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo y 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo (artículo 150 del RLGE).

Además, se ha estructurado una lista de méritos de las unidades de generación (artículo 401 del RLGE). Con esta lista básicamente se busca que el OC seleccione y tome decisiones para la asignación de la reserva rotante total del sistema; proceso que se hace en función a los datos, según se muestra a continuación.

El OC ordenará una lista de mérito para regulación primaria de frecuencia de las centrales calificadas para participar en la regulación de frecuencia.

El orden de mérito se constituirá en función del indicador:

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente}_{\text{de_toma_de_Carga}}}{\text{Estatismo}} \quad (3.35)$$

---

<sup>8</sup> Primaria: potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo. Secundaria: potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia]

El rango de potencia para regulación asignado a las máquinas será como máximo igual al solicitado por el agente del mercado eléctrico mayorista generador.

La asignación de las máquinas para la regulación secundaria de frecuencia será realizada por el OC en función de los costos variables de operación de las unidades y los parámetros de regulación de frecuencia, de modo de minimizar el costo de la regulación secundaria de frecuencia.

En caso de no contar con suficientes unidades despachadas para regular frecuencia, el OC podrá disponer la entrada en operación de unidades más costosas para realizar la regulación de frecuencia. Los propietarios de estas unidades deberán ser compensados en sus costos operativos de acuerdo con la diferencia entre su costo variable de producción y el costo marginal de energía en la barra de inyección de la unidad.

### **3.3.3.2 Prestación del servicio de regulación de frecuencia**

Si bien se ha consolidado toda una reglamentación en torno a los servicios complementarios de regulación de frecuencia tal como se esbozó en la sección 3.3.3.1, es importante visualizar como la normativa se ha reflejado en la realidad de la operación del sistema eléctrico dominicano, es decir, como está funcionando el proceso de pasar de la teoría a la práctica.

#### **3.3.3.2.1 Condiciones de las plantas de generación**

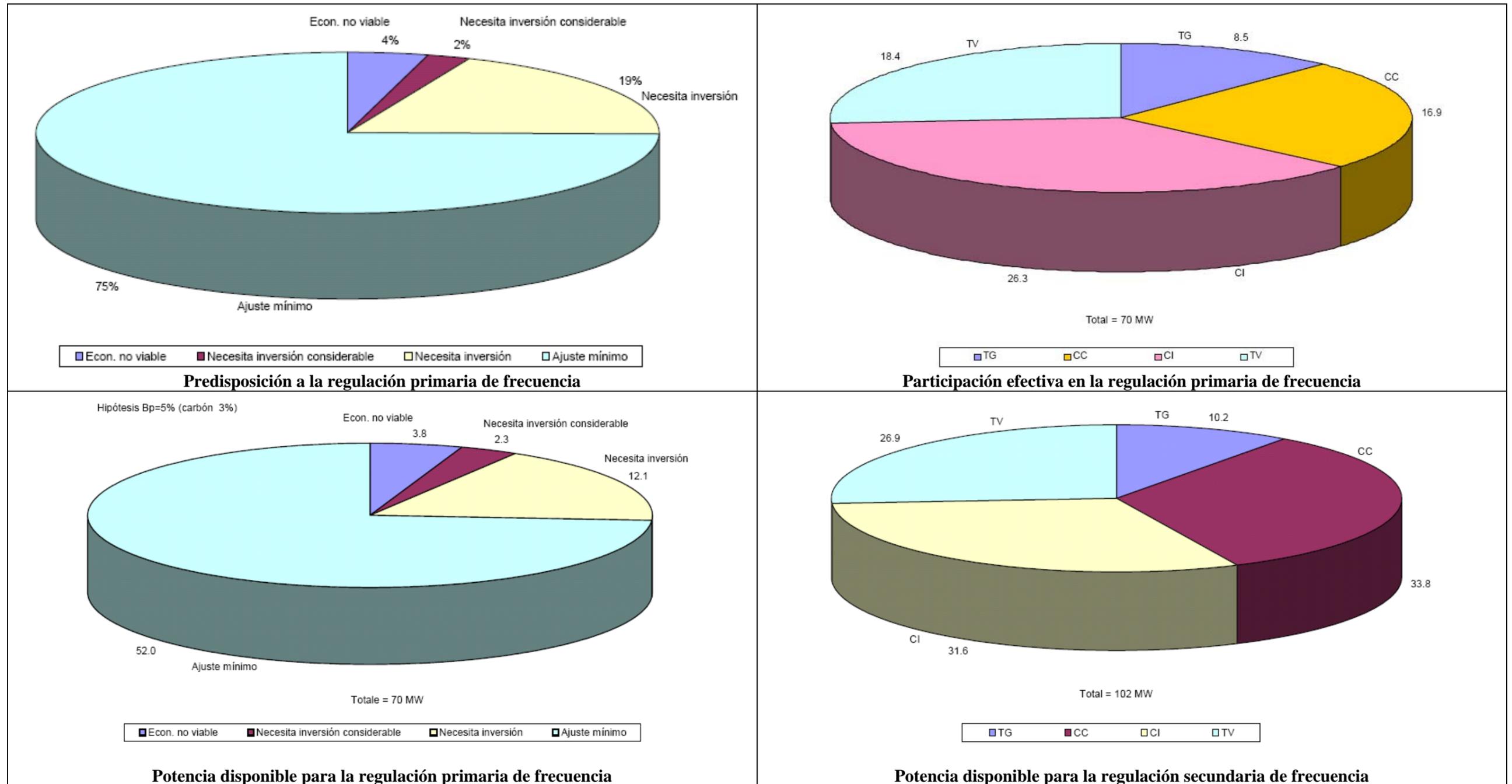
Antes de visualizar la situación práctica del servicio de regulación de frecuencia, es significativo observar y tener presente si las especificaciones de los equipos eléctricos permiten a las unidades de generación prestar dicho servicio. Para ello se tomó como base el estudio “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables” desarrollado por el Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI) para el OC, en el cual se realizó una evaluación de las plantas de generación térmicas frente a sus condiciones, características y capacidad de realizar regulación primaria y secundaria de frecuencia así como regulación de tensión. Los resultados de este estudio señalan que a nivel global todas las plantas (térmicas) hacen regulación de tensión bien sea por factor de potencia o tensión contando con disponibilidad de potencia reactiva, así como la gran mayoría tiene la posibilidad y capacidad de hacer tanto regulación primaria como regulación secundaria de frecuencia realizando algunos pequeños ajustes a los equipos. Con el fin de ilustrar los hechos mencionados anteriormente se presentan las características principales de las plantas para las regulaciones señaladas (ver Tabla 3.5) y se esbozan de manera resumida importantes resultados del estudio (ver Tabla 3.6 y Tabla 3.7).

**Tabla 3.5 Características de las plantas de generación**

Planta	Empresa	Tipo	Potencia Instalada (MW)	Eficiencia Promedia (%)	Capacidad de Producción (GWh)	Pérdidas de Energía (%)	Regulación de Frecuencia												Regulación de Tensión										
							Capacidad RPF		Potencia Máxima (MW)		Potencia Mínima Técnica (MW)		Potencia Mínima Técnica (%)		Gradiente (MW/min)	Gradiente (%/min)		Estatismo (%)		Banda de participación (%)		Banda muerta (Hz)		Rechazo de carga	Posibilidad de regulación secundaria	Tiempo de arranque en caliente (min)	Tipo de Regulación de Tensión	Curva de Capacidad	"Power System Stabilizer"
							Decl.	Estan.	Decl.	Estan.	Decl.	Estan.	Decl.	Estan.		Decl.	Estan.	Decl.	Estan.	Decl.	Estan.	Decl.	Estan.						
Palamara	Unión Fenosa	Combustión Interna	105.00	40.44	36.21	2.63	Si, ajuste mínimo	10.7	9.0	84.1	65.0	0.9	8.4	10.0	5.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	30	Factor de potencia	Si	No					
La Vega	Unión Fenosa	Combustión Interna	87.50	40.14	36.42	3.92	Si, ajuste mínimo	18.4	13.0	70.7	65.0	0.7	3.8	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	30	Factor de potencia	Si	No					
Estrella del Norte	Seaboard	Combustión Interna	43.00	37.66	31.96	1.76	Requiere modernización	5.5	4.9	5.0	4.4	91/90	65.0	0.5/0.5	9/10	10.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	15	Factor de potencia	Si	No				
Estrella del Mar	Seaboard	Combustión Interna	72.10	40.91	34.71	1.53	Si, ajuste mínimo	10.8	8.0	77.7	65.0	2.0	19.4	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	Si	15	Factor de potencia	Si	Si					
Metaldom	Metaldom	Combustión Interna	42.00	39.64	17.06	3.84	Requiere modernización	10.5	8.0	76.2	65.0	3.0	28.6	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	25	Factor de potencia	Si	No					
Monterio	Monterio Power Corporation	Turbo Vapor					Si, ajuste mínimo	8.0	5.2	65.0	65.0		10.0		4.0	4.0	± 5.0	± 0.05		Si		Factor de potencia	Si						
Pimentel	Laesa	Combustión Interna	55.50	34.19	7.82		Requiere modernización	2.5	2.0	1.7	1.7	68/85	65.0	0.4/0.4	16/20	10.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	15	Factor de potencia	Si	No				
CEPP1	Compañía de Electricidad de Puerto del Plata	Combustión Interna	16.80	35.98		1.82	Requiere modernización	5.5	3.5	63.0	65.0	0.5	9.0	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	5	Factor de potencia	Si	No					
CEPP2	Compañía de Electricidad de Puerto del Plata	Combustión Interna	50.40	37.86	39.75	2.03	Requiere modernización	5.6	3.5	62.0	65.0	0.5	9.0	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	5	Factor de potencia	Si	No					
Maxon	Maxon	Combustión Interna	30.00	32.66	12.22	4.42	Requiere modernización	2.5	1.8	72.0	65.0	0.5	20.0	10.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	5	Factor de potencia	Si	No					
Falcon I	Falconbridge	Turbo Vapor	66.00	29.25	46.83		Si, ajuste mínimo	66.0	30.0	45.5	50.0			5.0	2.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	30	Factor de potencia	Si	No					
CESPM1	Compañía de Electricidad de San Pedro de Macoris	Ciclo Combinado	100.00	42.88			Si, ajuste mínimo	65.3 TG + 35 TV	50.0	49.8	64.0	3.0	4.6	4.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	Si	100	Factor de potencia	Si	Si					
Los Mina 5	Dominican Power Partner	Turbo Gas	118.00	26.66	33.16	0.86	Si, ajuste mínimo	118.0	50.0	42.0	60.0	10.0	8.0	4.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	Si	90	Factor de potencia	Si	Si					
Haina 1	EGE - Haina	Turbo Vapor	54.00	28.06		5.3	No viable	46.0	40.0	87.0	70.0		5.0		4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No		Factor de potencia	Si	No					
Haina 4	EGE - Haina	Turbo Vapor	84.90	29.38	94.81	4.3	No viable	68.0	54.0	79.0	70.0		5.0		4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No		Factor de potencia	Si	No					
Haina TG	EGE - Haina	Turbo Gas					Si, ajuste mínimo	118.0	80.0	70.0	60.0	4.0	3.5	4.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	Si	5	Factor de potencia	Si	No					
Sultana del Este	EGE - Haina	Combustión Interna	153.00	37.67	10.26	1.31	Si, ajuste mínimo	17.1	11.0	64.0	65.0	1.2	7.0		4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	15	Factor de potencia	Si	No					
Puerto Plata 1	EGE - Haina	Turbo Vapor	27.63	29.25	28.49	4.52	Inversión importante	26.0	15.0	57.0	70.0			5.0		4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	60	Factor de potencia	Si	No					
Puerto Plata 2	EGE - Haina	Turbo Vapor					Inversión importante	37.0	30.0	81.0	70.0			5.0		4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	60	Tensión	Si	No					
Mitsubishi	EGE - Haina	Turbo Vapor	33.00	27.15	33.74	7.48	Si, ajuste mínimo	33.0	22.0	67.0	70.0	1.0	3.0	5.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	90	Factor de potencia	Si	No					
Barahona Carbón	EGE - Haina	Turbo Vapor	53.60	25.79		8.82	Requiere ajustes	45.6	41.0	89.9	90.0		2.0	5.0	5.0	+2/-1.5	± 2.0	± 0.8	± 0.1	No	No	90	Tensión	Si	No				
Smith & Enron	Smith & Enron	Ciclo Combinado	175.00	36.43			Si, ajuste mínimo	65 TG + 110 TV	65 TG + 65 TV	100 TG + 60 TG + 59 TV	60 TG + 50 TV	3.3	3.0	5.0	3.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	Si	120	Factor de potencia	Si	Si				
Itabo 1	Itabo	Turbo Vapor	128.00	27.3		8.8	Requiere modernización	128.0	70.0	55.0	70.0	2.0	1.5	2.0	7.0	4.0	± 5.0	± 0.05	No	No	60	Tensión	Si	Si					
Itabo 2	Itabo	Turbo Vapor	132.00	23.4	11.57	8.8	Requiere modernización	132.5	70.0	53.0	70.0	2.0	1.5	2.0	5.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	60	Tensión	Si	Si					
Itabo 1 Gas	Itabo	Turbo Gas	34.50	26.38	25.47	1.5	Si, ajuste mínimo	34.0	28.0	83.0	60.0	1.0	3.0	4.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	20	Tensión	Si	No					
AES Andrés	AES	Turbo Gas					Si, ajuste mínimo	196.8 TG + 121 TV	120.0	38.0	40.0	13.0	4.0	4.0	4.0	4.0	± 5.0	± 0.05	Si	Si	120	Factor de potencia	Si	Si					

Fuente: CESI, "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables", 2003.

**Tabla 3.6 Resultados para la regulación de frecuencia**

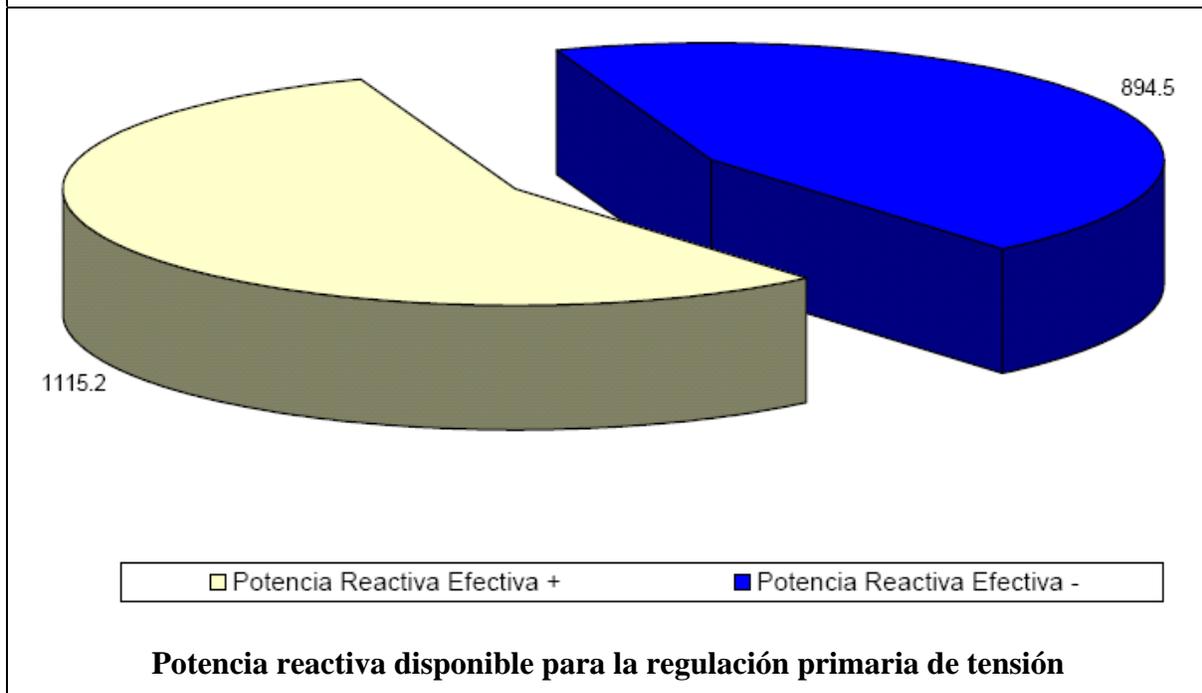
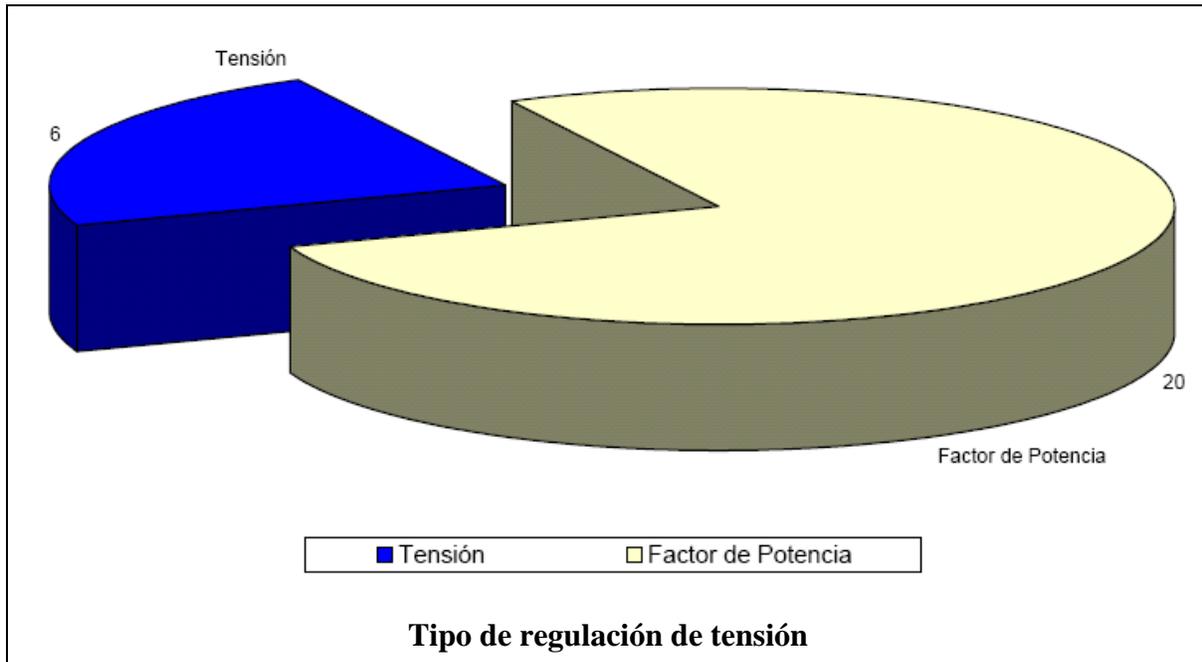


Nota:

- TV Turbo Vapor
- TG Turbo Gas
- CC Ciclo Combinado
- CI Combustión Interna

Fuente: CESI, "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables", 2003

**Tabla 3.7 Resultados para la regulación de tensión**



Fuente: CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003

A luz de que las plantas de generación tanto térmicas como hidroeléctricas (por sus características inherentes de generación) tienen la capacidad para prestar los servicios de

auxiliares de regulación primaria, regulación secundaria de frecuencia y regulación de tensión, en los siguientes apartes se muestra el estado de la provisión de dichos servicios.

### 3.3.3.2.2 Situación actual

Al observar los resultados de las diferentes transacciones económicas realizadas en el mercado eléctrico dominicano para el año 2006, en especial, las concernientes a los servicios de regulación de frecuencia se evidencia que las empresas generadoras han prestado los servicios de regulación de frecuencia y de hecho han recibido pagos por estos conceptos. De igual manera así como ha habido acreedores por la provisión del servicio existen deudas por parte de generadores encargados del pago de los servicios tal como se muestra en la Figura 3.12.

Valorización del Servicio (RD\$)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
AES ANDRÉS	75,085,771	7,367,982	2,767,226	25,908,447	33,133,991	22,446,748	38,016,952	40,142,506	38,914,811	38,793,046	32,851,937	31,798,118	387,227,535
CEPP													
DPP						746,672	2,767,728	3,454,221	5,647,149	123,408	363,509	91,307	13,193,994
GPLV	1,852,918	2,565,946	2,513,538	1,950,717	2,779,082	2,387,808	2,861,845	2,122,477	2,104,110	1,789,666	1,950,159	2,296,026	26,974,293
HAINA	5,570,036	7,281,786	9,095,797	3,710,355	5,468,488	5,868,560	4,730,885	4,886,407	7,763,181	7,999,476	5,873,814	3,804,292	72,053,057
ITABO	9,978,150	2,215,105	1,363,622	1,811,430	2,148,037	1,978,489	1,453,693	1,558,131	2,043,500	2,159,061	2,073,569	2,094,174	30,876,962
LAESA													
METALDOM													
MONTE RÍO													
SEABOARD	2,158,776	2,771,943	3,480,802	1,545,182	2,244,791	2,258,217	1,924,688	2,084,440	3,399,046	3,422,292	2,672,667	1,765,358	29,728,200
CDEEE(PP's+EGEHID)	27,372,494	45,099,595	15,730,719	11,467,815	15,230,037	14,790,961	18,589,242	18,136,356	18,175,343	17,964,847	10,525,246	9,797,693	222,890,347
<b>TOTAL</b>	<b>122,018,145</b>	<b>67,302,355</b>	<b>34,951,704</b>	<b>46,393,945</b>	<b>61,004,405</b>	<b>50,467,456</b>	<b>70,145,034</b>	<b>72,384,539</b>	<b>78,047,139</b>	<b>72,271,796</b>	<b>56,310,901</b>	<b>51,646,969</b>	<b>782,944,387</b>

Pago por el Servicio (RD\$)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
AES ANDRÉS	24,687,354	3,188,110	1,276,101	8,214,094	11,151,139	7,558,045	12,536,752	12,518,570	11,696,042	13,014,701	10,015,656	9,724,278	125,580,843
CEPP	3,734,824	1,674,019	1,254,634	1,092,842	2,206,638	1,814,634	2,144,565	1,965,095	3,087,274	2,123,652	1,736,788	1,382,872	24,217,619
DPP			45,131	48,654	400,281	514,828	1,770,128	1,512,799	1,887,305	65,340	129,954	79,054	6,453,473
GPLV	6,926,577	5,647,942	3,428,039	3,645,306	5,309,594	4,406,067	4,775,448	4,251,847	4,669,938	3,611,104	3,564,398	3,267,188	53,503,448
HAINA	25,553,352	13,593,686	7,220,290	7,828,533	10,453,740	8,461,245	11,009,974	10,531,487	10,874,843	10,330,622	7,284,171	7,727,872	130,869,815
ITABO	19,511,270	12,955,395	5,845,459	7,523,630	8,521,082	8,206,648	8,470,556	11,970,318	8,725,834	5,535,785	9,333,267	9,114,067	115,713,310
LAESA										891,367	1,122,084	1,156,553	3,170,004
METALDOM	809,299	706,965	568,781	566,435	893,561	941,005	1,352,663	1,065,679	1,736,113	1,683,259	1,064,233	1,058,411	12,446,405
MONTE RÍO	5,912,238	4,161,694	1,984,048	1,193,748	2,584,110	2,558,302	2,959,257	2,865,378	4,076,170	3,289,165	3,035,824	2,030,175	36,650,112
SEABOARD	8,815,923	5,368,931	2,895,191	2,939,083	3,990,232	3,667,360	5,146,277	4,550,026	5,558,553	5,443,404	4,146,005	3,890,289	56,411,275
CDEEE(PP's+EGEHID)	26,067,507	20,005,613	10,434,028	13,341,619	15,494,029	12,339,323	19,979,413	21,153,399	25,735,067	26,283,996	14,878,541	12,216,210	217,928,084
<b>TOTAL</b>	<b>122,018,145</b>	<b>67,302,355</b>	<b>34,951,704</b>	<b>46,393,945</b>	<b>61,004,405</b>	<b>50,467,456</b>	<b>70,145,034</b>	<b>72,384,539</b>	<b>78,047,139</b>	<b>72,271,796</b>	<b>56,310,901</b>	<b>50,490,416</b>	<b>782,944,387</b>

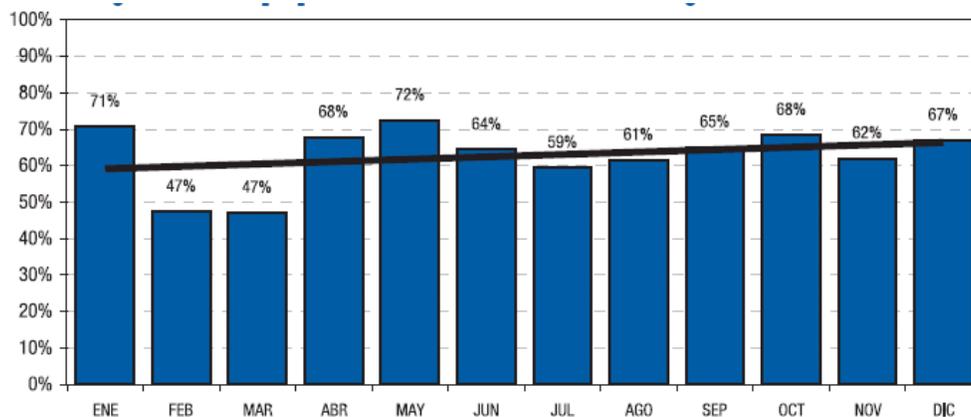
Saldo Neto (RD\$)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
AES ANDRÉS	50,398,417	4,179,872	1,491,125	17,694,352	21,982,852	14,888,704	25,480,200	27,623,936	27,218,769	25,778,345	22,836,281	22,073,840	261,646,692
CEPP	-3,734,824	-1,674,019	-1,254,634	-1,092,842	-2,206,638	-1,814,634	-2,144,565	-1,965,095	-3,087,274	-2,123,652	-1,736,788	-1,382,872	-24,217,619
DPP			-45,131	-48,654	-400,281	231,845	997,600	1,941,422	3,759,844	58,067	233,555	12,254	6,740,521
GPLV	-5,073,659	-3,081,997	-914,501	-1,694,589	-2,530,512	-2,018,258	-2,113,603	-2,129,370	-2,565,828	-1,821,438	-1,614,239	-971,162	-26,529,155
HAINA	-19,983,316	-6,311,900	1,875,506	-4,118,178	-4,985,272	-2,592,685	-6,279,090	-5,645,080	-3,111,662	-2,331,146	-1,410,357	-3,923,579	-58,816,758
ITABO	-9,533,120	-10,740,289	-4,481,838	-5,712,200	-6,373,045	-6,228,158	-7,016,863	-10,412,187	-6,682,334	-3,376,724	-7,259,699	-7,019,893	-94,836,349
LAESA										-891,367	-1,122,084	-1,156,553	-3,170,004
METALDOM	-809,299	-706,965	-568,781	-566,435	-893,561	-941,005	-1,352,663	-1,065,679	-1,736,113	-1,683,259	-1,064,233	-1,058,411	-12,446,405
MONTE RÍO	-5,912,238	-4,161,694	-1,984,048	-1,193,748	-2,584,110	-2,558,302	-2,959,257	-2,865,378	-4,076,170	-3,289,165	-3,035,824	-2,030,175	-36,650,112
SEABOARD	-6,657,147	-2,596,989	585,611	-1,393,901	-1,745,442	-1,409,143	-3,221,589	-2,465,586	-2,159,508	-2,021,112	-1,473,338	-2,124,931	-26,683,074
CDEEE(PP's+EGEHID)	1,304,987	25,093,982	5,296,691	-1,873,804	-263,992	2,441,638	-1,390,171	-3,016,983	-7,559,724	-8,298,549	-4,353,295	-2,418,517	4,962,263
<b>TOTAL</b>	<b>122,018,145</b>	<b>67,302,355</b>	<b>34,951,704</b>	<b>46,393,945</b>	<b>61,004,405</b>	<b>50,467,456</b>	<b>70,145,034</b>	<b>72,384,539</b>	<b>78,047,139</b>	<b>72,271,796</b>	<b>56,310,901</b>	<b>50,490,416</b>	<b>782,944,387</b>

Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

**Figura 3.12 Transacciones por servicio de regulación de frecuencia para el año 2006**

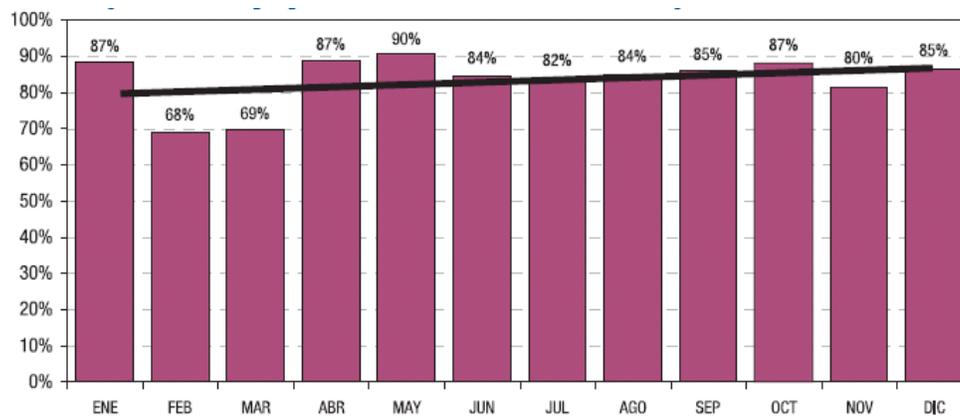
Si bien por los servicios de regulación de frecuencia han sido reconocidas una serie de compensaciones, es importante observar no solo la valoración sino evaluar el desempeño desde una óptica técnica. Para ello el OC en su memoria anual correspondiente al año 2006, presenta el tiempo promedio en que la frecuencia del sistema eléctrico ha permanecido dentro del rango 59.85 - 60.15 Hz y del rango 59.75 - 60.25 Hz (ver Figura 3.13 y Figura 3.14). Estos tiempos muestran que aún no se logra que la frecuencia permanezca en los rangos señalados ni el 99.0% ni el 99.8% del tiempo.

Esta situación guarda estrecha relación con el hecho señalado al Consultor por el CCE, en el que se expone que en la práctica no hay unidades que tengan a cargo la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Últimamente la planta generadora “Andrés” es quien ha jugado un papel principal en la prestación del servicio de regulación de frecuencia.



Fuente: Organismo Coordinador, “Memoria Anual”, 2006.

**Figura 3.13 Tiempo promedio en que el sistema eléctrico ha permanecido dentro del rango 59.85 - 60.15 Hz**



Fuente: Organismo Coordinador, “Memoria Anual”, 2006.

**Figura 3.14 Tiempo promedio en que el sistema eléctrico ha permanecido dentro del rango 59.75 - 60.25 Hz**

A la luz de estos hechos, se evidencia claramente que, pese a que se está regulando el control de frecuencia, aún no es posible cumplir con las metas o límites establecidos por la

normativa, esto sumado a que pocas plantas generadoras están involucradas en la prestación del servicio. Este aspecto presenta serias implicaciones puesto que no se puede garantizar la total operación confiable y segura del sistema eléctrico. Además, es importante señalar que frente a la configuración de la red dominicana eminentemente radial en forma de estrella y dividida en cuatro zonas (ver Figura 3.15) no es conveniente que la regulación de frecuencia se concentre únicamente en determinadas zonas y en plantas muy puntuales ya que dadas las condiciones y requerimientos al sistema eléctrico puede llegar a ser insuficiente tanto en capacidad como en la oportunidad para responder a los cambios de frecuencia.



Fuente: Denny Pérez, Actividad de Transporte de Electricidad en República Dominicana, 2007.

### Figura 3.15 Configuración de la red eléctrica de República Dominicana

Adicionalmente, de acuerdo con el OC la situación presentada anteriormente no tendrá cambios positivos significativos con el esquema y recursos actuales disponibles de regulación, para mejorar es necesario un aporte substancial por parte de las empresas de generación. Este hecho guarda relación con las debilidades identificadas a partir de la evaluación al modelo dominicano de regulación de frecuencia<sup>9</sup>; en el que se señaló que:

- La regulación existente es insuficiente ya no se establece una evaluación técnica - económica para decidir el porcentaje de regulación óptimo. En relación con este aspecto, se tiene que los márgenes de reserva no se fijan a raíz de un estudio de comportamiento dinámico y esto conlleva a que dichos márgenes no sean los óptimos.

<sup>9</sup> Organismo Coordinador, “Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano”, Informe – capítulo III – servicios auxiliares y costos variables, 2007.

- El despacho de la regulación primaria de frecuencia es realizado por una lista de merito que depende del gradiente de toma de carga de cada generador. Si bien este es un aspecto importante que debe ser tenido en cuenta no debe ser el único ya que es necesario contemplar la existencia de generadores de diferentes características transitorias y ubicaciones en el sistema. Adicionalmente, otro hecho relevante que no tiene presente la regulación es que no se tiene en cuenta el costo que cada reserva produce.
- En la retribución por la prestación del servicio de regulación de frecuencia se contempla el hecho de compensar la pérdida de beneficio que cada generador tiene por regular. Dicho hecho presenta algunos aspectos objetables tales como:
  - El incentivo por regulación de frecuencia es el mismo para todas las empresas. Sin embargo, la compensación por diferencia de costo entre el costo marginal y el costo variable de la planta de generación hace que las menos costosas reciban una compensación mayor, lo cual conlleva a que los generadores más ineficientes tengan menos incentivos a regular. Si fuese una obligación de todas las empresas de generación, lo más correcto es que debería ser asumida por cada una para el caso en el que todas aporten igual.
  - La regulación de generación forzada no es lo suficientemente clara respecto al incentivo por regulación de frecuencia asignado. Se tiene establecido que para la regulación primaria de frecuencia en ese caso el incentivo por regulación de frecuencia, este debe ser asignado sin ser afectado por el factor de eficiencia.

### **3.3.3.3 Modelo Propuesto, Compensaciones y Penalizaciones para el Servicio de Regulación de Frecuencia**

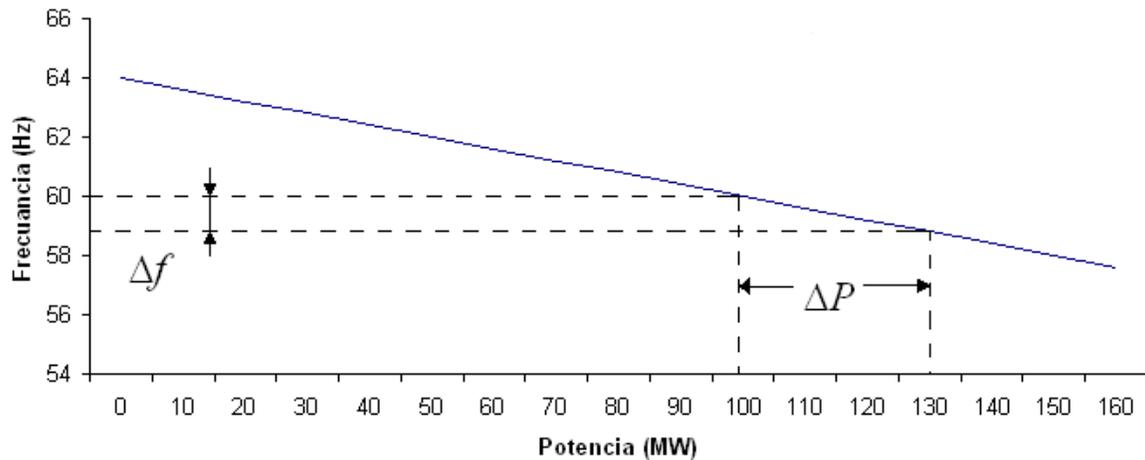
Teniendo presente la situación mostrada anteriormente y la reglamentación de la regulación de frecuencia tanto para el sistema eléctrico dominicano como a nivel internacional, la Consultoría realizó un análisis acerca de cual debería ser una opción viable para que de manera efectiva se de un control apropiado de frecuencia, es decir, se preste de manera eficaz el servicio de regulación de frecuencia. La propuesta resultante de dicho análisis se expone en los apartes siguientes.

#### **3.3.3.3.1 Consideraciones**

Para la regulación de frecuencia resulta significativamente favorable involucrar la mayor cantidad de plantas generadoras. Esto obedece al hecho de que ante un mayor número de unidades participando en el sistema, la constante de regulación general de este se reduce y de esta forma ante cambios en la carga, la variación de frecuencia del sistema tiende a ser mínima. Este efecto se ilustra con mayor detalle a continuación.

En un sistema eléctrico interconectado la regulación de frecuencia es realizada por las unidades generadoras, para cada unidad existe una característica llamada estatismo, la cual indica como varía la potencia del generador ante un cambio en la frecuencia del sistema.

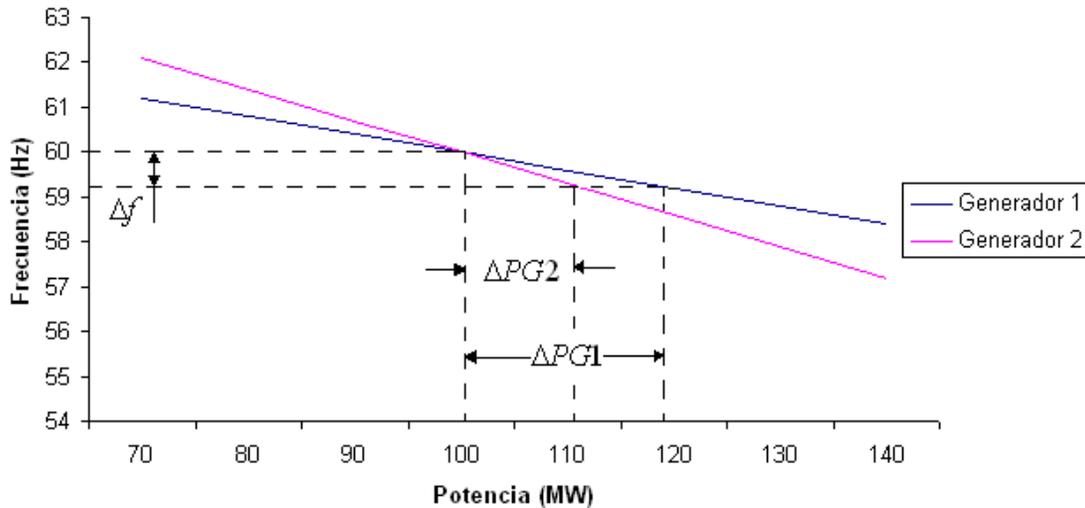
Suponiendo que el sistema fuera regulado únicamente por una planta generadora cuyo estatismo fuera del 4% (ver Figura 3.16) y si fuera necesario suplir un incremento en la carga de 30 MW, la diferencia en frecuencia con respecto a la frecuencia nominal (60 Hz) sería de 0,72 Hz.



Fuente: Mario Ríos, “Control de Generación”, Universidad de los Andes, 2008.

### Figura 3.16 Respuesta de frecuencia de un generador

Para reducir esta diferencia en frecuencia podría introducirse en la regulación otro generador con un estatismo del 7 %. En la Figura 3.17, se aprecia que al existir dos generadores en la regulación de frecuencia hay una repartición definida de la carga, la distribución de la potencia entre las máquinas corresponde a la pendiente de las respectivas características de las máquinas participando en el proceso de regulación. En este caso el generador uno se encarga de 19,09 MW mientras que el generador dos se encarga de los 10,9 MW restantes, como resultado de la introducción de la segunda planta. La diferencia de frecuencia con respecto a la frecuencia nominal se reduce a 0,458 Hz.



Fuente: Mario Ríos, “Control de Generación”, Universidad de los Andes, 2008.

**Figura 3.17 Respuesta de frecuencia de dos unidades generadoras**

La introducción de una unidad de generación adicional y con control primario de frecuencia se ve reflejada en la disminución de la desviación de frecuencia debido al incremento repentino de una carga, ya que el estatismo global del sistema se ve reducido, tal como se muestra en la siguiente expresión.

$$\frac{1}{R_s} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} \quad (3.36)$$

Donde:

$R_s$  = Estatismo del sistema.

$R_i$  = Estatismo del generador  $i$ .

$i = 1, 2, 3, \dots, n$

Con esto se valida el hecho señalado previamente que al introducir en la regulación la mayor cantidad de unidades generadoras posible con el fin de reducir al máximo tanto el estatismo como la desviación de frecuencia del sistema debido a perturbaciones.

Al detallar los mecanismos y metodología plasmados en el establecimiento de la lista de mérito para regulación primaria de frecuencia se evidencia que esta lista propende por una mayor participación de las plantas generadoras tomando en consideración el indicador de orden mencionado en la sección 3.3.3.1, es decir, esta lista en cierta forma busca que la

constante de regulación del sistema decrezca y de esta forma también lo haga la desviación de frecuencia. Si bien la reglamentación de la regulación de frecuencia establece la obligatoriedad de la prestación del servicio, los responsables y secuencia en que estos participarán (lista de méritos) y además tiene inmerso un concepto favorable presentado previamente, esto ha sido insuficiente para la buena prestación del servicio de regulación de frecuencia, prueba de ello es la situación actual de dicho servicio.

### 3.3.3.3.2 Modelo propuesto

Con este panorama, se considera que una opción adecuada y viable para tener un servicio de regulación de frecuencia verdaderamente efectivo, es que si bien este debe seguir teniendo un carácter obligatorio, dicho carácter debe cobijar a todas las plantas del sistema eléctrico dominicano que participen de la generación de energía y que estén en capacidad de realizar control primario de frecuencia, es decir, que todas las unidades de generación deben disponer y mantener un margen de reserva rodante para la regulación de frecuencia. Esta opción apunta a dejar de lado el orden de mérito y que para cada unidad de generación sea imperativo involucrarse y prestar el servicio de regulación de frecuencia. Esta aproximación, es pausable verla como una condición en la que para que los agentes generadores puedan conectarse al sistema eléctrico se requiere que provean de cierto tipo de servicio complementario como es el de regulación de frecuencia. Adicionalmente, esta representa la mínima desviación de la práctica de integrar verticalmente los servicios eléctricos. Sin embargo, esta garantiza que estén disponibles los recursos suficientes para mantener la seguridad del sistema.

Mientras la obligatoriedad es aparentemente simple puede presentar algunas dificultades durante la implementación:

- Puede causar inversiones innecesarias y producir más recursos que los que actualmente se necesitan.
- No deja gran espacio para la innovación tecnológica y comercial.
- La obligatoriedad tiende a ser poco popular para los proveedores de los servicios porque ellos sienten que son forzados a ofrecer un servicio que afecta sus costos sin ser remunerados.
- Algunos participantes pueden ser incapaces de proveer el servicio o no pueden ser proveerlo siendo costo – efectivos.

Estas posibles dificultades en conjunto con las características técnicas sobre la capacidad de regulación de frecuencia de las plantas<sup>10</sup>, el esquema actual de regulación de frecuencia y los fines de los servicios complementarios se tuvieron en cuenta dentro del análisis cuya principal conclusión fue que para el sistema eléctrico radial de República Dominicana es

---

<sup>10</sup> CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.

factible implementar la estructura señalada previamente, la cual tiene un reconocimiento a nivel internacional de manera tanto teórica como práctica<sup>11</sup>.

Un aspecto importante en torno al servicio de regulación de frecuencia es establecer un precio por la prestación en un nivel adecuado. Esto no es una tarea fácil ya que la adquisición de este servicio y en general de los servicios complementarios no se puede aislar de la adquisición de la energía eléctrica o de otros servicios relacionados. En los años iniciales en los que los mercados eléctricos comenzaron a ser competitivos, este aspecto no fue completamente entendido. La energía y cada tipo de reserva fueron comercializadas en mercados separados. Estos mercados emergieron, sucesivamente, en una secuencia determinada por la velocidad de respuesta del servicio. Por ejemplo, el mercado para reserva primaria emergió primero, seguido por el mercado para reserva secundaria y finalmente el mercado de energía. La idea era que los recursos que no habían tenido éxito en un mercado podrían ser ofrecidos en otros mercados en los que los requisitos no son tan exigentes. Ofertas que fueron exitosas en un mercado no podrían ser consideradas en los mercados subsecuentes. Desde entonces esta práctica ha sido abandonada.

En la actualidad, hay un consenso que la energía y las reservas deben ser ofrecidas en un mercado conjunto y que estos mercados deben emerger simultáneamente minimizando el costo global de proveer energía y reservas. Esta co-optimización es necesaria debido a la fuerte interacción entre la oferta de energía y la provisión de la reserva.

La interacción señalada se entiende mejor cuando se considera, como es el caso, el servicio de regulación de frecuencia donde para proveer reserva rodante los generadores deben operar a una capacidad inferior a la de capacidad total de la planta “part-loaded” (parcialmente cargada). Este modo de operación tiene varias consecuencias:

- Los generadores “part-loaded” no pueden vender tanta energía como ellos podrían hacerlo de otro modo. La estructura propuesta exige a las unidades de generación conservar una porción de su capacidad para la regulación de frecuencia, esto implica que las plantas van a tener que reducir su producción de energía para poder cumplir con dicha exigencia.
- Para suplir la demanda de energía del sistema eléctrico dominicano, otros generadores, los cuales son generalmente más costosos, tienen que producir más energía. Esto bajo los lineamientos de despacho establecidos en el RLGE (centrales hidroeléctricas de pasada, centrales hidroeléctricas de embalse y centrales termoeléctricas).

Sin embargo, es importante anotar que así como más unidades se involucran en la generación de energía de igual forma se cuenta con más unidades disponibles para la regulación de frecuencia, lo cual como se enunció anteriormente mejora la repuesta del sistema ante perturbaciones.

---

<sup>11</sup> Daniel Kirschen, Goran Strbac, “Fundamentals of Power System Economics”, University of Manchester Institute of Science & Technology.

- La eficiencia de los generadores que proveen reserva rodante puede ser inferior a que si estos operaran con el total de su carga. Por lo tanto, estos generadores requieren una mayor compensación por la energía que proveen.

Encontrar el requerimiento de reserva incrementará el precio de la energía eléctrica. La co-optimización en un mercado eléctrico centralizado como el de República Dominicana, minimiza este costo mientras asegura que ningún generador esté en desventaja cuando esté llamado a proveer reserva en lugar de producir toda la energía eléctrica posible de acuerdo a la demanda.

El problema de optimización inherente al esquema planteado implica determinar el despacho que minimiza los costos de producción (medido por las ofertas) mientras que se respeten las restricciones operacionales. Formalmente este problema se plantea como se presenta a continuación.

El sistema eléctrico dominicano está compuesto por ( $N$ ) plantas de generación y debe satisfacer una demanda de energía ( $D$ ). La primera unidad es aquella cuyo costo variable de producción o costo marginal de energía ( $CVP_1 = CMg_1$ ) es el más bajo y la enésima unidad tiene el costo variable de producción más alto ( $CVP_N = CMg_N$ ). Las plantas tienen una capacidad máxima de producción ( $P_i^{\max}$ ) donde ( $i = 1, 2, 3, \dots, N$ ), pero no pueden producir toda esta cantidad debido a que están obligadas a mantener un margen de reserva ( $R_i$ ) del orden del 6% de la generación pero si no fuera suficiente el OC podrá subir este porcentaje hasta un máximo del 10%.

Se busca encontrar la energía producida por cada una de las enésimas unidades ( $P_1, P_2, \dots, P_N$ ) y la cantidad de reserva provista por estas mismas unidades ( $R_1, R_2, \dots, R_N$ ) que minimice:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N CMg_i * P_i \quad (3.37)$$

Sujeta a las siguientes restricciones:

- Balance entre producción y demanda

$$\sum_{i=1}^N P_i = D \quad (3.38)$$

- Requerimiento mínimo de reserva

$$\sum_{i=1}^N R_i \geq R_{\min r} \quad (3.39)$$

Siendo  $R_{\min r}$  la mínima reserva que requiere el sistema

- Límites de reserva en las unidades de generación

$$\begin{aligned}
 R_{\min 1} &\leq R_1 \leq R_{\max 1} \\
 R_{\min 2} &\leq R_2 \leq R_{\max 2} \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 R_{\min N} &\leq R_N \leq R_{\max N}
 \end{aligned}
 \tag{3.40}$$

Donde:

$R_{\min i}$  = reserva mínima de la unidad  $i$  (6% de la capacidad de la unidad  $i$ )

$R_{\max i}$  = reserva máxima de la unidad  $i$  (10% de la capacidad de la unidad  $i$ )

- Límite de la capacidad de generación de las unidades

$$\begin{aligned}
 P_1 + R_1 &\leq P_1^{\max} \\
 P_2 + R_2 &\leq P_2^{\max} \\
 &\cdot \\
 &\cdot \\
 P_N + R_N &\leq P_N^{\max}
 \end{aligned}
 \tag{3.41}$$

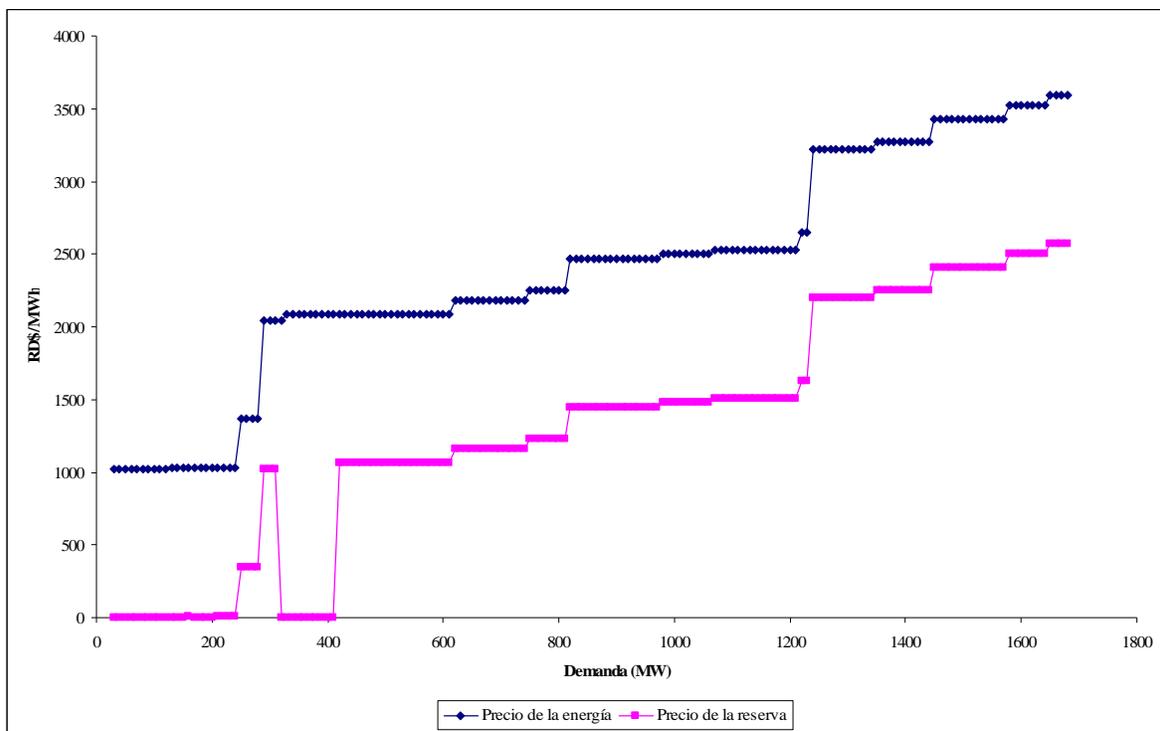
Este problema se soluciona con cualquier paquete de programación lineal. Dicha solución permite conocer por rangos de valores de la demanda, la energía y reserva para las diversas plantas de generación, es decir, el despacho óptimo. Adicionalmente, en el desarrollo del problema se calculan los multiplicadores de Lagrange asociados con cada restricción. El multiplicador asociado con la restricción del balance de la producción – demanda da el costo marginal de producir energía eléctrica. Similarmente, el multiplicador asociado con la restricción de la mínima reserva requerida da el costo marginal de proveer reserva. Estos costos se consideran los precios de mercado para la energía y reserva, respectivamente.

### 3.3.3.3 Compensaciones por la prestación del servicio

A partir del modelo definido previamente y dada la obligatoriedad del servicio de regulación de frecuencia, la optimización del despacho conlleva a que el precio de la reserva tienda a cero mientras que el precio de la energía crezca a medida que aumenta la demanda. Si bien, el precio de la energía es superior al precio de la reserva, este hecho lo que muestra es que con el esquema propuesto el mismo mercado da el precio por el servicio, es decir, que se remunera a los agentes generadores por la disponibilidad y

prestación del servicio de regulación de frecuencia a través del pago de la generación, con un mayor costo marginal de energía obtenido.

Con el fin de ilustrar este comportamiento se tomó como base la información disponible (características y costos) sobre las plantas de generación del sistema eléctrico dominicano y se simuló el despacho de energía y reserva variando la demanda del sistema. Los costos marginales resultantes a partir de la minimización de los costos de producción son coherentes con el comportamiento esperado de los precios de la energía y reserva, expuestos anteriormente, cuando es imperativo para todas las unidades de generación disponer de una reserva rodante para la regulación de frecuencia (ver Figura 3.18). Además, en la Tabla 3.8 se ilustra el despacho de energía y reserva cuando la demanda del sistema es de 1680 MW.



Fuente: Consultor

**Figura 3.18 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano**

**Tabla 3.8 Despacho de energía para una demanda de 1680 MW**

Unidad	Pgen	R	Pgen + R	Pmin MW	Pmax MW	Rmin MW	Rmax MW	CMag \$/MWh
Unidad 1	120.32	7.68	128.00	0.00	128.00	7.68	12.80	1,021.28
Unidad 2	124.08	7.92	132.00	0.00	132.00	7.92	13.20	1,028.75
Unidad 3	50.38	3.22	53.60	0.00	53.60	3.22	5.36	1,366.10
Unidad 4	29.52	1.88	31.40	0.00	31.40	1.88	3.14	2,041.85
Unidad 5	291.35	27.65	319.00	0.00	319.00	19.14	31.90	2,090.00
Unidad 6	137.70	15.30	153.00	0.00	153.00	9.18	15.30	2,182.87
Unidad 7	65.97	7.33	73.30	0.00	73.30	4.40	7.33	2,247.62
Unidad 8	78.75	8.75	87.50	0.00	87.50	5.25	8.75	2,467.77
Unidad 9	38.70	4.30	43.00	0.00	43.00	2.58	4.30	2,468.92
Unidad 10	37.80	4.20	42.00	0.00	42.00	2.52	4.20	2,469.70
Unidad 11	90.00	10.00	100.00	0.00	100.00	6.00	10.00	2,497.88
Unidad 12	96.30	10.70	107.00	0.00	107.00	6.42	10.70	2,524.01
Unidad 13	52.29	5.81	58.10	0.00	58.10	3.49	5.81	2,530.99
Unidad 14	16.83	1.87	18.70	0.00	18.70	1.12	1.87	2,645.50
Unidad 15	106.20	11.80	118.00	0.00	118.00	7.08	11.80	3,219.44
Unidad 16	106.20	11.80	118.00	0.00	118.00	7.08	11.80	3,269.33
Unidad 17	90.00	10.00	100.00	0.00	100.00	6.00	10.00	3,426.34
Unidad 18	35.10	3.90	39.00	0.00	39.00	2.34	3.90	3,432.50
Unidad 19	76.41	8.49	84.90	0.00	84.90	5.09	8.49	3,524.98
Unidad 20	36.10	5.40	41.50	0.00	54.00	3.24	5.40	3,596.17
Unidad 21	0.00	0.00	0.00	0.00	33.00	1.98	3.30	3,619.36
Unidad 22	0.00	0.00	0.00	0.00	54.00	3.24	5.40	3,743.35
Unidad 23	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	6.00	10.00	3,773.90
Unidad 24	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	6.00	10.00	3,773.90
Unidad 25	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	6.00	10.00	3,773.90
Unidad 26	0.00	0.00	0.00	0.00	27.60	1.66	2.76	3,893.51
Unidad 27	0.00	0.00	0.00	0.00	30.00	1.80	3.00	4,262.34
Unidad 28	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	6.00	10.00	5,791.73
Unidad 29	0.00	0.00	0.00	0.00	34.50	2.07	3.45	6,204.58
Unidad 30	0.00	0.00	0.00	0.00	34.50	2.07	3.45	6,204.58
Unidad 31	0.00	0.00	0.00	0.00	34.50	2.07	3.45	6,204.58
Unidad 32	0.00	0.00	0.00	0.00	34.50	2.07	3.45	6,503.13
Unidad 33	0.00	0.00	0.00	0.00	34.50	2.07	3.45	6,503.13
Unidad 34	0.00	0.00	0.00	0.00	32.10	1.93	3.21	9,114.27
Unidad 35	0.00	0.00	0.00	0.00	32.10	1.93	3.21	9,881.16

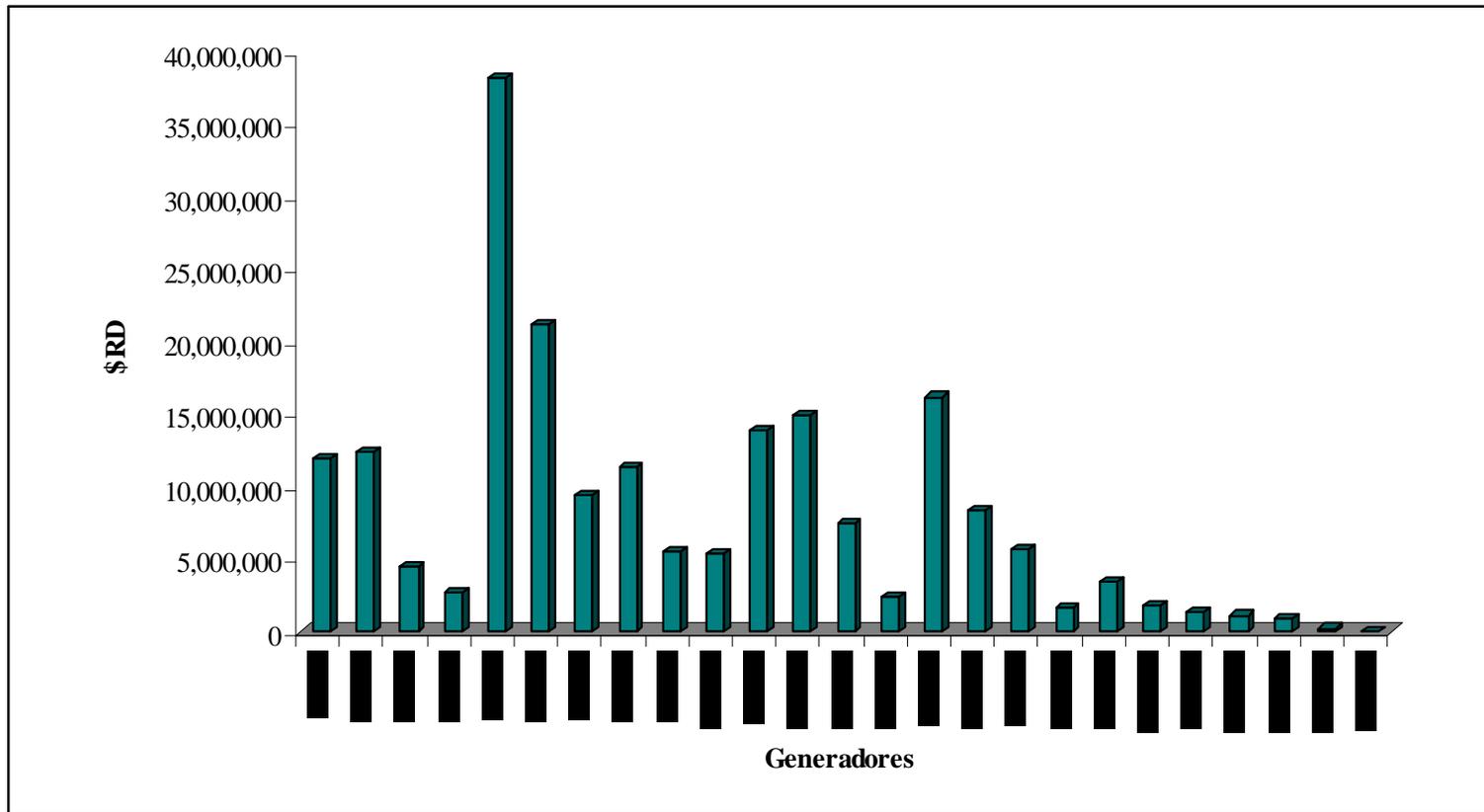
Fminimizar=	<b>3,982,506.26</b>	Generación=	<b>1,680.00</b>
Demanda=	<b>1,680.00</b>	Reserva=	<b>168.00</b>
Reserva Mínima=	<b>168.00</b>		
Precio de Energía	<b>3,596.17</b>		
Precio de Reserva	<b>2,574.89</b>		

Fuente: Consultor

Si bien en la Tabla 3.8, se presentan los resultados al problema de optimización del despacho de energía y reserva cuando la demanda del sistema es de 1680 MW, con el fin de se obtenga un mayor entendimiento desde el punto de táctico - práctico del modelo propuesto, en la Tabla 3.9 se detalla la formulación implementada para abastecer dicha demanda. En especial, se buscar destacar la formación de los precios tanto de la energía como de la reserva.

Una vez presentado el modelo de regulación de frecuencia es importante detallar como se ven afectadas las transacciones económicas del MEM a nivel del sistema. Para ello se tomó la demanda mensual del sistema eléctrico dominicano y se aplicó el modelo propuesto tal como se describió previamente. A partir de los resultados de dicha simulación se obtiene que el aumento de las transacciones económicas cuando los generadores se ven obligados a prestar el servicio de regulación de frecuencia es de RD\$ 201,685,348. Este aumento de las transacciones puede verse representado como la ganancia que reciben los generadores involucrados dentro del despacho de energía (en este caso 25 unidades), es decir, que estos toman el rol de acreedores del sistema por su prestación efectiva del servicio de regulación de frecuencia (reserva) y por ende del suministro de potencia activa. La forma como el aumento de las transacciones mensuales se refleja en cada una de las unidades de generación se presenta en la Figura 3.19. Cabe señalar que para las últimas unidades incluidas dentro del despacho el aumento de las transacciones es decreciente en el sentido de que el precio pagado por la energía (costo marginal) se asimila a su propio precio.

Si bien en esta instancia los saldos deudor/acreedor se ven afectados positivamente (ganancias de los generados), también se pueden presentar afectaciones negativas cuando los generadores tomen el rol de deudores al no prestar o cumplir a cabalidad con su obligación de la prestación real y eficaz del servicio de regulación de frecuencia tal como se detalla en la sección 3.3.3.3.5.



Fuente: Consultor

**Figura 3.19 Aumento de las transacciones económicas ante la prestación del servicio de regulación de frecuencia**



#### **3.3.3.3.4 Vigilancia y control de la prestación del servicio**

Con el fin de que los generadores cumplan con sus obligaciones de reserva para regular la frecuencia del sistema, el CCE en conjunto con el OC debe monitorear o supervisar en tiempo real y de manera continua, los niveles de potencia activa y reserva producida por los generadores. Es necesario llevar un “record” de los aportes (potencia activa y reserva) para cada una de las unidades en el que se identifique de manera directa y clara el incumplimiento o cumplimiento en la prestación del servicio de regulación de frecuencia.

#### **3.3.3.3.5 Penalizaciones por la no prestación efectiva del servicio**

Así como se da una compensación (inmersa en el precio de la energía) por la provisión del servicio de regulación de frecuencia, es pertinente que se establezca un mecanismo que sancione o penalice a los agentes generadores por la no prestación efectiva del servicio.

Las plantas de generación tienen la capacidad para prestar el servicio de regulación de frecuencia, tal como se señaló en la sección 3.3.3.2, lo cual sumado al carácter no opcional y esencial del servicio hace indispensable que las diferentes unidades siempre presten oportunamente el servicio para que el sistema no se vea abocado a operar fuera del rango permitido de frecuencia o a que se produzcan deslastres de carga afectando tanto la estabilidad como la confiabilidad del mismo. Teniendo presente este contexto se han estructurado las penalizaciones por la no prestación del servicio, bajo dos (2) condiciones tal como se detalla a continuación.

La primera condición es cuando el incumplimiento en la prestación del servicio ha sido forzado, es decir, que debido a fallas no previstas e impredecibles o situaciones exógenas sobre las que el operador no tenga control, no fue posible la prestación adecuada del servicio. En esta circunstancia, una opción razonable y factible para penalizar al operador es hacer un traslado o cruce de cuentas, por lo tanto por cada MW que un operador no provea otro tendrá que hacerlo y este otro recibirá el pago (costo marginal) por haber suministrado efectivamente la energía; mientras que el operador que no prestó el servicio se le descontará de su pago por generación la cantidad de dinero equivalente a los MW no suministrados para regulación de frecuencia.

Bajo esta condición, el operador tiene la obligación de informar de manera detallada al OC sobre cual fue el evento que motivó la no prestación del servicio, así como las medidas correctivas y/o preventivas adoptadas para solventar o controlar la situación, con sus respectivas programaciones. Este informe se debe presentar en periodo no superior a tres (3) días hábiles después de ocurrido el evento y el OC debe dar su aval para que la penalización efectivamente impuesta sea por incumplimiento forzado.

La segunda condición se presenta cuando el operador sin una causa justificada, tal como las indicadas anteriormente, se le exige prestar el servicio y no lo hace. En este caso, esta situación se considera un acto deliberado del operador, por ello la penalización por el incumplimiento es considerablemente más severa que la impuesta por el incumplimiento

forzado. Esta condición también se da cuando el OC, después de hacer los análisis pertinentes, determina que un operador que en primera instancia informó un incumplimiento forzado no era meritorio que el incumplimiento se enmarcara dentro de la primera condición.

La penalización constituida para esta condición está orientada a que el generador que incumpla en la prestación del servicio de regulación de frecuencia asuma y compense al sistema por la reserva no suministrada, por lo cual la formulación de dicha penalización es similar a la impuesta por el no suministro de energía tal como se detalla en los apartes siguientes.

La penalización por incumplimiento deliberado se ha estructurado como:

$$PIm_i = T_i * R_i * C_{RNS} \quad (3.42)$$

$$T_i \in \mathbb{N} \quad T_i \geq 1$$

Donde:

$PIm_i$  (\$) = penalización por incumplimiento deliberado en la prestación del servicio de regulación de frecuencia.

$T_i(h)$  = tiempo estipulado en que la unidad  $i$  debía haber prestado el servicio de regulación de frecuencia. Este tiempo se aproxima siempre al siguiente entero positivo, por ejemplo si el tiempo requerido fue 0.7 horas  $T_i = 1$  hora .

$R_i(MW)$  = reserva de la unidad  $i$  (6% de la capacidad de la unidad  $i$ ).

$C_{RNS} \left( \frac{\$}{MWh} \right)$  = costo de la reserva no suministrada.

$C_{RNS} \left( \frac{\$}{MWh} \right) \approx C_{ENS} \left( \frac{\$}{MWh} \right)$  = costo de la energía no suministrada en el mercado eléctrico mayorista.

En la reglamentación eléctrica dominicana no se tiene establecido un costo oficial de la reserva o energía no suministrada en el mercado mayorista. Sin embargo, la experiencia internacional señala que es plausible asumir que el costo de la energía no suministrada se valore a la tarifa ( $Tar$ ) multiplicada por un número entero de veces ( $K$ ), así:

$$C_{ENS} = Tar * K \quad (3.43)$$

$Tar$  se refiere a la tarifa del mercado eléctrico mayorista, por ende debe ser entendida como el costo marginal de la energía ( $CMg$ ) en dicho mercado.

$K$  se encuentra en un rango entre 2 y 35. Típicamente para países con estructuras similares a la de República Dominicana,  $K$  toma el valor de 30<sup>12</sup>. De ahí que finalmente  $PIm_i$  queda expresado como:

$$\begin{aligned} PIm_i &= T_i * R_i * CMg * K \\ T_i &\in \mathbb{N} \quad T_i \geq 1 \\ K &\approx 30 \end{aligned} \quad (3.44)$$

En el caso fortuito en que una unidad sufra averías en el regulador de frecuencia y se vea imposibilitada para prestar el servicio; ésta debe informar en tiempo real al OC tanto de la avería como la programación de las diferentes reparaciones o arreglos, esto con el fin de que una vez el OC haya dado su aval al informe, a la unidad se le conceda un periodo de gracia en el cual no se le exigirá la prestación del servicio de regulación de frecuencia. La duración de este periodo estará ligada al tiempo que tomen las diversas reparaciones.

Si bien a la unidad averiada se le otorgará un periodo de gracia, es importante resaltar que dicho otorgamiento estará sujeto a que la unidad afectada sea sustituida por otra unidad que tenga la capacidad de prestar el servicio de regulación frecuencia mientras se realizan las reparaciones. Se debe tener en cuenta que la unidad sustituta tiene que aumentar su reserva de tal forma que cumpla con los requisitos obligatorios tanto propios como de la unidad sustituida.

El compromiso de sustitución y prestación del servicio de regulación de frecuencia por el tiempo de las adecuaciones debe ser formalizado mediante un acuerdo o contrato entre los generadores donde conste que el generador que está siendo reemplazado es responsable por todos los costos inherentes a la sustitución. Además, en este acuerdo debe quedar explícito que el generador sustituto es responsable por la provisión efectiva del servicio de regulación de frecuencia. En el caso en que este falle en la prestación del servicio, el generador sustituido será el responsable de compensar al sistema por el incumplimiento deliberado. Es necesario que la unidad que presenta la avería remita al OC junto con el informe de los daños, el acuerdo debidamente suscrito sea que se este otorgue oficialmente el periodo de gracia.

En el caso en que la unidad afectada no reporte oportunamente la falencia del regulador de frecuencia y/o no suscriba el acuerdo de sustitución para la prestación del servicio de regulación de frecuencia y deba prestar el servicio y, por lo tanto, no lo haga se verá sometida a las penalizaciones por incumplimiento deliberado.

El incumplimiento deliberado de dos (2) o más veces, por parte de un generador con las obligaciones de prestación del servicio de regulación de frecuencia debe ser reportado por el OC y el CCE a la autoridad legal competente para que se apliquen las sanciones pertinentes; esto sin que exima al generador de cumplir con los pagos por incumplimiento.

---

<sup>12</sup> Ursea, Oficina de Planeamiento y Presupuesto – Presidencia de la República Oriental del Uruguay, “Estudio de Estimación del Costo de la Energía No Suministrada en el Sector Eléctrico de Uruguay”, 2004.

Incluso en el caso de incumplimiento reiterado, es decir, más de dos (2) veces, se debe eximir a la planta de generación del proceso de despacho hasta tanto no demuestre ante el OC que puede prestar de manera efectiva tanto el servicio de generación como de reserva.

### 3.3.3.3.6 Resumen

A manera de resumen respecto a la estructura formulada es importante puntualizar algunos importantes aspectos que se deben tener presentes:

- Todos los agentes generadores son responsables por la prestación del servicio de regulación de frecuencia y no recibirán una compensación independiente por la prestación del servicio tal como está determinado en la actualidad, sino que se les pagará un precio mayor (costo marginal) por la generación de energía. Adicionalmente, una mayor cantidad de plantas se verán abocadas a participar en la generación de energía.
- El uso efectivo de la reserva que requiera el sistema eléctrico dominicano se dará en el orden en que se realiza el despacho de la energía eléctrica.
- El servicio de regulación de frecuencia se maneja como un servicio agregado de tal modo que no es necesario que exista ni una separación, ni un mercado específico de regulación primaria y secundaria de frecuencia. El servicio tal como se formuló contempla ambas regulaciones.
- El servicio de regulación de frecuencia agregado en conjunto con la forma de compensación por la prestación del servicio hace que ya no sea indispensable y deba desaparecer el incentivo para regulación de frecuencia y el factor de eficiencia tal como están estipulados actualmente en la normativa. Sin embargo, es significativo señalar que intrínsecamente en la estructura planteada los proveedores de energía tienen un incentivo para disponer los recursos necesarios y prestar el servicio de regulación de frecuencia ya que por la energía generada se le reconoce un mayor precio. Adicionalmente, respecto a la ineficiencia o la no prestación del servicio los agentes se verán afectados ya que recibirán una penalización por este concepto.

Finalmente, cabe resaltar que la co-optimización permite simular cualquier escenario con respecto a la regulación primaria de frecuencia. Es posible formular un esquema de competencia total haciendo  $R_{\min i} = 0$ , pero como para el caso dominicano se recomienda obligatoriedad en la regulación primaria de frecuencia  $R_{\min i} \neq 0$ . Así para este último escenario de obligatoriedad, la co-optimización programa la regulación secundaria de frecuencia.

### 3.3.3.4 Valor del incentivo y de los parámetros IE1 y IE2

En la actualidad la normativa referente al servicio de regulación de frecuencia establece un incentivo para regulación de frecuencia ( $IR$ ), cuyo valor (US\$/MWh) será fijado

anualmente por la SIE. Este incentivo es uno de los componentes por compensación de regulación de frecuencia (ver sección 3.3.3.1).

Adicionalmente a este incentivo, la calidad de la regulación de frecuencia se determina con base al factor de eficiencia dado por (artículo 405 del RGLE):

$$IndEficiencia = \sum_i |FrecNom - FrecReal_i| * 10 \quad (3.45)$$

Donde:

$FrecNom = 60 \text{ Hz}$

$FrecReal =$  lectura de la frecuencia cada 10 seg.

$Factor\_Eficiencia = 0.0$  Si  $IndEficiencia > IE1$

$Factor\_Eficiencia = 0.5$  Si  $IE2 < IndEficiencia < IE1$

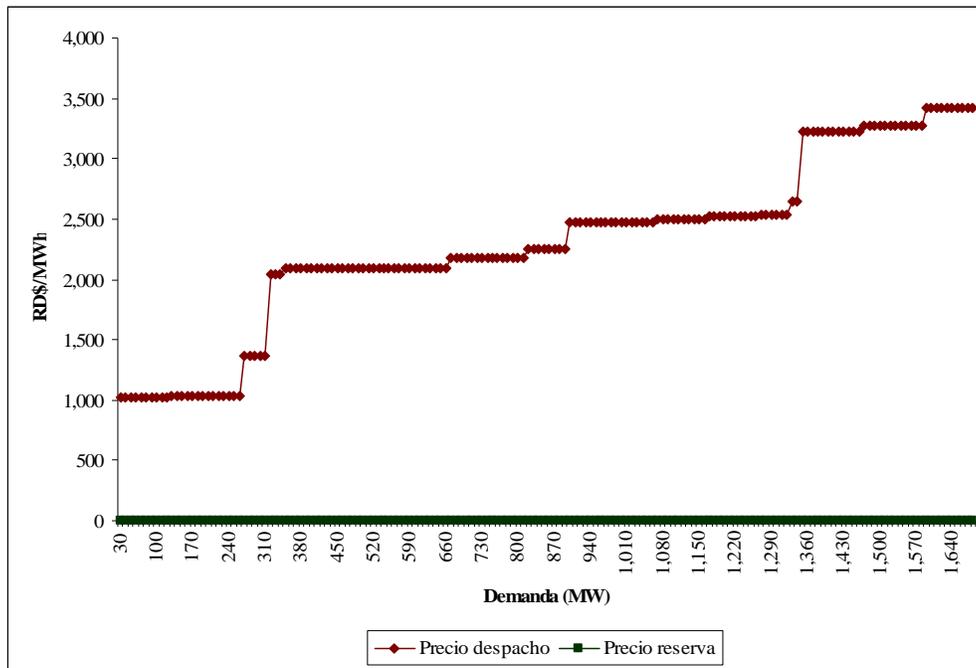
$Factor\_Eficiencia = 1.0$  Si  $IndEficiencia < IE2$

Sin embargo, tal como se expuso en la sección 3.3.3.3, con el modelo de co-optimización propuesto para el servicio de regulación de frecuencia, tanto el factor de eficiencia para la calidad de la regulación de frecuencia como el incentivo para regulación quedan integrados en dicho modelo, es decir, el modelo reemplaza a estos conceptos por ende ya no tienen cabida en este esquema. Así que la Consultoría más que determinar el valor del incentivo y de los parámetros IE1 y IE2, desarrolló un cálculo alternativo con el fin de establecer la ganancia que tendrían las unidades generadoras al participar en la regulación de frecuencia, es decir, contabilizar los ingresos adicionales por mantener un margen de reserva para ser despachada cuando el sistema así lo requiera.

Para el cálculo señalado se formularon dos escenarios:

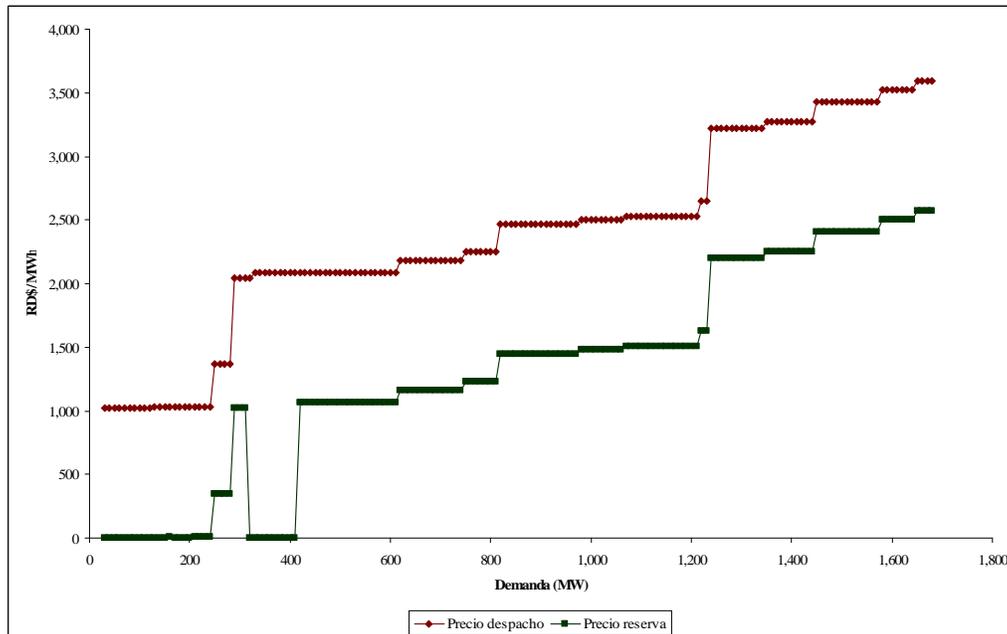
- Primer escenario: todas las unidades de generación pueden producir energía hasta su capacidad máxima de generación sin destinar una porción de su capacidad para regulación de frecuencia por lo tanto  $R_{\min i} = R_{\max i} = 0$ .
- Segundo escenario: todas las unidades involucradas en la generación deben obligatoriamente reservar una porción de su capacidad para regulación de frecuencia, es decir, cumplir con las condiciones descritas en la sección 3.3.3.3.

A partir de la información disponible de las plantas de generación se simularon ambos escenarios variando la demanda del sistema. Los costos marginales resultantes a partir de la minimización de los costos de producción para el primer escenario se muestran en la Figura 3.20, mientras que dichos costos para el segundo escenario se presentan en la Figura 3.21.



Fuente: Consultor

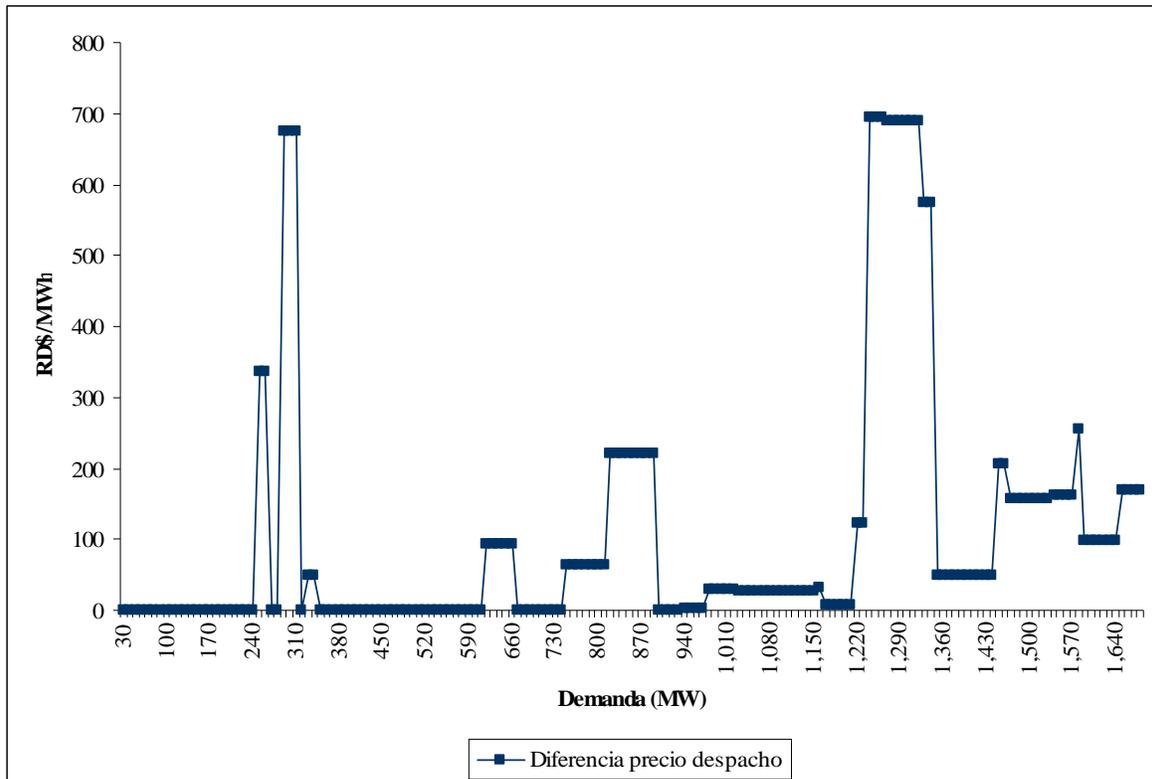
**Figura 3.20 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano (primer escenario)**



Fuente: Consultor

**Figura 3.21 Precio de la energía y reserva para el mercado eléctrico dominicano (segundo escenario)**

Al comparar el precio de la energía en el primer escenario frente al segundo escenario (ver Figura 3.22), se evidencia que a nivel global el precio es superior en este último escenario, lo cual es coherente con el planteamiento del modelo de co-optimización cuando la reserva es mandataria ya que a los generadores se les reconoce un precio mayor por la energía producida a cambio de la reserva para regulación de frecuencia. La diferencia de precios entre los escenarios puede interpretarse como el incentivo para regulación de frecuencia que tendrían los generadores para prestar el servicio.



Fuente: Consultor

**Figura 3.22 Diferencia del precio de la energía (segundo escenario frente al primer escenario)**

Considerando el caso puntual en que la demanda y por lo tanto la generación de energía es de 1,680 MW, se tiene que para el primer escenario el precio de la energía es 3,426.34 RD\$/MWh mientras que el precio para el segundo escenario es 3,596.17 RD\$/MWh por lo tanto la diferencia entre estos precios (segundo escenario frente al primer escenario) es de 169.83 RD\$/MWh, es decir, 5.13<sup>13</sup> US\$/MWh. Esta última cifra muestra que los generadores tienen un aliciente superior a los cinco (5) dólares americanos por cada MW generado por hora para reservar una porción de su capacidad de producción para regulación

<sup>13</sup> Tasa de conversión: un (1) peso dominicano equivale a 33.0934 dólares americanos (Fuente: Banco Central de la República Dominicana, Departamento Internacional, Tasas de Cambio, 2006).

de frecuencia. Al contrastar este aliciente con el valor del incentivo fijado por la SIE para el año 2006 cuyo valor fue de 7.69 US\$/MWh, se observa que si bien el aliciente es inferior se encuentra dentro del orden de magnitud del incentivo reglamentado solo que este aliciente es producto del accionar propio del mercado eléctrico.

Sin embargo, cabe resaltar que el incentivo establecido actualmente en la normativa cobija únicamente al margen de reserva asignado para regulación de frecuencia mientras que con el esquema propuesto el incentivo abarca toda la producción de energía incluida la reserva usada para regulación de frecuencia, por ende en términos reales el modelo de co-optimización da incentivos sustancialmente mayores frente a los otorgados por el régimen actual. Lo cual es plausible asimilar como una motivación que tienen los generadores para la prestación efectiva del servicio de regulación de frecuencia.

Puntualizando, los resultados de la comparación entre los dos escenarios ratifican que en el modelo propuesto para regulación de frecuencia existe un incentivo o ganancia efectiva que está inmersa dentro del precio de la energía, lo cual contrasta con el incentivo para regulación establecido en la normativa el cual se fija de manera exógena.

### **3.3.3.5 Transición hacia el modelo de co-optimización para regulación de frecuencia**

El modelo propuesto para el manejo del servicio de regulación de frecuencia, detallado en la sección 3.3.3.3, plantea un reto para los entes reguladores y gubernamentales desde el punto normativo ya que su adopción impone una reforma frente al esquema actual, la cual se traduce en modificaciones al “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad” que deben ser aprobadas por el Congreso Nacional de República Dominicana y sancionadas por el Poder Ejecutivo.

Si bien este no es un proceso inmediato, en el mediano plazo debe realizarse dada la actual insuficiencia en la prestación del servicio y la gran importancia del servicio para el efectivo y confiable funcionamiento del sistema eléctrico, tal como se esbozó en las secciones precedentes. Teniendo presente estos aspectos y el hecho de que es necesario realizar un proceso divulgativo en el que se de a conocer a los agentes la nueva estructura, se considera que un tiempo prudencial para que se de la reglamentación e implementación del esquema propuesto es tres (3) años contados a partir de la finalización de la presente Consultoría.

Este periodo de tres (3) años puede verse como una etapa de oficialización y socialización del modelo de co-optimización, de tal manera que a su término se garantice la prestación oportuna y continua del servicio de regulación de frecuencia. Sin embargo, surge un interrogante acerca de cuales deben ser los lineamientos para asegurar una adecuada prestación del servicio mientras se logra la implementación de la estructura propuesta, así que una opción viable, tanto a nivel práctico como normativo, es que siga manteniendo el esquema actualmente reglamentado (ver sección 3.3.3.1), en el cual se ha estipulado la obligatoriedad del servicio de regulación de frecuencia, pero ejerciendo un control más continuo y regular, en el que se verifique que el servicio se está prestando realmente, esto a la luz de las compensaciones que reciben los agentes generadores por la regulación de

frecuencia. Esto implica que los entes de regulación, vigilancia y control deben exhortar activamente y asegurar que las unidades de generación se ciñan a lo estipulado en el “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad” para el servicio de regulación de frecuencia.

Lo anterior conlleva a que el OC fije y asegure la reserva rodante necesaria para el sistema tomando como base la lista de méritos de las unidades de generación, es decir, que de acuerdo con el orden de mérito, las plantas tienen que disponer y mantener el margen de reserva rodante asignado para la regulación de frecuencia. Sustentado en el RLGE, esta situación apunta a que según la lista de méritos para cada unidad de generación seleccionada sea imperativo involucrarse y prestar el servicio de regulación de frecuencia.

La asignación de la reserva rodante implica que el OC en la programación del despacho de energía, el cual sigue la metodología de costo mínimo, deberá tener en cuenta que las plantas no pueden vender tanta energía como ellos están en capacidad de hacerlo, debido a que estas están en la obligación de mantener disponible la cantidad de reserva que les fue fijada. A raíz de esta situación se hace evidente que más unidades de generación se verán abocadas a involucrarse en el proceso de despacho. A esta circunstancia se le suma al hecho de que el OC tiene la potestad de que en el caso de no contar con suficientes unidades despachadas para regular frecuencia puede disponer la entrada de unidades más caras para realizar la regulación de frecuencia.

Si bien es importante la planeación adecuada del despacho y de la reserva, la exhortación y control de la prestación del servicio de regulación de frecuencia, adicionalmente debe existir un incentivo que verdaderamente estimule o motive la prestación del servicio de regulación porque en la actualidad el incentivo reglamentado no está cumpliendo con este propósito. Una opción viable desde el punto de vista normativo y táctico, para lograr este objetivo es que el incentivo por regulación de frecuencia no sea un valor anual estático fijado exógenamente sino que por el contrario varíe de acuerdo al comportamiento del mercado eléctrico. Lo anterior implica establecer una formulación o metodología para el cálculo del incentivo tal como se señala a continuación.

$$\begin{aligned}
 I_{t,i} &= \Delta CMg(t) * R_{Desi}(t) \\
 CompRPF_{t,i} &= (\Delta CMg(t) + (CMg_R(t) - CVP_i)) * R_{Desi}(t) \quad (3.46) \\
 \Delta CMg(t) &= |CMg_R(t) - CMg_{SR}(t)|
 \end{aligned}$$

Donde:

$I_{t,i}$  = incentivo para regulación de frecuencia en la hora  $t$  para el generador  $i$ .

$CompRPF_{t,i}$  = compensación por regulación de frecuencia al generador  $i$  en la hora  $t$ .

$\Delta CMg(t)$  = variación absoluta del precio de la energía (costo marginal) cuando las máquinas aportan reserva frente a cuando no lo hacen en la hora  $t$ .

$CMg_{SR}(t)$  = costo marginal de la energía sin reserva en el sistema en la hora  $t$ .

$CMg_R(t)$  = costo marginal de la energía con reserva en el sistema en la hora  $t$ .

$CVP_i$  = costo variable de producción de la unidad  $i$  en la hora  $t$ .

$R_{Des}(t)$  = cantidad de reserva despachada por la unidad  $i$  en la hora  $t$ .

Esta metodología a ser aplicada durante la transición, no implica modificaciones profundas al RGLE por ello su reglamentación debe ser dada por la SIE mediante resolución. Si bien la SIE tiene la responsabilidad de normalizar el incentivo horario, en la práctica el OC tiene el compromiso del cálculo de dicho incentivo puesto que este ente es el responsable de cuantificar las diferentes compensaciones por regulación de frecuencia estipuladas por el RLGE (ver sección 3.3.3.1).

Como durante el periodo de transición se van a seguir con los lineamientos actuales del RLGE, se considera el factor de eficiencia contemplado para la determinación de la calidad de la regulación de frecuencia debe seguir adoptando un valor igual a uno (1).

Adicionalmente, un aspecto de suma importancia que debe desarrollarse durante el periodo de transición, radica en el hecho de que las plantas de generación que no estén en óptimas condiciones para regular frecuencia realicen las adecuaciones pertinentes con el fin de mejorar su capacidad de regulación.

Otro importante cuestionamiento que surge respecto al modelamiento del servicio de regulación de frecuencia durante el periodo de transición, es la actuación de los entes de regulación y control frente al incumplimiento en la prestación del servicio. Una alternativa factible es que cuando se detecte la no prestación del servicio, se suspendan las respectivas compensaciones por regulación de frecuencia que reciben los agentes, pero adicionalmente los generadores indemnicen al sistema eléctrico por los perjuicios ocasionados a partir de su incumplimiento. Esta indemnización busca compensar al sistema por la reserva no suministrada por lo tanto su forma funcional debe ser la detallada en la sección 3.3.3.3.

Estas penalizaciones se pueden considerar como resultados de la gestión regulatoria y de control por lo cual se hace viable que la SIE las reglamente y haga cumplir mediante la vía regulatoria plasmándolas en una resolución.

### 3.3.4 Servicio de Regulación de Voltaje

#### 3.3.4.1 Reglamentación del servicio de regulación de voltaje

Para el mercado eléctrico de República Dominicana se tiene establecido que el servicio de control de voltaje debe realizarse con recursos de las unidades generadoras y con recursos de otras fuentes (ETED). Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de generación, transmisión y distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de barras y factor de potencia establecidos por el RLGE (artículo 232 del RLGE).

A las empresas generadoras de energía se les obliga a (artículo 204 y 232 del RLGE):

- Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas, dadas por la curvas de capacidad para la máxima capacidad de refrigeración.
- Generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de barra adecuados. En el estado normal, la tensión de las barras de carga deberá mantenerse dentro del más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) sobre la tensión de operación.
- Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad mencionada anteriormente durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- Mantener la tensión en barras que le solicite el OC.

Adicionalmente, ETED debe poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria.

Al igual que para los servicios de regulación de frecuencia se tiene estipulado que para los servicios de control de voltaje el OC realizará mensualmente las transacciones económicas correspondientes a la valorización de energía reactiva y compensación por regulación de tensión, entre agentes del mercado eléctrico mayorista. Es decir, que por la prestación de los servicios de control de voltaje se tienen definidas unas compensaciones tal como se señala a continuación. El detalle de estas compensaciones se presenta en el Anexo B.

- Máquinas termoeléctricas despachadas al mínimo técnico por regulación de tensión y aporte de energía reactiva (Artículo 373 del RLGE).
- Máquinas termoeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso (Artículo 374 del RLGE).

- Máquinas Hidroeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso (Artículo 375 del RLGE).
- Máquinas hidroeléctricas operando como compensadores sincrónicos (Artículo 376 del RLGE).
- Máquinas termoeléctricas o hidroeléctricas con entrega de energía reactiva inferior a la energía reactiva base (Artículo 377 del RLGE).
- Consumos de empresas de distribución, generación o usuario no regulado (UNR) (Artículo 378 del RLGE).
- Equipamiento para control de tensión de ETED (Artículo 379 del RLGE).
- Equipamiento para control de tensión de otras empresas (Artículo 380 del RLGE).
- Determinación de los pagos mensuales entre agentes del mercado eléctrico mayorista (Artículo 381 del RLGE).
- Determinación del costo unitario del equipamiento de compensación reactiva estática. (Artículo 382 del RLGE)

### 3.3.4.2 Prestación del servicio de regulación de voltaje

Desde el punto de vista del mercado eléctrico, los servicios de control de voltaje han hecho parte de las transacciones económicas realizadas en dicho mercado para el año 2006, es decir, que las empresas han recibido retribuciones o compensaciones efectivas por la prestación de dichos servicios tal como se observa en la Tabla 3.10, la cual presenta un resumen de las transacciones económicas.

**Tabla 3.10 Resumen transacciones económicas para al año 2006**

Transacciones (MRD\$)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Transacciones Económicas de Energía	310.0	510.8	571.7	294.3	411.8	436.2	457.1	482.9	716.2	699.5	396.2	269.1	5,555.7
Transacciones Económicas de Potencia	111.1	118.3	107.3	93.3	102.7	103.1	97.1	106.5	106.6	109.4	117.1	117.4	1,289.8
Pagos de Generadores por Derecho de Conexión	150.6	149.5	181.1	171.8	172.4	172.3	181.0	178.5	171.6	180.8	170.0	172.1	2,061.7
Transferencias por Derecho de Conexión	41.3	41.6	46.4	39.9	43.2	42.6	41.4	44.5	42.7	45.7	45.4	46.1	520.8
Servicio de Regulación de Frecuencia	51.7	29.3	9.2	17.7	22.0	17.6	26.5	29.6	31.0	25.8	23.1	22.1	305.5
Aplicación de la Resolución SIE 03-2006	2.4	7.7	13.3	24.4	51.1	118.6	67.8	23.1	26.3	105.4	74.2	17.1	531.3
<b>Total</b>	<b>667.2</b>	<b>857.2</b>	<b>928.9</b>	<b>641.5</b>	<b>803.1</b>	<b>890.4</b>	<b>870.9</b>	<b>864.9</b>	<b>1,094.3</b>	<b>1,166.6</b>	<b>825.9</b>	<b>643.9</b>	<b>10,254.8</b>

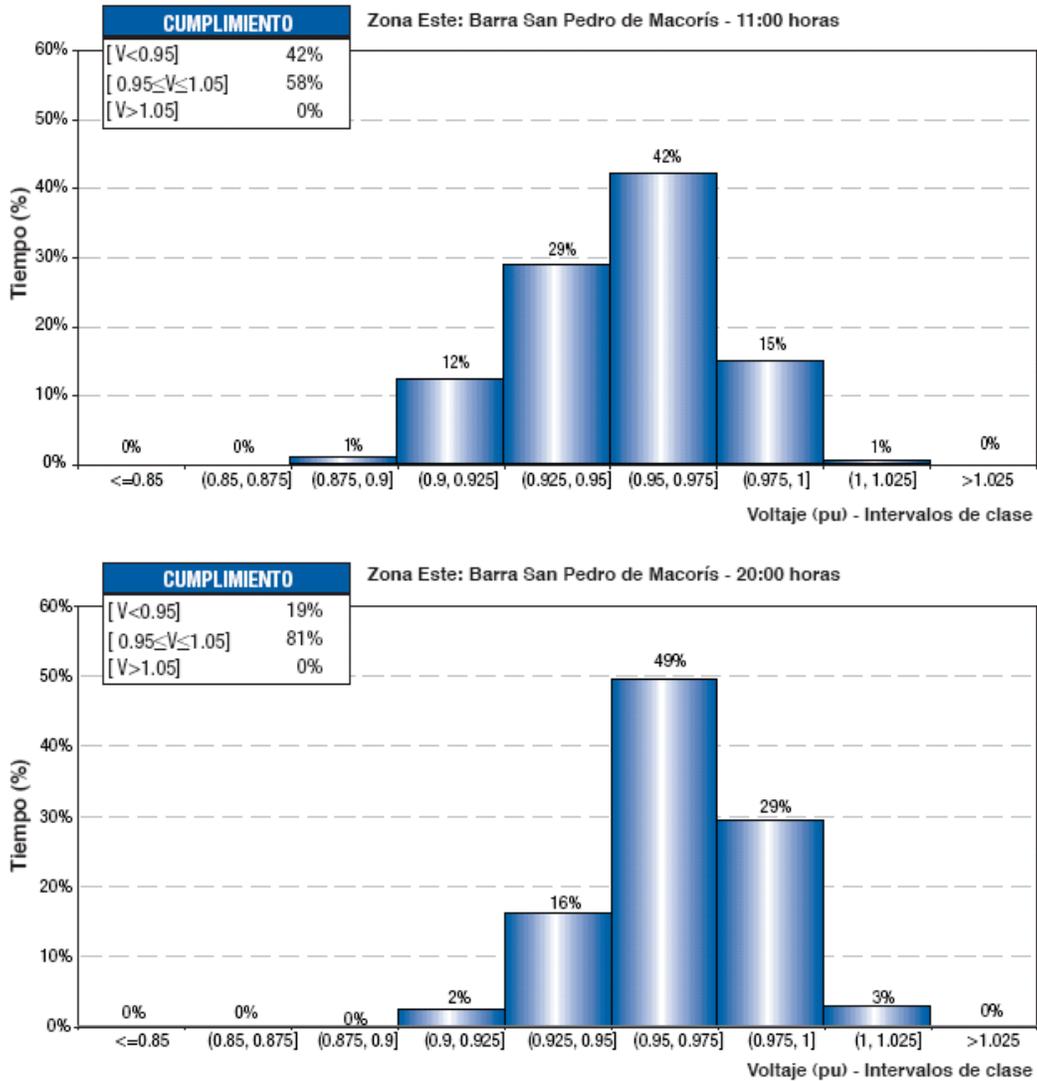
  

Transacciones (%)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
Transacciones Económicas de Energía	46.5	59.6	61.5	45.9	51.3	49.0	52.5	55.8	65.4	60.0	48.0	41.8	54.2
Transacciones Económicas de Potencia	16.7	13.8	11.5	14.5	12.8	11.6	11.1	12.3	9.7	9.4	14.2	18.2	12.6
Pagos de Generadores por Derecho de Conexión	22.6	17.4	19.5	26.8	21.5	19.4	20.8	20.6	15.7	15.5	20.6	26.7	20.0
Transferencias por Derecho de Conexión	6.2	4.8	5.0	6.2	5.4	4.8	4.8	5.1	3.9	3.9	5.5	7.2	5.1
Servicio de Regulación de Frecuencia	7.7	3.4	1.0	2.8	2.7	2.0	3.0	3.4	2.8	2.2	2.8	3.4	3.0
Aplicación de la Resolución SIE 03-2006	0.4	0.9	1.4	3.8	6.4	13.3	7.8	2.7	2.4	9.0	9.0	2.6	5.2
<b>Total</b>	<b>100.0</b>												

Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

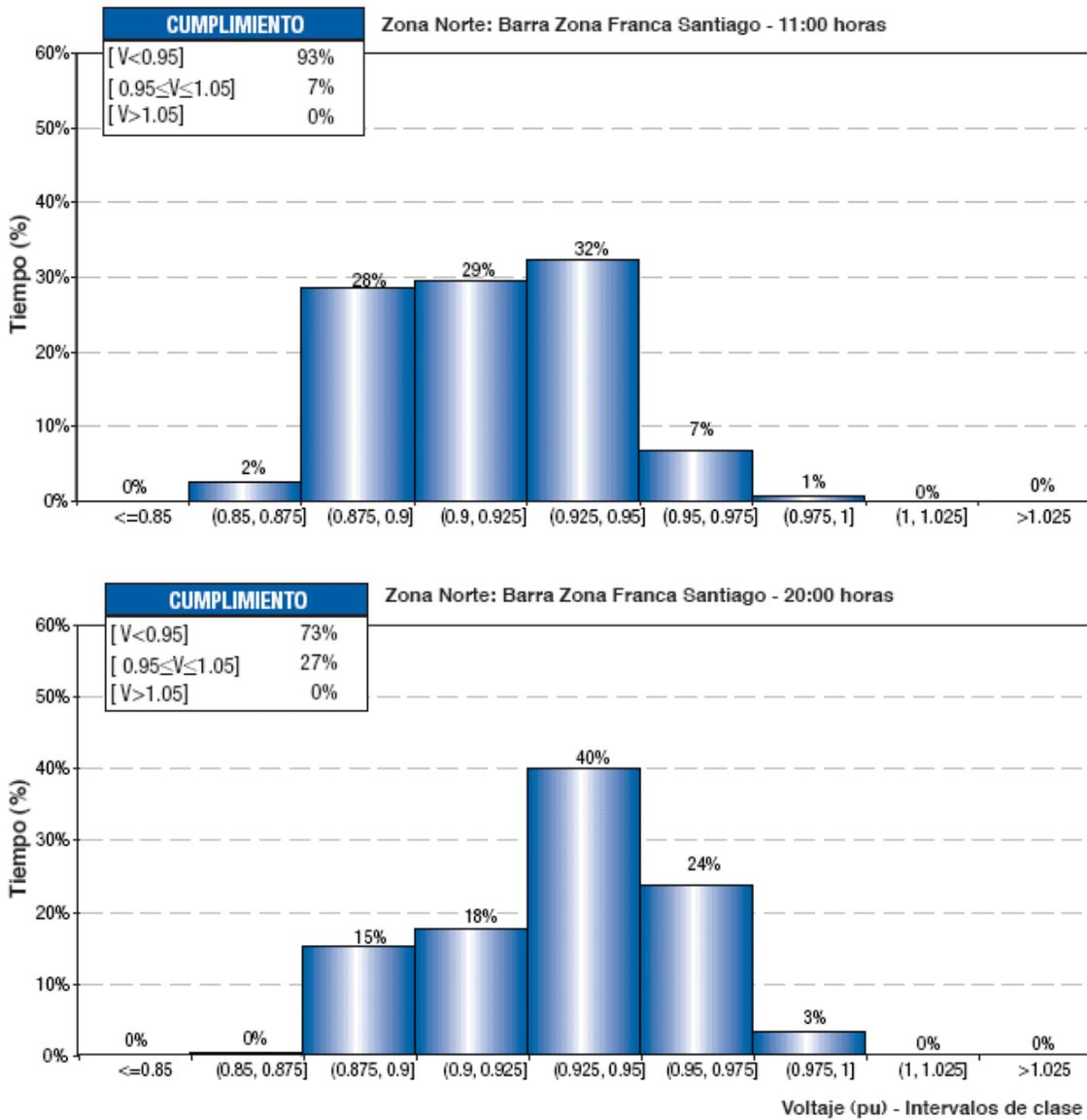
Desde el punto de vista técnico y tal como se mencionó anteriormente, para los servicios de control de voltaje la normativa establece que las empresas generadoras de energía están obligadas a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de barra adecuados. Adicionalmente, en estado normal, la tensión de las barras de carga deberá mantenerse dentro del más o menos cinco por ciento ( $\pm 5\%$ ) sobre la tensión de operación.

Al observar el comportamiento de la tensión, es decir, detallar el rango de variación de la tensión (por lo menos al nivel de las subestaciones más representativas) frente las condiciones mencionadas anteriormente (ver histogramas presentados en la Figura 3.23, la Figura 3.24, la Figura 3.25 y la Figura 3.26) se evidencia que a nivel general no se está cumpliendo con la exigencia de la normativa relacionada con que la tensión debe permanecer entre  $\pm 5\%$  de la tensión nominal. En promedio se tiene que para las mediciones de realizadas a las 11:00 a.m solo el 35% se mantuvo dentro del rango permitido mientras que para las mediciones de las 8:00 p.m, si bien el porcentaje mejora al 54% dista de ser óptimo.



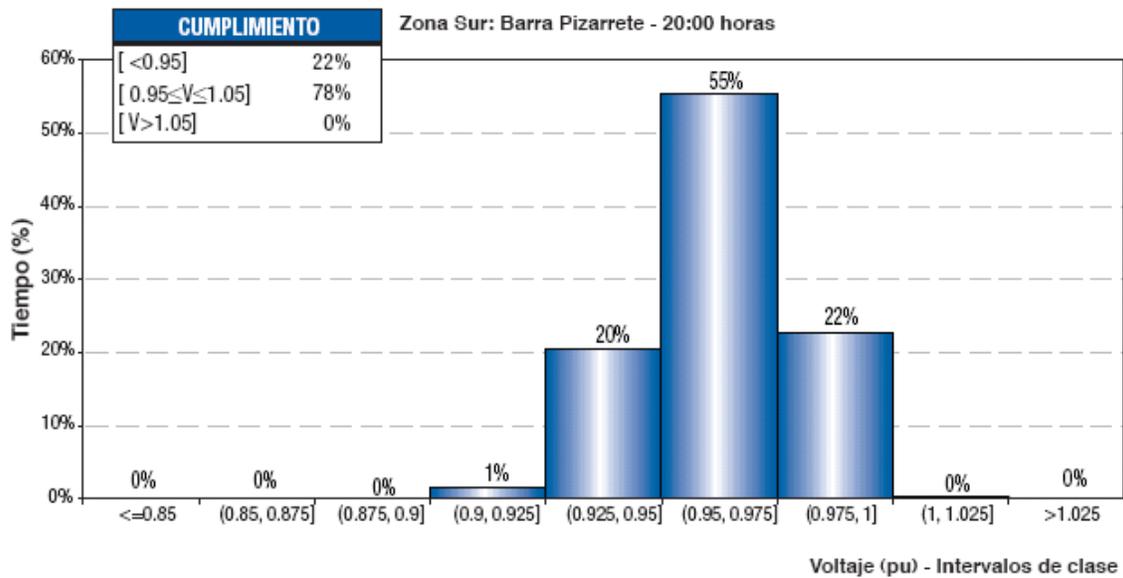
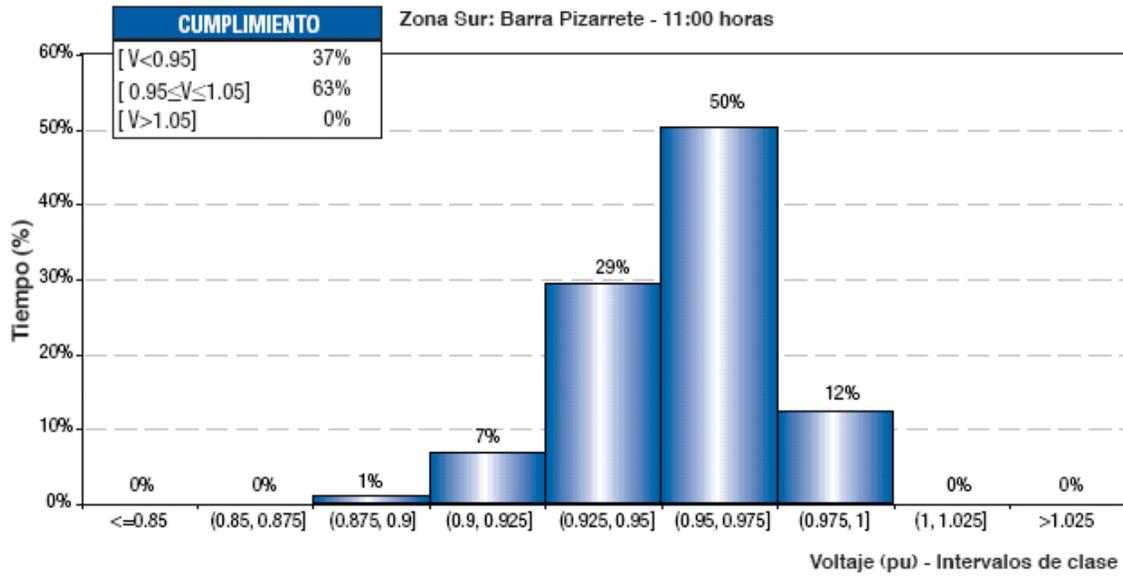
Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

**Figura 3.23 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – San Pedro de Macoris (Zona Este)**



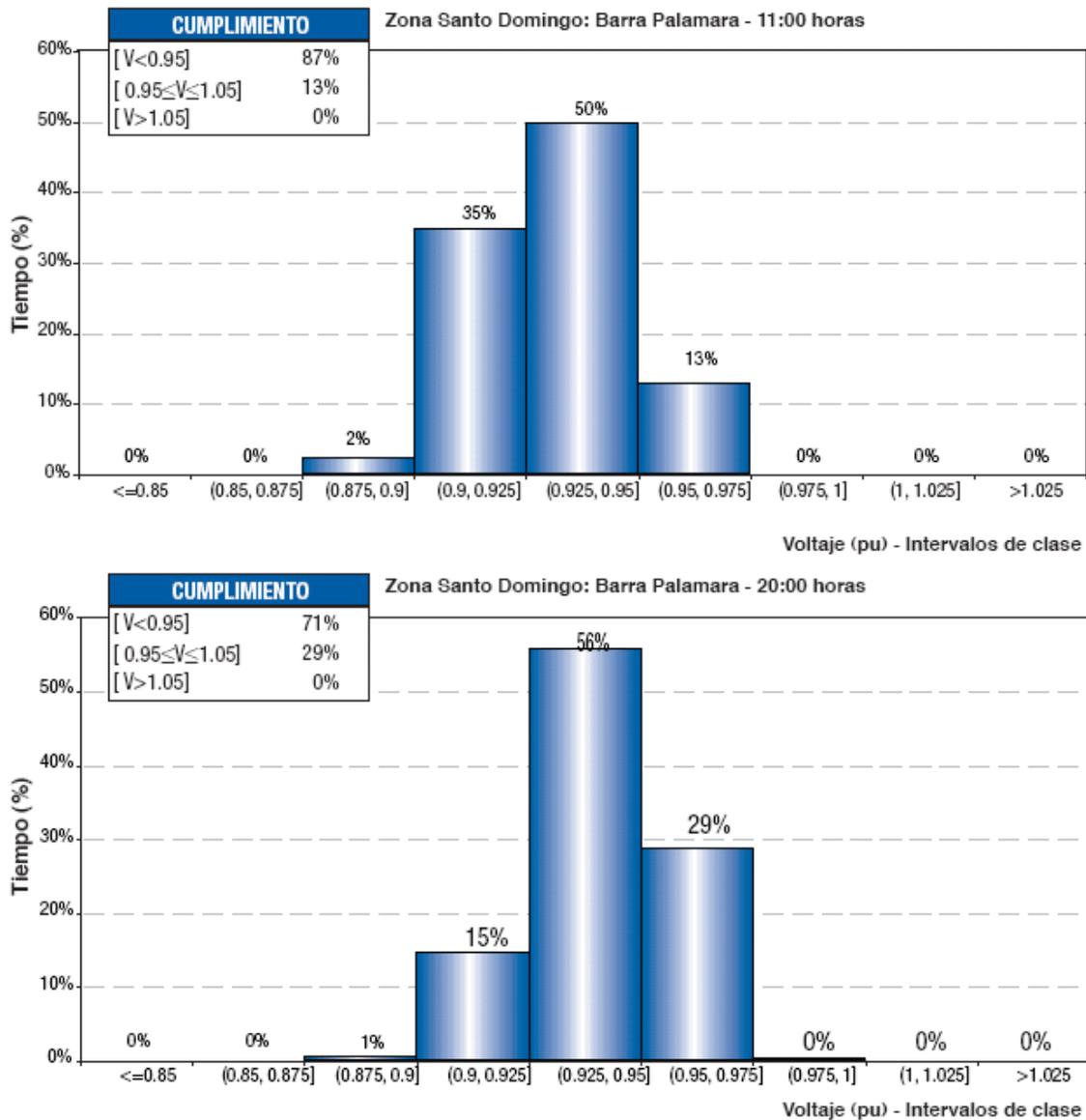
Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

**Figura 3.24 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Zona Franca Santiago (Zona Norte)**



Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

**Figura 3.25 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Pizarrete (Zona Sur)**



Fuente: Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

**Figura 3.26 Distribución de tensión en la barra de 138 kV – Palamara (Zona Santo Domingo)**

Los hechos mencionados anteriormente son un inconveniente sobre el cual el OC<sup>14</sup> señala que se debe tomar especial atención ya que esto puede repercutir en problemas bastante serios como lo es un colapso del voltaje que afecta de manera directa al sistema eléctrico dominicano. Por ello se hace primordial que se implementen las medidas señaladas en los “Estudios Eléctricos de: Compensación Reactiva y Perfiles de Tensión, Cortocircuito y

<sup>14</sup> Organismo Coordinador, Memoria Anual, 2006.

Coordinación de Protecciones, Estabilidad y Relevos de Carga y Planeamiento de la Expansión del SENI” desarrollados por Mejía Villegas S.A para el Organismo Coordinador y que la fue actualizado por el OC y ETED en el año 2006:

- Del informe actualizado se requiere la instalación de 175 Mvar en las redes de distribución y 280 Mvar en las redes de transmisión.
- Instalación de 4 transformadores de 138/69 kV y una unión de barras
- Elaborar un plan de deslastre de carga (botes de carga) en condiciones de emergencia

La implementación de instalación de Mvar del estudio nuevo realizado por el OC y ETED está en ejecución: En la actualidad se están instalando 40 Mvar en la S/E Zona Franca Santiago, 20 Mvar en la S/E Canabacoa, 20 Mvar en la subestación Haina. Por otro lado EDEESTE ya instaló 50 Mvar entre el 2006 y 2007, por su parte EDESUR y EDENORTE están implementando la instalación de los bancos. Se espera que al final de este año se instale el 20% de Mvar pendientes en el sistema de transmisión para completar lo requerido.

De acuerdo con la Memoria del OC 2006, la capacidad instalada en equipos de compensación reactiva es de 122,2 Mvar capacitivos y 55 Mvar inductivos, aunque la capacidad disponible llega a 115,2 Mvar capacitivos y 55Mvar inductivos. De esta capacidad disponible, ETED posee 30,2 Mvar capacitivos.

Por otro lado, en cuanto al plan de deslastre de carga, en la Memoria 2006 del OC se indica que el sistema de transmisión cuenta con un esquema de deslastre de carga que está implantado por medio de relés de baja frecuencia y bajo voltaje en las subestaciones de origen para algunas líneas a 69 kV que permite desconectar la carga automáticamente, estas subestaciones son:

<b>Subestación</b>	<b>Línea</b>
Haina 69 kV	Refinería
Hainamosa 69 kV	Invivienda
Hainamosa 69 kV	Dajao
Palamara 69 kV	Bayona
Palamara 69 kV	Falconbridge
Pizarrete 69 kV	Santo Domingo
Romana 69 kV	Higüey
Romana 69 kV	El Pintado
Villa Duarte 69 kV	Invivienda

En cuanto a los requerimientos de la expansión del sistema de transmisión en el nivel de tensión de 138 kV, la ETED durante el año 2006 inició a su Proyecto Segundo Anillo en 138 kV para Santo Domingo, el que comprende la construcción de la nueva subestación en el Ensanche Paraíso, instalación de equipos adicionales de transformación 138/69 kV en la subestación Metropolitano y 138/12,47 kV en las subestaciones UASD y César Nicolás Penson —que, en conjunto, incrementarán la capacidad de transformación del SENI en 280 MVA y los siguientes tramos de línea en 138 kV.

- Itabo – UASD
- Matadero – UASD
- UASD – CNP (César Nicolás Penson)
- CNP – Timbeque
- CNP – Metro
- Metro – Paraíso

ETED también inició la construcción de la línea de transmisión a 345 kV entre las subestaciones Julio Sauri y El Naranjo y las subestaciones Sánchez, El Brisal y Elías Piña que acrecentarán la capacidad de transformación del SENI en 64 MVA. Así mismo terminó la ejecución de la Tercera Etapa del Sistema SCADA del Centro Control de Energía.

Si bien es necesario realizar ajustes de carácter técnico también es importante reevaluar o tomar en consideración algunos aspectos de la reglamentación de los servicios de control de voltaje ya que tal como lo exponen los resultados del “Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano”, Informe – Capítulo III – Servicios Auxiliares y Costos Variables el modelo dominicano presenta ciertas debilidades que se esbozan a continuación:

- Los límites de potencia reactiva se deben establecer controlando lo que sucede en un tiempo corto y no en un paso mensual como se realiza. Es aconsejable que el control de voltaje se efectúe a los consumos en periodos de 15 minutos y considerando como referencia el valor de factor de potencia de 0.90 (valor internacionalmente aceptado).
- El control de voltaje debe dar indicios de falta de capacidad y por ende extenderse a un periodo largo que sea consistente con la utilización en pocas circunstancias del equipamiento.
- Se aplica un ajuste de los saldos deudores de manera que se igualen a los acreedores. Por esencia ambos debiesen ser iguales, excepto cuando existe una pérdida de calidad. Si el saldo acreedor es menor que el saldo deudor es porque el sistema en su conjunto ha utilizado reservas existentes y no solo lo que las han provisto que han cobrado lo

que corresponde. Si el saldo acreedor es superior al deudor es porque costo más que lo que se le pretendió cobrar a los deudores y es correcto que se le incremente.

- Las penalizaciones por bajo factor de potencia no son lo suficientemente superiores a la anualidad de instalar un equipo de compensación de reactivo y es posible que existan incentivos a pagar las penalizaciones en vez de instalar compensación.
- No existen niveles de penalización por ausencia de equipos dedicados al control de tensión, los cuales debe estar en función de los periodos de control de tensión (15 minutos), en función de los costos anuales (u horarios) de los equipos y en función del nivel de daño evaluado que puede ocasionar la ausencia de dicho equipo en el sistema.

Adicionalmente, a todos los aspectos señalados anteriormente se le suman los resultados obtenidos en el análisis del desempeño del SENI, desarrollado por la Consultoría, donde se consideraron las ampliaciones de generación y transmisión previstas en los planes de desarrollo de la CNE para el período 2008 – 2012, haciendo una prospección de la suficiencia del plan para satisfacer el abastecimiento de la demanda del año 2014. Respecto al servicio de regulación de voltaje dicho análisis hace hincapié sobre los siguientes puntos:

- Concerniente a la confiabilidad del sistema se observó que en general no hay cuellos de botella causados por insuficiencia de la capacidad de transporte de las líneas, sino más bien, existen problemas de suministro de potencia reactiva que se agravan cuando se producen contingencias en los elementos de transmisión.
- El sistema eléctrico demuestra debilidad para tolerar contingencias simples, por insuficiencia de redundancia de transformación 138/69 kV en algunas subestaciones de 138 kV y fallas internas en subestaciones de 138 kV que conducen a colapsos parciales de las redes de 69 kV.
- Existe insuficiencia del soporte de tensión en el área de carga, especialmente por las limitaciones de las centrales eléctricas próximas a los centros de consumo para regular tensión y suministrar la potencia reactiva requerida por el sistema. Este problema subsiste aún cuando se desarrolla el sistema de 345 kV para transportar hacia los centros de consumo de Santiago y Distrito Nacional la energía producida por centrales térmicas de carbón localizadas en puntos alejados de la carga. Buena parte de la demanda de potencia reactiva de estas área es alimentada desde estas centrales y fluye a través de las líneas de 345 kV y los transformadores 345/138 kV de las subestaciones Julio Saurí y Naranjo. Siempre es preferible resolver el problema de abastecimiento de potencia reactiva en forma local que importar reactivo desde generación remota.
- El desarrollo del sistema de 345 kV, que está impulsando la construcción de centrales térmicas a carbón de gran porte ubicadas en zonas alejadas de los principales centros de consumo, no está debidamente armonizado con el necesario mejoramiento y adaptación del soporte de tensión local en las áreas de de carga que se abastecen desde

este sistema, por lo que es necesario considerar esta cuestión una parte integral e inseparable de la solución de transmisión en 345 kV.

### **3.3.4.3 Modelo propuesto, compensaciones y penalizaciones para el servicio de regulación de voltaje**

El panorama presentado en la sección 3.3.4.1, señala que pese a que se han estado adelantando gestiones que repercuten en el mejoramiento del servicio de control de voltaje la estructura del servicio tal como está concebida y como se está desarrollando es incapaz de asegurar la generación y transmisión de energía de manera confiable y eficiente. Además, a futuro de acuerdo con el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico, esta situación no mejora sino que continúa siendo aún más insuficiente. En especial, porque el servicio de regulación de voltaje tiene un rol muy importante tal como se menciona a continuación:

- Satisface el requerimiento de carga de potencia reactiva.
- Controla los voltajes de los subestaciones a lo largo del sistema eléctrico.
- Reduce las pérdidas en la red eléctrica.
- Mejora los bloques de transmisión.
- Provee reserva suficiente para asegurar la seguridad del sistema en emergencias.

Por toda esta situación se estructuró una propuesta que permita la prestación efectiva del servicio de regulación de voltaje y que a su vez fuese realizable en el marco del sistema eléctrico dominicano. A continuación se describe la citada propuesta.

#### **3.3.4.3.1 Consideraciones**

Como primera medida para esta propuesta se revisaron importantes consideraciones tanto técnicas como económicas que afectan el manejo, administración y compensación del servicio de regulación de voltaje. Para el objetivo del presente trabajo es relevante traer a colación este marco y tener en cuenta estas consideraciones.

Una oferta adecuada de reservas de potencia reactiva debe estar disponible siempre y distribuirse a lo largo del sistema con el fin de controlar efectivamente el voltaje. Los requerimientos de reserva de potencia reactiva, en general, se determinan haciendo simulaciones del flujo de potencia para varias contingencia y escenarios operativos. En un sistema como el de República Dominicana, se espera que cada área o zona del sistema sea responsable por proveer su cuota para los requerimientos de potencia reactiva.

Los requerimientos de potencia reactiva para los servicios de transmisión dependen fuertemente de las condiciones del sistema. Durante las horas pico, las líneas de transmisión están cargadas fuertemente y esto conlleva a grandes pérdidas inductivas de

potencia reactiva. Bajo estas condiciones, los generadores usualmente están produciendo potencia reactiva y los bancos de capacitores se vuelcan a mantener el balance de potencia reactiva y mantener el voltaje en los límites especificados. Durante las otras horas, las líneas de transmisión están mucho menos cargadas y las pérdidas inductivas de potencia reactiva son menores. Bajo estas condiciones, generadores consumen potencia reactiva y los bancos de reactores observen el exceso de potencia reactiva en el sistema. Por lo tanto, la producción y el consumo de potencia reactiva deben tenerse en cuenta en la determinación de la carga de potencia reactiva.

Además, el soporte de potencia reactiva está dividida en dos categorías: estática y dinámica. La potencia estática reactiva es producida por equipos que cuando se conectan al sistema no pueden cambiar rápidamente el nivel de potencia reactiva. Como es sabido, capacitores e inductores producen y consumen potencia reactiva estática. Estos equipos actúan como unidades de carga base y usualmente tienen poca participación en los requerimientos de fluctuación instantánea de potencia reactiva. La potencia reactiva dinámica es producida por equipos que pueden cambiar rápidamente en nivel de Mvar independientemente del nivel de voltaje. Adicionalmente, estos equipos pueden incrementar el nivel de producción de potencia reactiva cuando el voltaje fluctúa y prevenir colapsos del voltaje. SVC, condensadores sincrónicos y generadores proveen potencia reactiva dinámica. El equivalente a la función de control automático de generación para potencia reactiva se logra usando estos dispositivos.

Tanto los costos variables como los costos fijos de producir potencia reactiva estática son muchos más bajos que los costos de producir potencia reactiva dinámica. Si los costos fueran el único problema, un proveedor de transmisión en cualquier instante podría usar como primera alternativa, los equipos de potencia reactiva estática para adquirir potencia reactiva y usaría los equipos de potencia reactiva dinámica después de que los equipos estática hayan sido completamente usados. Sin embargo, dos factores fuerzan a los proveedores de transmisión a usar más recursos de potencia reactiva costosos (dinámicos) en lugar de recursos baratos (estáticos). Primero, los recursos de bajo costo no siempre pueden producir potencia reactiva tan confiable como se requiere. Segundo, porque la energía reactiva no viaja mucho debido a importantes pérdidas de transmisión. Además, los recursos de potencia reactiva costosos a veces deben ser adquiridos así los recursos baratos están disponibles ya que los recursos caros son más fiables y/o están más cerca del sitio donde se necesita la potencia reactiva, mientras los recursos baratos no pueden suministrar la potencia reactiva donde se necesita.

En términos de costos y tal como se señaló en la sección 3.2.1, los costos de producción de potencia reactiva de un generador pueden incluir a veces costos de oportunidad asociados con la pérdida de producción de potencia real. Cuando un generador está operando en un cierto límite, un generador puede incrementar su producción o consumo de potencia reactiva solamente al reducir su producción de potencia real. Como resultado, producir potencia reactiva adicional conlleva a reducir los ingresos asociados con la disminución de la producción de potencia real. En general, sin embargo, los costos variables de producir potencia reactiva son a menudo insignificantes comparados con los costos de proveer

capacidad de potencia reactiva. Por otra parte, si la fijación de precios de la energía reactiva se basa en la capacidad, las oportunidades de juego entre los generadores se reducen por la creación de flujos de potencia reactiva circular. Esto significa que puede ser preferible recuperar todos los costos relacionados con la capacidad de un sólo pago.

### 3.3.4.3.2 Modelo propuesto

- **Empresas de generación**

Una vez esbozado el marco anterior y vislumbrando la situación del servicio de regulación de voltaje se llegó a la conclusión que una opción factible para asegurar la efectiva prestación del servicio es reglamentar el suministro de potencia reactiva de generación como un requisito obligatorio para la conexión a la red, por lo tanto a todos los generadores del sistema eléctrico dominicano se les exige tener un rango continuo de factores de potencia operativos de 0,90 en atraso (generando VARs) a 0,90 en adelante (absorbiendo VARs). El OC en conjunto con el CCE pueden dar la orden a un generador para operar en cualquier punto en este rango, sin derecho alguno a compensación adicional a aquella asociada con la potencia activa, es decir, que el generador no recibe pago por capacidad reactiva ni por el uso dentro del rango obligatorio.

Con este requisito los generadores están obligados a proveer potencia reactiva proporcionalmente a su potencia activa, en la proporción determinada por el factor de potencia especificado. Así, en niveles de poca generación de potencia activa, la obligación de proveer potencia reactiva es menor también.

En el caso que por cuestiones excepcionales un generador sea incapaz de proveer el requisito de potencia reactiva obligatoria, podrá acordar con otro u otros generadores que tengan potencia reactiva disponible para que lo sustituyan en el suministro de su requisito faltante. Es indispensable que el generador o los generadores sustitutos se encuentren dentro de la misma zona en el sistema eléctrico (ver Figura 3.15) del generador sustituido para que pueda garantizarse la oportunidad y eficacia en el suministro de potencia reactiva.

En este caso, el generador sustituto debe presentar un informe técnico ante el OC y el CCE, donde soporte que efectivamente tiene la capacidad de proveer potencia reactiva para hacer el reemplazo. Una vez el OC y el CCE hayan realizado las verificaciones pertinentes y aprueben al generador sustituto, se debe suscribir un acuerdo formal entre los generadores (contrato bilateral) donde conste que el generador que está siendo reemplazado es responsable por todos los costos inherentes a la sustitución. Además, en este acuerdo debe quedar explícito que el generador sustituto es responsable por la provisión efectiva de la potencia reactiva. En el caso en que este falle en la prestación del servicio, el generador sustituido será el responsable de compensar al sistema por el incumplimiento.

Es factible que una planta que no esté haciendo parte de la generación de potencia real tenga que ser despachada para proporcionar el requisito de potencia reactiva obligatoria. Por esta situación, el generador recibirá una compensación en la que se le reconocerán sus

costos por entrar a producir energía, es decir, obtendrá un pago por la potencia real generada para poder suministrar la potencia reactiva requerida.

De acuerdo con las características y requerimientos que tenga el sistema eléctrico dominicano es posible que el suministro de potencia reactiva obligatoria sea insuficiente por esta razón el OC debe establecer de manera continua la necesidad de potencia reactiva adicional para cada una de las zonas en que está dividido el sistema (ver Figura 3.15).

Los agentes que oferten esta potencia reactiva adicional para cada unas de las zonas se definirán por medio de una licitación que será convocada y reglamentada por el OC. Con este sistema contrario a la potencia reactiva obligatoria, los agentes reciben una compensación. Estos agentes pueden ser generadores (siempre y cuando tengan la capacidad para hacerlo), la empresa de transmisión, las empresas de distribución o otros inversionistas interesados. Es imperativo que los agentes (generadores, transmisor o distribuidores) que participen en la licitación de potencia reactiva en una determinada zona, estén localizados o tengan inherencia en dicha zona de tal forma que no vayan a presentarse inconvenientes con la oportunidad y eficacia en el suministro de potencia reactiva adicional.

Dichos agentes, en especial los generadores tienen que tener muy presente que en cualquier momento que el OC y el CCE lo requieran, tendrán que suministrar la potencia reactiva adicional independientemente de si están o no haciendo parte de la generación real de energía. Por esta razón, en las ofertas presentadas en la licitación tienen que contemplar que no se les reconocerá ningún pago adicional al precio propuesto cuando se presente dicha situación.

Con el fin de que los generadores cumplan con sus asignaciones de potencia reactiva (obligatoria, sustituta o adicional), el CCE debe monitorear o supervisar en tiempo real los niveles de tensión en los nodos de control, la potencia activa y reactiva, absorbida o producida por los generadores. La idea básica es que periódicamente (cada 5 minutos) se tomen las medidas mencionadas anteriormente y se estructure una muestra estadística. Se considera que los generadores cumplen si por lo menos un 85% de los valores medidos cumplen con la tensión permitida o con el requisito de potencia reactiva. Si se encuentra un generador que no cumple este deberá pagar una compensación, tal como se señala a continuación:

$$CI = Def_{kVARs} * Car_{kVARs} \quad (3.47)$$

$$Car_{kVARs} = \max(CM_{kVARs}, PMH_{kVARs}) \quad (3.48)$$

Donde:

$CI$  = compensación mensual por incumplimiento.

$Def_{kVARs}$  = deficiencia máxima de potencia reactiva horaria por mes.

$Car_{kVARs}$  = cargo por deficiencia de kVAR.

$CM_{kVARs}$  = costo más alto por kVAR-mes de potencia reactiva adicional por zona aceptado en la licitación de potencia reactiva adicional más reciente.

$PMH_{kVARs}$  = precio máximo horario ocurrido por zona en el mes para producir potencia reactiva ya sea por generación exclusiva de potencia reactiva o por reducción de la potencia activa requerida para incrementar el soporte de los reactivos del sistema, dividido por los reactivos adicionales aportados por esta generación.

Si un generador o agente incumple de manera repetitiva con las obligaciones de suministro de potencia reactiva debe ser reportado inmediatamente por el CCE a la autoridad legal competente para que se apliquen las sanciones pertinentes; esto sin que exima a los agentes de cumplir con las compensaciones por incumplimiento. Si un generador llegase a incumplir constantemente se le debe eximir del proceso de despacho hasta que certifique mediante la presentación de informes y realización de auditorías técnicas costeadas por el mismo, que puede cumplir con sus obligaciones respecto servicio de regulación de voltaje, esto sin exonerar al generador de las sanciones judiciales y penalizaciones impuestas.

Hasta ahora se ha esbozado la propuesta para la regulación de voltaje desde el punto de vista de los requisitos de generación pero para la prestación efectiva del servicio es necesario que los demás agentes del mercado estén involucrados, por ello en los apartes siguientes se enuncian los requisitos para la empresa de transmisión y las empresas de distribución.

- **Empresa de transmisión**

El OC en conjunto con ETED, al ser responsables de la planeación a largo plazo del sistema de transmisión son los encargados de establecer el requisito de compensación anual de reactivos del sistema de transmisión dominicano. Se debe realizar la valoración de los requisitos mínimos para el soporte de reactivos considerando que los generadores y distribuidores cumplen con el factor de potencia reglamentado y el sistema opera en condiciones normales. Bajo estas circunstancias, se debe asegurar que el sistema puede mantener voltajes en todos los buses dentro de los límites de tolerancia establecidos.

ETED o los otros agentes (empresas de generación, las empresas de distribución o otros inversionistas interesados) podrán ofertar en la licitación de potencia reactiva adicional, convocada y reglamentada por el OC, la instalación de compensación reactiva, la cual se garantizará con el equipo que para esto el agente instale.

El agente recibirá una remuneración mensual, la cual se le comenzará a pagar una vez que los equipos para compensación reactiva se hayan puesto en funcionamiento. En el caso de que el agente sea la empresa de transmisión - ETED, la remuneración señalada comprende el diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de los equipos de compensación capacitiva. Si por el contrario el agente fuese un generador o distribuidor, los

honorarios contemplarán únicamente el diseño, suministro, construcción y montaje de los equipos, esto debido a que según la reglamentación del mercado eléctrico dominicano ETED es quien tiene la potestad para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento (O&M) de dichos equipos. Esto implica que una vez que el agente haya completado el montaje y realizado las pruebas de funcionamiento pertinentes a los equipos, estos le serán transferidos a ETED para que los opere y realice mantenimiento. El agente que realiza el suministro de los equipos recibe una remuneración por su inversión y ETED dentro de los costos que la regulación le reconoce, se incorporan los costos de O&M referentes a los nuevos equipos.

La remuneración por energía reactiva a la que se haga acreedora ETED bien sea por su rol de inversionista y operador de los equipos o simplemente como operador (costos de O&M) debe ser vista como un rubro o ingreso asociado a la prestación del servicio complementario de regulación de voltaje que es independiente de la facturación del peaje de la empresa de transmisión.

A partir de las cifras resultantes de la licitación se debe finiquitar el compromiso del suministro de los equipos, para lo cual se debe efectuar la estructuración y legalización de contratos bilaterales entre ETED (o los agentes) y el OC, en los que se reglamente el compromiso de que dicha empresa realizará las inversiones pertinentes, operará y realizará mantenimiento a los equipos, esto sumado a que el OC reconocerá una compensación mensual por estos conceptos.

De igual forma que con los generadores el CCE y el OC deben monitorear y supervisar en tiempo real que ETED (o los agentes que hayan licitado) cumpla tanto con el equipamiento como con los valores de voltajes permitidos. Si hay un incumplimiento de más del 15%, el agente debe compensar al sistema de la misma forma en que se estableció anteriormente en el aparte de las empresas de generación.

Si ETED (o los agentes) no cumple con el equipamiento (dentro de los términos del acuerdo contractual suscrito), el CCE y el OC tienen la obligación de adelantar las gestiones necesarias para que la autoridad idónea tome las medidas necesarias para hacer efectivas las cláusulas por incumplimiento reglamentadas en el contrato bilateral. Además se debe compensar al sistema por las alteraciones o perjuicios causados por la no instalación y/o correcto funcionamiento del equipamiento.

Esta compensación al sistema está orientada a que el agente asuma los costos de los racionamientos o de la energía no suministrada subyacentes a raíz del incumplimiento en el equipamiento. La formulación de esta penalización para el agente se ha estructurado como:

$$\begin{aligned} PE_{equip} &= ENS * C_{ENS} \\ ENS &= P * T \\ C_{ENS} &= CMg * K \\ K &\approx 30 \end{aligned} \quad (3.49)$$

Donde:

$PEquip(\$)$  = penalización por incumplimiento en el equipamiento para regulación de voltaje.

$ENS(MWh)$  = energía no suministrada.

$C_{ENS}\left(\frac{\$}{MWh}\right)$  = costo de la energía no suministrada.

$P(MW)$  = cantidad de potencia activa que no se suministró.

$T(h)$  = tiempo total en que no se suministro energía. Este tiempo se aproxima siempre al siguiente entero positivo y no puede ser inferior a una (1) hora.

$CMg$  = costo marginal de la energía.

- **Empresas de distribución**

Respecto a las empresas de distribución, estas están obligadas a mantener siempre un factor de potencia de por lo menos 0,9 en cada punto de conexión a la red eléctrica y por esto no recibirán ningún tipo de compensación.

Al igual que con las empresas de generación, si por una situación excepcional un distribuidor no puede cumplir con el requisito señalado previamente puede suscribir acuerdos con otro u otros agentes del sector eléctrico (empresas de generación, la empresa de transmisión o otros inversionistas) que tengan la capacidad de hacerlo. En este caso, el agente sustituto debe presentar un informe técnico ante el OC y el CCE, donde soporte que efectivamente tiene la capacidad de hacer el reemplazo. Una vez el OC y el CCE hayan realizado las verificaciones pertinentes y aprueben al agente sustituto, se debe suscribir un acuerdo formal (contrato bilateral) entre el distribuidor y el agente donde conste que el distribuidor que está siendo reemplazado es responsable por todos los costos inherentes a la sustitución. Además, en este acuerdo debe quedar explícito que el agente sustituto es responsable por proveer los recursos necesarios de potencia reactiva para cumplir con el requisito. En el caso en que este falle en la prestación del servicio, el distribuidor sustituido será el responsable de compensar al sistema por el incumplimiento.

Los distribuidores podrán participar en las licitaciones de potencia reactiva adicional ofertando kVAR que sean equivalentes a mantener un factor de potencia superior al factor de potencia obligatorio.

Para las empresas de distribución, el CCE también debe monitorear y supervisar en tiempo real que cumplan con sus aportes de potencia reactiva obligatoria, sustituta y adicional, así como con los valores de voltajes permitidos. Si hay un incumplimiento de más del 15%, el

distribuidor debe compensar al sistema de la misma forma en que se estableció el aparte de las empresas de generación.

Si el distribuidor incumple de manera frecuente con las obligaciones de suministro de potencia reactiva tiene la obligación de instalar oportunamente los equipos necesarios para hacer un efectivo control del voltaje. Por la instalación, operación y mantenimiento de dichos equipos, el distribuidor no recibirá ninguna remuneración puesto que el control del voltaje es un aspecto inherente a sus responsabilidades y gestión como agente distribuidor de energía.

En el caso en que el distribuidor incumpla con el equipamiento señalado previamente será reportado de manera inmediata por el CCE a la autoridad legal competente para que se apliquen las sanciones pertinentes por quebrantamiento a sus obligaciones como distribuidor; esto sin que sea eximido de cumplir con las penalizaciones impuestas.

#### **3.3.4.4 Saldo deudor/acreador del MEM**

En la sección 3.3.4.3 se propusieron las reglas comerciales o el modelo para la adecuada valorización de la energía reactiva y compensación por regulación de tensión en el mercado eléctrico mayorista. En general a manera de resumen, estas reglas señalan que los diversos agentes (generadores, transmisor y distribuidores) para poder participar en el sistema y mercado eléctrico mayorista deben prestar de manera obligatoria el servicio de regulación de voltaje, cumpliendo con ciertos requisitos de aporte de potencia reactiva, por lo cual no se les reconoce ninguna compensación adicional a la del ejercicio propio de cada agente, es decir, generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En el caso en que un agente no pueda cumplir con el requisito obligatorio podrá suscribir acuerdos con otros agentes para que lo suplan o sustituyan en la prestación del servicio de regulación de voltaje, en esta situación el agente sustituto será compensado por el agente sustituido.

Cuando el sistema eléctrico dominicano requiera algún tipo de compensación capacitiva o aporte de potencia reactiva adicional, la adquisición de estos tópicos se realizará mediante una licitación cuyos participantes son los diferentes agentes por lo tanto estos recibirán una compensación del sistema por el suministro bien sea de equipos o de potencia reactiva. Con este mecanismo el precio del servicio de regulación de voltaje será fijado por el mismo mercado.

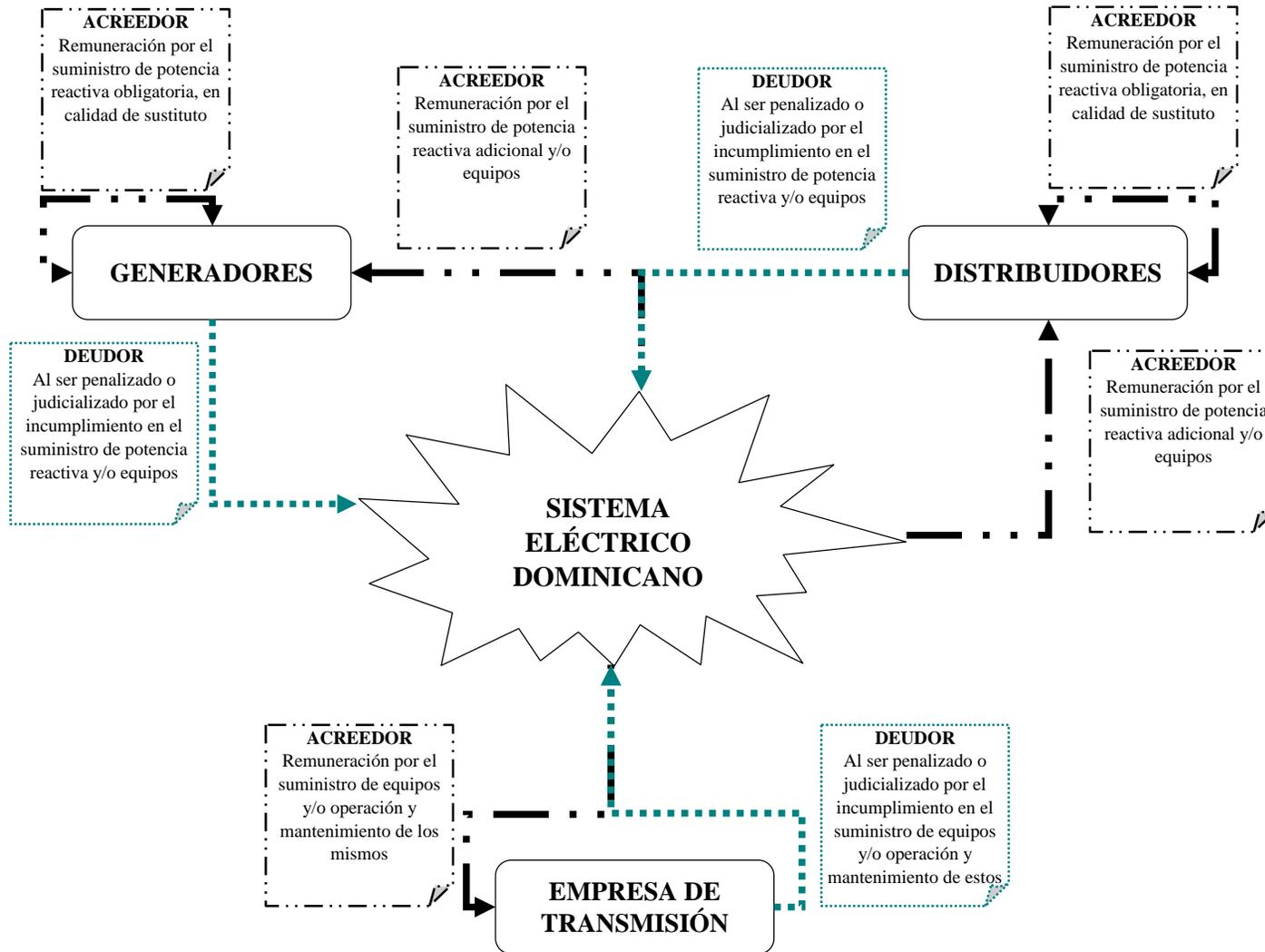
Si un agente incumple con la prestación del servicio de regulación de voltaje bien sea quebrantado los requerimientos obligatorios, sustitutos o adicionales a los que se ha comprometido el sistema lo multa o penaliza y en el caso en que estos incumplimientos se conviertan en una conducta reiterada debe emprenderse un proceso legal contra el agente sin que por esto lo excluya de pagar las penalizaciones impuestas.

Con esta visión respecto al modelo para el servicio de regulación de voltaje se evidencia que existen tanto acreedores como deudores al sistema eléctrico dominicano. Estos acreedores o deudores son las empresas de generación, de distribución o la empresa de

transmisión dependiendo de la situación en que se encuentren frente al sistema. Este hecho señala que los generadores o los distribuidores tienen el rol de acreedores del sistema cuando reciben pagos por proveer equipos para compensación capacitiva y/o aporte de potencia reactiva mientras pasan a ser deudores cuando no prestan de manera efectiva el servicio de regulación de voltaje, es decir, infringen los requisitos impuestos o adquiridos relacionados con dicho servicio. Adicionalmente, cuando estos agentes desempeñan el papel de sustitutos en el suministro de potencia reactiva, se consideran acreedores no propiamente del sistema sino del agente al que sustituyen.

Respecto a la empresa de transmisión, esta es acreedora del sistema cuando realiza inversiones y/o operación y mantenimiento de los equipos para compensación capacitiva mientras pasa a ser deudora al sistema cuando no cumple con las actividades ofertadas y pactadas relativas a la regulación de voltaje. Con el fin de complementar las relaciones acreedores – deudores enunciados previamente, la Figura 3.27 ilustra dichas relaciones de manera gráfica.

Dado el planteamiento del modelo para el servicio de regulación de voltaje los saldos deudores – acreedores están estrechamente relacionados con los precios que el mismo mercado establece para dicho servicio, esto debido a que tanto las compensaciones como las penalizaciones reglamentadas dependen de los precios pactados en las licitaciones, por lo tanto las cuantías exactas de los saldos deudores – acreedores de cada uno de los agentes serán producto de la dinámica inherente al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista dominicano una vez se apliquen en tiempo real las reglas comerciales propuestas (ver sección 3.3.4.3) para el servicio de regulación de voltaje. De ahí que el alcance de la Consultoría concerniente a los saldos deudores – acreedores se orienten más señalar y puntualizar los flujos económicos que surgen de la implementación del modelo para el servicio de regulación de voltaje, tal como se esbozó anteriormente.



Fuente: Consultor

Figura 3.27 Flujos deudores/acreedores del MEM

### 3.3.4.5 Análisis del procedimiento realizado por el CCE y el OC para control de la energía reactiva

La normatividad actual ha estipulado que el CCE como responsable de la operación en tiempo real del sistema eléctrico debe coordinar y despachar la potencia reactiva del SENI, mientras que al OC se le atribuye la coordinación de la operación del SENI. Para cumplir con estas funciones estos entes tienen la obligación de desarrollar una serie de importantes actividades las cuales se presentan en la Tabla 3.11. Al detallar estas actividades, se evidencia que de manera global estas corresponden al procedimiento como estos entes realizan el control de la energía reactiva que es básicamente evaluar el sistema, establecer los requerimientos de energía reactiva, coordinar como deben ser suplidos, supervisar el cumplimiento de los programas de operación e informar el desarrollo de la operación y por ende del manejo de la energía reactiva por parte de los agentes del MEM, así como determina las cuantías por concepto del aporte de energía reactiva (saldos deudor / acreedor).

A la luz de la esencia del esquema propuesto para el servicio de regulación de voltaje (ver sección 3.3.4.3) el procedimiento realizado por el CCE y el OC para el control de la energía reactiva es pertinente en el sentido de que evalúa las necesidades del sistema, coordina - vigila la prestación del servicio y establece los pagos efectivos por dicha prestación. Sin embargo, tal como se detalla en el esquema propuesto el control debe ser más minucioso e incisivo de tal forma que este le asegure al sistema la correcta y eficaz prestación del servicio. Esta minucia implica trabajar fuerte e intensivamente en el desarrollo de entre otras las siguientes actividades:

- El OC en conjunto con el CCE deben evaluar y dar la orden a un generador para operar en cualquier punto en el rango del actor de potencia entre 0,90 en atraso (generando VARs) a 0,90 en adelanto, sin derecho alguno a compensación adicional a aquella asociada con la potencia activa.
- El OC en conjunto con el CCE deben velar porque las empresas de distribución, mantengan siempre un factor de potencia de por lo menos 0,9 en cada punto de conexión a la red eléctrica y porque la ETED (u otro agente) realice las inversiones pertinentes.
- El CCE y el OC deben monitorear y supervisar en tiempo real que los agentes (empresas de generación, empresas de distribución, empresa de transmisión e inversionistas) cumplan tanto con el equipamiento como con los valores de voltajes permitidos. Si hay un incumplimiento de más del 15%, el CCE y el OC deben penalizar al agente quien debe compensar al sistema de la forma descrita en la sección 3.3.4.3.
- Así mismo, si los agentes no cumple de manera reiterativa (de acuerdo a los récords) con el equipamiento y/o la prestación del servicio de regulación de voltaje, el CCE y el OC tienen la obligación de adelantar las gestiones necesarias para que la autoridad

idónea tome las medidas necesarias para hacer efectivas las cláusulas por incumplimiento reglamentadas bien sea en los contratos o en la regulación. Además de debe compensar al sistema por las alteraciones o perjuicios causados por la no instalación y/o correcto funcionamiento del equipamiento.

En resumen, el CCE y OC deben complementar el proceso de control de la energía reactiva de acuerdo con los lineamientos del modelo propuesto lo cual implica estudios, valoraciones (requerimientos de potencia reactiva) y medidas correctivas en tiempo real que conlleven al aseguramiento de una buena prestación del servicio.

**Tabla 3.11 Actividades para el control de la energía reactiva por parte del OC y el CCE**

OC	CCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>Determinar las consignas de voltaje (tensión objetivo) para los diferentes periodos de demanda, que servirán como guía de la operación en tiempo real, las que incluirá en los programas diarios de operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Declarar los inicios y términos de los estados del sistema interconectado, es decir normal, alerta, emergencia y recuperación.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Supervisar en tiempo real el cumplimiento de los programas semanales y diarios de operación, anotando todos los detalles sobre la aplicación de este procedimiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De ser necesario, si las variaciones se prevén sostenidas y que alterarían el nivel de calidad del suministro eléctrico, efectuar ajustes de la potencia reactiva u ordenar el ingreso o retiro de equipos de compensación estática o dinámica o de generación forzada para el aporte exclusivo de potencia reactiva.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar mensualmente las transacciones económicas de energía reactiva en la forma y plazos especificados en la normativa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>De formarse sistemas temporalmente aislados por mantenimiento o contingencia en el Sistema dispone, de ser el caso, las acciones necesarias para que el aporte de potencia reactiva sea efectuado con las unidades de generación necesarias acorde con la disponibilidad contenida en el programa diario de operación elaborado por el OC.</li> </ul>

**Tabla 3.11 Actividades para el control de la energía reactiva por parte del OC y el CCE**

OC	CCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener la vigilancia del voltaje sobre la base de lo acontecido en tiempo real, realizando los correspondientes estudios que tiendan a mejorar la calidad del servicio, recomendando, entre otros:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cambios en TAP de transformadores de enlace del sistema de transmisión.</li> <li>- Cambios en TAP de transformadores elevadores de unidades generadoras.</li> <li>- Cambios en TAP de transformadores auxiliares y/o de arranque de unidades generadoras.</li> <li>- Reubicación de equipos de compensación reactiva.</li> <li>- Cambios en la topología de la red.</li> <li>- Revisión de los estudios presentados para la instalación de equipos de compensación reactiva de otras empresas, es decir, que no sean propiedad de la empresa de transmisión.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informar el detalle de la operación diaria, incluyendo lo relativo a los períodos de asignación de aporte en exceso de potencia reactiva de las unidades de generación, el ingreso o retiro de los equipos de compensación y unidades forzadas para aporte exclusivo de potencia reactiva.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponer en cualquier momento la verificación en el campo de:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los parámetros de ajuste de los equipos de transformación del SENI.</li> <li>- Protecciones de disparo por tensión.</li> <li>- Protecciones de disparo por sobre-excitación.</li> <li>- El estado de operación de los equipos de compensación reactiva y las curvas de cargabilidad de los generadores.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Llevar estadísticas de los equipos de compensación reactiva.</li> </ul>

Fuente: OC, "Procedimiento para Regulación de Tensión, Despacho de Potencia Reactiva y Valorización de Energía Reactiva en el SENI", 2005.

### 3.3.4.6 Transición hacia el modelo de regulación de voltaje

Al igual que el modelo para el manejo del servicio de regulación de frecuencia, el modelo propuesto para regulación de voltaje (ver sección 3.3.4.3), implica adiciones y reformas al “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad”, por ello se hace necesario tener un periodo de transición hacia el esquema reformado, en el que se divulguen, aprueben y sancionen las respectivas modificaciones. Dadas las particularidades legislativas propias de República Dominicana con las que se establecen dichas modificaciones es importante que todos los cambios concernientes a las reglas comerciales del sistema eléctrico se den de manera paralela, lo cual conlleva a que el periodo de transición para el servicio de regulación de voltaje sea de tres (3) años contados a partir de la finalización de la presente Consultoría.

Con el fin de que durante el periodo de transición se preste un adecuado servicio integral de regulación de voltaje más que un control del factor de potencia, es importante que los diferentes agentes del sistema eléctrico sigan la directriz central del esquema de regulación de voltaje propuesto, la cual continua y no difiere con los lineamientos definidos en el “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad” para el servicio de regulación de tensión (ver sección 3.3.4.1). Esta importante directriz se puntualiza a continuación.

El modelo propuesto para regulación de voltaje y los flujos de deudores/acreedores (ver secciones 3.3.4.3 y 3.3.4.4), plantea que la responsabilidad de la efectiva prestación del servicio de regulación de voltaje recae en los diferentes agentes del sistema eléctrico, es decir, que las empresas de generación, las empresas de distribución y la empresa de transmisión desempeñan un rol primordial para asegurar que tanto la prestación del servicio de regulación de voltaje como los beneficios inherentes a esta, se reflejen correcta y oportunamente en el sistema eléctrico de República Dominicana. Por lo tanto, se hace imperativo que para la regulación de voltaje cada agente se dedique principalmente a las funciones propias de la naturaleza de su negocio, lo cual se traduce en que las empresas de generación se concentren en controlar eficazmente el voltaje, las empresas de distribución se concentren en controlar eficazmente la carga, mientras la empresa de transmisión realice todas las inversiones en equipos necesarias.

Si bien el RGLE establece que todos los agentes están obligados a mantener los valores de tensión y factores de potencia definidos, desde el punto de vista de las empresas de generación para que estas puedan concentrarse en el control eficaz del voltaje hay un aspecto técnico sobre el cual debe haber una concertación. Dicho aspecto se refiere específicamente al hecho de que en la normativa se ha estipulado que las empresas de generación operen en un rango continuo de factores de potencia de  $\pm 0,85$ , lo cual resulta ser bastante costoso para los generadores, tal como se detalla en la sección 3.3.4.8. De ahí, que tanto a nivel internacional como de la región una exigencia típica referente al rango de factores de potencia sea de  $\pm 0,90$ , ya que se propende por una buena prestación del servicio en un marco de eficiencia, tanto técnica como económica. Por ello, en beneficio de

la eficacia en la prestación del servicio de regulación de voltaje y sin alterar los preceptos del RGLE, se considera que la concertación mencionada previamente debe estar orientada a realizar un acuerdo gremial en que se establezca el compromiso y se permita operar en un rango de factores de potencia de  $\pm 0,90$ . Para que dicho acuerdo tenga validez y pueda adoptarse debe contar con el aval de la SIE, el OC y las diferentes empresas de generación.

Respecto a las empresas de distribución, si bien en la actualidad estas exigen - ejercen un control y penalizan a sus clientes por incumplimientos en cuanto al factor de potencia de 0,9 es importante que esto se vea reflejado en el sistema eléctrico, es decir, que dicho control en adición al cumplimiento de las obligaciones propias reglamentadas en cuanto a la gestión y operación de las empresas de distribución se traduzcan en el efectivo control de la carga y por ende del servicio de regulación de voltaje.

La empresa de transmisión tiene la obligación de poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos, estáticos y la reserva necesaria. Este equipamiento conlleva a una serie de inversiones significativas que tienen asociados unos costos de operación y mantenimiento (O&M) pero que en pro de la correcta prestación del servicio de regulación de voltaje y sobre todo de la robustez y confiabilidad del sistema deben ser realizadas inexcusablemente. Debido a la importante connotación de este equipamiento y con el fin de que la empresa de transmisión cumpla a cabalidad el mandato en cuanto a regulación de voltaje, durante el periodo de transición y a la luz de la reglamentación establecida actualmente, es viable que dicho equipamiento se incluya dentro de los costos de inversión y O&M aceptados y reconocidos a la empresa de transmisión.

Dado que la responsabilidad primaria del equipamiento recae sobre ETED, es vital que esta se asegure de la realización de las inversiones que suplan las necesidades de compensación del sistema. A partir de esta situación se deduce que si bien ETED no tiene que hacer las inversiones a título propio, si está en la obligación de buscar al agente o los agentes que estén interesados en efectuar dichas inversiones, es decir, que ETED con el aval y supervisión de la SIE tendrá la capacidad de convocar licitaciones para la adquisición y montaje del equipamiento. ETED dispondrá los recursos necesarios para compensar a los inversionistas por su gestión; recursos que luego le serán reconocidos por el sistema, tal como se señaló anteriormente. Dicho equipamiento posteriormente le será transferido a ETED para su operación y mantenimiento.

En el RLGE se tienen establecidas una serie de compensaciones y/o valoraciones de energía reactiva (ver Anexo B). Estas compensaciones están relacionadas con el factor  $CKVARh_m$  correspondiente al costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVARh. A partir de las licitaciones mencionadas, para los diferentes niveles de tensión es posible obtener un precio de mercado para este factor por lo tanto para el periodo de transición el costo de equipamiento no será un valor estático sino por el contrario un valor dinámico que responda a la realidad tanto del sistema como del mercado.

Dado que tanto la fijación del  $CKVarh_{nt}$  como la reglamentación de las licitaciones es potestad de la SIE, es factible desde el punto de vista regulatorio que dicho ente promulgue el  $CKVarh_{nt}$  continuamente con el fin de que las compensaciones de energía reactiva se ajusten más al entorno del mercado y por ende esto repercuta en motivar y prestar un servicio de regulación más efectivo.

A raíz de lo expuesto anteriormente y dadas las potestades otorgadas por la legislación a los entes de regulación, vigilancia y control del sector eléctrico, es crucial que para mejorar la prestación del servicio de regulación de voltaje durante el periodo de transición dichos organismos exhorten activamente y se aseguren de manera continua que los agentes se ciñan a lo estipulado en el RGLE, a los acuerdos gremiales para el servicio de regulación de voltaje, se concentren en sus obligaciones y realicen de manera oportuna y correcta las inversiones necesarias. Todo con el fin de que se autoricen las compensaciones respectivas.

Al igual que para el servicio de regulación de frecuencia, un importante cuestionamiento que surge respecto al modelamiento del servicio de regulación de voltaje durante el periodo de transición, es la actuación de los entes de regulación y control frente al incumplimiento en la prestación del servicio. Una opción es que cuando se detecte la no prestación del servicio, se suspendan las respectivas compensaciones por regulación de voltaje que reciben los agentes pero adicionalmente los generadores indemnicen al sistema eléctrico por las alteraciones causadas a partir de su incumplimiento. Las indemnizaciones están directamente relacionadas con los agentes que incumplieron por lo tanto sus estructuras funcionales son las detalladas para el transmisor, los generadores y distribuidores en la sección 3.3.4.3, ya que dichas estructuras son coherentes con el modelo esbozado para el periodo de transición y siguen los lineamientos plasmados en el RGLE.

Estas penalizaciones y/o indemnizaciones pueden concebirse como parte primordial de la gestión regulatoria y de control por lo cual se hace viable que la SIE las reglamente y haga cumplir mediante la vía regulatoria plasmándolas en una resolución.

Adicionalmente, un aspecto de suma relevancia que debe desarrollarse durante el periodo de transición, radica en el hecho de que las plantas de generación que no estén en óptimas condiciones para regular voltaje realicen las adecuaciones pertinentes con el fin de mejorar su capacidad de regulación.

### **3.3.4.7 Requerimientos de aporte de potencia reactiva**

Con el fin de valorar los requerimientos de aporte de potencia reactiva se estructuraron dos escenarios. El primer escenario (2008) captura las condiciones y funcionamiento actual del sistema eléctrico nacional interconectado dominicano (SENI), mientras el segundo escenario (2013) simula el sistema mencionado dentro de cinco (5) años. Este último escenario contempla los planes de expansión y modernización tanto a nivel de generación como de transmisión, por lo tanto se tiene en cuenta el crecimiento proyectado de la demanda, la entrada en operación de las centrales de carbón y de la red de transmisión de

345 kV, todo esto sustentado en la programación<sup>15</sup> de los diversos agentes del sector eléctrico (CNE, CDEEE, ETED, EGEHID y OC). Es importante mencionar que el segundo escenario tiene en cuenta los requerimientos actuales de reactivos del sistema.

Al interior de los escenarios esbozados anteriormente, se definieron y simularon dos condiciones. En la primera de ellas se supuso la operación de las plantas de generación con un factor de potencia de 0,85, tal como está reglamentado en la actualidad. Mientras en la segunda condición se asumió que las plantas operan con un factor de potencia de 0,90, lo cual es coherente con el modelo propuesto para el servicio de regulación de voltaje.

Los requerimientos de aporte de potencia reactiva bajo las dos condiciones y los dos escenarios se detallan a continuación.

Los resultados de las simulaciones de cada uno de los escenarios señalan que tanto en el presente como a futuro el sistema requiere aporte de potencia reactiva para mantener los voltajes en los rangos reglamentados. En el primer escenario, la situación es más crítica debido a que el sistema presenta caídas de voltajes significativas mientras que en el segundo escenario la entrada de la red de transmisión de 345 kV y las nuevas plantas de generación contribuyen a la estabilidad del voltaje.

Cabe resaltar que la situación mencionada anteriormente se hace más evidente al comparar las necesidades de aporte de potencia reactiva en la condición 1 (factor de potencia 0,85) frente a la condición 2 (factor de potencia 0,90) ya que si bien en el año 2008 los requerimientos de aporte de potencia reactiva son mayores a los del año 2013, en la condición 2 son notablemente superiores a los de la condición 1.

Otro aspecto relevante que vale la pena puntualizar es el hecho de que los requerimientos de potencia reactiva se concentran en dos zonas, la región del Este y la región de Santo Domingo, siendo esta última la que mayor aporte de potencia reactiva demanda. Todos estos resultados se muestran en la Tabla 3.12 y Figura 3.28.

Dada la importancia de regulación de voltaje a nivel zonal, tal como se mencionó en la sección 3.3.4.3, se observa que debido a la topología del sistema el requerimiento de reactivos se debe distribuir en cada una de las zonas dando prioridad a las partes sistema zonal donde se presentan diferencias del más del cinco por ciento (5%) respecto al valor nominal.

---

<sup>15</sup> La evaluación y relación de las diversas programaciones se detalló en el Primer Informe Parcial en la sección 8 – recopilación y análisis de la información.

**Tabla 3.12 Requerimientos de potencia reactiva por zonas del SENI**

<b>Año (Escenario)</b>	<b>Factor de potencia</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia Reactiva Requerida [Mvar]</b>
2008	0,85	Santo Domingo	260,00
		Este	69,31
	0,90	Santo Domingo	360,00
		Este	84,20
2013	0,85	Santo Domingo	166,85
		Este	112,88
	0,90	Santo Domingo	304,03
		Este	135,16

Fuente: Cálculos Consultor

Si bien, los resultados esbozados anteriormente señalan una necesidad significativa de aporte de potencia reactiva en el SENI, es importante conocer en que puntos específicos del sistema eléctrico se requiere dicho aporte o compensación capacitiva, puesto que tal como se detalló en la sección 3.2.1, la potencia reactiva no puede viajar a lo largo de grandes distancias y por líneas de alta tensión sin que se den pérdidas significativas. De ahí que la potencia reactiva deba ser adquirida de proveedores cercanos a donde se necesita. Por esta razón a nivel de las zonas se detallan por nodos las necesidades de potencia reactiva en la Tabla 3.13 para el primer escenario y en la Tabla 3.14 para el segundo escenario.



Fuente: Cálculos Consultor.

**Figura 3.28 Requerimientos de potencia reactiva por zonas del SENI**

**Tabla 3.13 Requerimientos de potencia reactiva por nodos (año 2008)**

<b>Año (Escenario)</b>	<b>Factor de potencia</b>	<b>Nodo</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia Reactiva Requerida [Mvar]</b>
2008	0,90	HAINA	Santo Domingo	80,00
		HERRERA	Santo Domingo	60,00
		HMOSA	Santo Domingo	80,00
		LPRADO	Santo Domingo	20,00
		TIMBE 2	Santo Domingo	60,00
		VDUARTE	Santo Domingo	60,00
		HIGEY	Este	20,41
		HMAYOR	Este	17,66
		SEYBO	Este	18,34
		BAVARO	Este	27,80
	0,85	HAINA	Santo Domingo	60,00
		HERRERA	Santo Domingo	40,00
		HMOSA	Santo Domingo	40,00
		LPRADO	Santo Domingo	20,00
		TIMBE 2	Santo Domingo	50,00
		VDUARTE	Santo Domingo	50,00
		HIGEY	Este	20,41
		HMAYOR	Este	8,92
		SEYBO	Este	18,33
		BAVARO	Este	21,65

Fuente: Cálculos Consultor

**Tabla 3.14 Requerimientos de potencia reactiva por nodos (año 2013)**

<b>Año (Escenario)</b>	<b>Factor de potencia</b>	<b>Nodo</b>	<b>Zona</b>	<b>Potencia Reactiva Requerida [Mvar]</b>
2013	0,90	AHOND	Santo Domingo	21,60
		LPRADO	Santo Domingo	84,84
		VCONSU	Santo Domingo	31,22
		VDUARTE	Santo Domingo	52,10
		VMELLA	Santo Domingo	19,50
		CNP 2	Santo Domingo	94,77
		HIGEY	Este	24,01
		HMAYOR	Este	36,68
		ROMANA	Este	7,27
		SEYBO	Este	21,94
		BAVARO	Este	45,25
	0,85	AHOND	Santo Domingo	1,84
		LPRADO	Santo Domingo	60,77
		VCONSU	Santo Domingo	22,85
		VDUARTE	Santo Domingo	29,45
		VMELLA	Santo Domingo	2,65
		CNP 2	Santo Domingo	49,30
		HIGEY	Este	24,01
		HMAYOR	Este	26,07
		SEYBO	Este	21,94
		BAVARO	Este	40,86

Fuente: Cálculos Consultor

### 3.3.4.8 Esquemas para registrar la energía reactiva

#### 3.3.4.8.1 Situación actual

- **Esquema básico de medición**

De acuerdo con la Memoria del OC del año 2006, en el SENI existen 340 puntos de conexión, donde 316 pertenecen a la Categoría I y 24 a la Categoría II (La Categoría II comprende aquellos que tienen un voltaje inferior a 69 kV y además una potencia media horaria inferior a 20 MW; y la Categoría I, los restantes.) El Sistema de Medición Comercial (SMC) comprende todos estos puntos de conexión y se encuentran en el siguiente estado de desarrollo:

- Existe un sistema de recolección de datos centralizado, ubicado en el OC, al que se le ha denominado el Sistema de Adquisición de Datos del OC (SADOC.) Éste permite obtener los registros de los medidores principales y de respaldo de los medidores de los agentes en forma remota.
- De los 340 puntos de conexión, todos cuentan con 3 transformadores de corriente, 3 transformadores de voltaje, un medidor principal y uno de respaldo. Tanto los medidores principales, como los de respaldo, cuentan con los elementos necesarios para almacenar datos.
- De los 340 puntos de conexión, sólo 229 medidores principales y 99 de respaldo están enlazados con el SADOC a través de redes de telefonía conmutada y otras redes de transmisión de datos que permiten su lectura remota. La lectura de los medidores restantes se realiza todavía manualmente y en sitio por los propios agentes.

La gerencia comercial del OC es la encargada de supervisar los sistemas de medición comercial de los agentes y de calcular las transacciones económicas del mercado eléctrico mayorista. Por esta razón se elaboró un “Plan Estratégico para el Proyecto de Habilitación de los Sistemas de Medición Comercial (SMC) del MEM”, donde se presentan los lineamientos generales de la iniciativa para resolver este problema. Dentro de los avances logrados por el OC en el 2006 se tiene la preparación y realización del curso mediciones eléctricas que tuvo una duración de 32 horas y estuvo dirigido a los miembros del equipo de trabajo que participan en este proyecto y a personal del OC y la elaboración de un primer borrador de una propuesta de procedimiento para la habilitación de un SMC del MEM, el cual se espera que esté aprobado por el consejo de coordinación antes de finalizar el año 2007.

El OC anualmente realiza visitas a los diferentes puntos de conexión de los agentes para observar el estado del Sistema de Medición Comercial (SMC) del SENI. En cada visita se desarrollan tareas como las de designar y aplicar claves de seguridad a los medidores, resolver problemas de comunicación, cambiar la programación de los medidores,

sincronizarlos con la red de telefonía celular; cambiar medidores y retirar equipos que conforman el SMC.

- **Equipamiento**

En cuanto a la regulación primaria de frecuencia el OC exige tener información como características de estatismo, banda muerta, capacidad de regulación, rango de frecuencia admisible de operación, la variación de la carga de la central y contar con un enlace en tiempo real con el CCE y disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la regulación primaria de frecuencia.

Con respecto al control que se efectúa a la calidad de la regulación de la frecuencia, en la operación real, es posible realizar la medición de la frecuencia con un intervalo de muestreo de 10 segundos, filtrando las componentes rápidas mediante un filtro digital de promedio móvil de 6 minutos, y efectuando un promedio horario de los valores absolutos resultantes de las desviaciones filtradas de la frecuencia.

Para el control de tensión se cuenta con los transformadores de tensión instalados en las subestaciones de los diferentes agentes.

En cuanto al sistema de comunicaciones utilizado para transmitir la información de mediciones y registros de los diferentes agentes del mercado al OC, el sistema eléctrico dominicano cuenta con el sistema SCADA que se está en ejecución en este momento con un avance promedio del 90% por agente. Se espera que para el año 2010 el sistema de medición comercial se habilite y se complete el desarrollo del sistema de lectura remota de medidores. La Tabla 3.15 presenta la situación actual del sistema SCADA de los agentes conectados.

Como conclusión se puede decir que el sistema eléctrico dominicano está en un proceso de actualización y modernización de los sistemas de comunicaciones y de medición, que le va a permitir en el corto plazo mejorar y optimizar la operación del sistema al tener conocimiento en tiempo real de cada una de las variables de interés a controlar y así mismo va a mejorar la operación de los servicios complementarios.

**Tabla 3.15 Situación actual del sistema SCADA de los agentes conectados**

Central Generadora	Lista Señales	Diseño Adaptación	Base de Datos en CCE	Daigrama unifilar	Pruebas Punto a Punto	Medición de la Carga	Pruebas Puesta Marcha	Telecomunicación	Estatus Actual	Avance Logrado	Avance General de la Empresa
<b>Palamara</b>	OK	OK	OK	OK	OK	N/A	Pendiente	Telecom. ETED	Planificando las pruebas de Puesta en Marcha y Verificación de la Lista de señales	90%	90%
<b>La Vega</b>	OK	OK	OK	OK	OK	N/A	Pendiente	Telecom. ETED	Planificando las pruebas de Puesta en Marcha y Verificación de la Lista de señales	90%	90%
<b>Monterio</b>	OK	OK	OK	OK	OK	N/A	Realizada en parte	Telecom. ETED OK	Verificando lista de señales y coordinando para la realización de las pruebas de puesta en marcha. Algunas señales llegan al sistema SCADA del CCE. Se detecto falla comunicación con la sala de control de la Planta de Generación relacionada con las tarjetas de comunicación INTERFACE - MODUL IF964 DP: 6ES7 964-2AA01-0AB0 en la SICAM y CPU S7 REFERENCIA: 414 2XG03 0AB0. Estos equipos dañados llegan al país en dos semanas	90%	90%
<b>Metaldom</b>	OK	OK	OK	OK	OK	Pendiente	Pendiente	Instalada	Verificando lista de señales y coordinando para la realización de las pruebas de puesta en marcha. Algunas señales llegan al sistema SCADA del CCE.	90%	90%
<b>San Felipe</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Desconocido hasta el momento	A través de la utilización de recursos de ETED (RTU y Telecomunicaciones) se tiene en el sistema SCADA del CCE la generación (Potencia Activa y Reactiva ) instantanea	0%	0%
<b>CEPP - I</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Desconocido hasta el momento	A través de la utilización de recursos de ETED (RTU y Telecomunicaciones) se tiene en el sistema SCADA del CCE la generación (Potencia Activa y Reactiva) instantánea.	0%	48%
<b>CEPP - II</b>	OK	OK	OK	OK	OK	N/A	Pendiente	Linea telefonica Instalada	Verificando lista de señales y coordinando para la realización de las Pruebas de Puesta en Marcha.	95%	
<b>Generadora Pimentel</b>	OK	OK	OK	OK	Pendiente	N/A	Pendiente	Linea telefonica Punto a punto (Instalada)	Verificando lista de señales y esperando por implementación del protocolo de comunicación en el sistema SCADA de la central generadora, para realizar las pruebas Punto a Punto y de Pusta en marcha	90%	90%

**Tabla 3.15 Situación actual del sistema SCADA de los agentes conectados**

Central Generadora	Lista Señales	Diseño Adaptacion	Base de Datos en CCE	Daigrama unifilar	Pruebas Punto a Punto	Medición de la Carga	Pruebas Puesta Marcha	Telcomunicación	Estatus Actual	Avance Logrado	Avance General de la Empresa
<b>Estrella del Mar</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Desconocido hasta el momento	A través de la utilización de recursos de ETED (RTU y Telecomunicaciones) se tiene en el sistema SCADA del CCE, la generación (Potencia Activa y Reactiva) instantánea.	0%	0%
<b>Estrella del Norte</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Desconocido hasta el momento	A través de la utilización de recursos de ETED (RTU y Telecomunicaciones) se tiene en el sistema SCADA del CCE la generación (Potencia Activa y Reactiva ) instantanea	0%	
<b>CESPM</b>	OK	OK	OK	OK	OK	N/A	OK	Sistema Telecom. ETED	Algunas señales quedaron pendientes de realización de la Prueba de Puesta en marcha.	95%	95%
<b>Falconbridge</b>	OK	OK	OK	OK	Pendiente	N/A	Pendiente	Instalada en el lado CCE, pendiente en central	Esperando por la instalacion definitiva de la linea de comunicacion para planificar y realizar las pruebas Punto a Punto y de puesta en Marcha y la verificacion de la lista de señales.	90%	90%
<b>Aes Andres</b>	OK	OK	OK	OK	Pendiente	N/A	Pendiente	Instalada	Esperando por implementacion de trabajos en la central para realizar las pruebas Punto a Punto y de Puesta en marcha y la verificacion de la lista de señales	90%	90%
<b>Los Minas</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Instalada	Esperando por implementacion de trabajos en la centrales	5%	5%
<b>ITABO</b>	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	OK	Parcialmente	N/A	NO	Telecom. ETED	Actualmente se tienen, en el sistema SCADA del CCE, algunas señales de las unidades generadoras. Coordinado trabajos para realizacion de pruebas Punto Punto y de Puesta en Marcha y la verificacion de la Lista de Señales	85%	57%
<b>ITABO Gas</b>	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	OK	NO	N/A	NO	Telecom ETED	Actualmente se tienen, en el sistema SCADA del CCE, algunas señales de las unidades generadoras. Según informes, no se tiene planificado, a corto plazo, realizar trabajo alguno relacionado con el SCADA.	85%	
<b>Higuamo</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Telecom ETED	Según Informes, no se tiene planificado, a corto plazo, realizar trabajo alguno relacionado con el sistema SCADA	0%	

**Tabla 3.15 Situación actual del sistema SCADA de los agentes conectados**

Central Generadora	Lista Señales	Diseño Adaptación	Base de Datos en CCE	Daigramas unifilar	Pruebas Punto a Punto	Medición de la Carga	Pruebas Puesta Marcha	Telcomunicación	Estatus Actual	Avance Logrado	Avance General de la Empresa
<b>HAINA</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	Línea telefónica instalada lado de CCE, Pendiente lado HAINA	Esperando por la implementación de trabajos en las centrales	5%	3,3 % Incluye Central Puerto Plata
<b>Barahona Carbon</b>	NO	NO	NO	NO	NO	N/A	NO	NO	Según Informes, no se tiene planificado, a corto plazo, realizar trabajo alguno relacionado con el sistema SCADA	5%	
<b>Hidroeléctrica</b>	Esta empresa está instalando un sistema SCADA para el control y monitoreo de sus unidades generadoras. El proyecto se encuentra bastante adelantado, muchas centrales ya están realizando las pruebas Punto a Punto y de Puesta en Marcha.							Dicho sistema SCADA está conectado al sistema SCADA del CCE e inmediatamente se conecta una nueva unidad generadora al SCADA-HIDRO, sus datos se despliegan en el sistema SCADA del CCE.		90%	90%
<b>CEMEX</b>	OK	OK	OK	OK	OK		OK	Telecom ETED, OK	Pendientes de verificar lista de señales	95%	95%
<b>EDESUR</b>	OK	OK	NO	NO	NO	N/A	NO	Línea Telefónica Instalada	Esperando por definición y pruebas de protocolos a utilizar. Estos trabajos se están llevando a cabo en coordinación con el CCE	75%	75%
<b>EDEESTE</b>	OK	OK	NO	NO	NO	N/A	NO	Desconocido hasta el momento	Esperando por decisión de arranque del proyecto	25%	25%
<b>EDENORTE</b>	OK	OK	NO	NO	NO	N/A	NO	Línea Telefónica Instalada	Esperando por definición y pruebas de protocolos a utilizar. Estos trabajos se están llevando a cabo en coordinación con el CCE. La línea de datos ha sido instalada y terminada con routers en ambos extremos, la RTU ha sido probada desde el lado de EDENORTE, restando la disponibilidad de línea en el CCE y el anillo de las aplicaciones DNP3.0 TCP/IP entre ambos centros de control	75%	75%
<b>ETED</b>	Finalizo la 3ra Etapa del Proyecto Centro de Control de Energía, la cual incluyó once (11) subestaciones. Las subestaciones de la 1ra y 2da etapa del sistema SCADA, están siendo rehabilitadas. La subestaciones incluidas en el 2do anillo de 138 KV tienen su SCADA							Se ha realizado los ajustes de las mediciones de las subestaciones Moca, Herrera Nueva, San Francisco de Macorís, Salcedo, La gallera, Planta Nibaje y los Prados.		90%	90%

Fuente: Organismo Coordinador

### 3.3.4.8.2 Establecimiento de los esquemas para registrar la energía reactiva

- **Esquemas de medición y registro de la energía reactiva**

Los esquemas de medición para el registro de energía reactiva cumplen funciones directamente relacionadas con las del OC, según el artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01, necesarias para:

- Planear eficientemente la operación de sistema. Tanto en las centrales de generación, del lado de la oferta, como en la carga a nivel de media tensión, del lado de la demanda.
- Calcular y valorizar las transferencias de energía reactiva. Como parte integral del concepto general de energía transable económicamente.

Efectivamente, el correcto manejo de reactivos, en un sistema de potencia que está constituido fundamentalmente por una malla reactiva, incide directamente en la calidad del servicio y en la eficiencia del sistema desde su diseño mismo y hasta su forma de operación.

Con relación al diseño del sistema, en función del estado del arte, no se deben diseñar máquinas rotativas generadoras de energía eléctrica con requerimientos especiales de generación de energía reactiva porque la generación de reactivos con elementos estáticos es mucho más económica.

Y con relación a la operación eficiente, el control grueso y estacionario de los reactivos debe hacerse desde la compensación estática y al lado de la carga para minimizar las pérdidas efectivas de energía en el subsistema de transmisión y distribución.

Además, con respecto a la energía transable por consumo y transferencia de energía e independientemente del número de etapas necesarias para implementar un adecuado esquema de medición y control de reactivos, en cada una de las etapas se deben definir formas claras reguladas y reglamentadas de transacción de reactivos con cargos económicos en todos los niveles de tensión, desde el del uso final hasta el del extremo inicial del sistema de transmisión. Sólo así se dan las señales regulatorias para el uso racional del recurso eléctrico que repercutirá en la economía del combustible y finalmente en la macroeconomía.

- **Normativa internacional**

La norma la hace el uso y la práctica, así sea indispensable soportarla conceptual y teóricamente. En tal sentido, es deseable referirse a las normas o recomendaciones internacionales IEC y no necesariamente a las normas nacionales de cualquiera de los países fabricantes de equipo de medición y de sistemas de adquisición de datos. Ello trae

ventajas técnicas y económicas porque abre el mercado a la libre y amplia competencia internacional.

Sin embargo, para el uso específico nacional en el caso del SADOc de la República Dominicana, cuya infraestructura de medición está cuantitativamente muy avanzada, se puede aconsejar continuar con una línea o marca determinada para no atender contra la continuidad del servicio en función de las facilidades de mantenimiento y de reposición. Es la razón por la cual la recomendación se referirá tanto a las normas IEC como a las ANSI/IEEE.

Los límites más bajos admisibles de precisión, tanto en alta como en media tensión, son clase 3.0 para la energía reactiva, en kVARh, que corresponden a clase de precisión 1.0 para la energía activa, en kWh. Pueden conservarse o mejorarse en los modernos instrumentos con clase de precisión hasta de 0.2 para la energía activa, de acuerdo al uso actual y el estado del arte que ha incrementado la calidad de los instrumentos y disminuido sensiblemente su precio.

En cualquier caso se debe cumplir con IEC 60687, con ANSI / IEEE C37.90-1989 para sobretensiones y efectos eléctricos transitorios y con ANSI C12.20-1998 con relación a la seguridad de su construcción.

Deben ser inmunes a la interferencia electromagnética de amplio espectro, según IEC 1000-4-2 cuando es originada por descargas electrostáticas, IEC 1000-4-3 cuando es originada por campos electromagnéticos, IEC 1000-4-4 cuando es originada por fenómenos transitorios rápidos, IEC 1000-4-5 cuando es originado por rayos e IEC 1000-4-6 cuando es inducida por conducción eléctrica.

Los transformadores de corriente y de tensión del módulo de medición correspondiente deben ser de clase 0.5 en alta tensión y 1.0 en media tensión.

En baja tensión no se suele usar medición de reactivos pero la regulación debe prever su obligatoriedad para cuando se detecten casos especiales usualmente industriales.

Si bien los esquemas normales de comunicaciones brindan un alto nivel de seguridad y de confiabilidad es muy importante para el sistema completo garantizar la seguridad y la confiabilidad de los datos originales mediante redundancia de equipos y también con memorias suficientes en cada equipo principal o de respaldo, como efectivamente se está haciendo en el SADOc.

Las comunicaciones confiables de los datos del SADOc son vitales para la correcta operación y comercialización de la energía eléctrica del SENI. Las recomendaciones IEC 60870-5-101 son las generalmente adoptadas por los centros de despacho para comunicarse con las estaciones remotas para los efectos de la supervisión y control de los equipos interconectados.

- **Media tensión**

En función del tamaño del sistema del SENI, para todo, pero especialmente para el lado de media tensión, es recomendable definir dos etapas de ejecución de los esquemas de medición.

La primera, o actual, debe completarse según los planes existentes hasta llegar al 100% de la instalación, reposición y mantenimiento de los módulos de medición y comunicaciones para los 316 puntos de la Categoría I de conexión en las fronteras de media tensión.

La segunda etapa, precedida por la ejecución completa de un estudio especializado en el manejo de energía reactiva del SENI, debiera incluir la revisión de los sistemas de medición, comunicaciones, operación y transacciones pero además, la instalación de compensadores estáticos de potencia reactiva y demás recomendaciones que fueran necesarias según los resultados del estudio.

El estudio recomendado debiera involucrar una revisión completa, de acuerdo a normas internacionales IEC especializadas, del sistema de comunicación. Además, la instalación de compensadores estáticos de potencia reactiva en los puntos críticos de Media Tensión al lado de la carga, y todas las demás recomendaciones, en función de su necesidad y según el análisis de los registros del SADOc de primera etapa.

Es conveniente insistir en algunas de las características adicionales relevantes, además de su precio bajo, del compensador estático de potencia reactiva:

- Satisface óptimamente la necesidad de potencia reactiva (factor de potencia) con tensión adecuada en magnitud (regulación) y en forma (armónicos) en terminales y con corrección independiente en las tres fases (balance).
- Un compensador absolutamente reactivo puede eliminar variaciones en voltaje causadas tanto por la componente reactiva como por la componente resistiva de la carga. Variaciones sólo de magnitud y no de fase.
- La compensación reactiva no puede corregir simultáneamente la magnitud del voltaje y el factor de potencia.
- Los compensadores estáticos de potencia reactiva, o SVCs, son en general controlables mediante tiristores asociados a reactores, TCRs, o mediante tiristores asociados a condensadores, TSCs, para cubrir todas las necesidades de reactivos.
- Los SVCs controlables regulan el voltaje en forma continua cuando se producen cambios en la componente reactiva de la carga del sistema.
- Los SVCs controlables son de respuesta rápida que los habilita para la corrección de la forma de la tensión en períodos subtransitorios de oscilación parcial, transitorios y estacionarios.

- **Centrales**

Es claro que un generador rotativo de una cualquiera de las unidades de las centrales de generación eléctrica del SENI posee dos ejes de operación: El eje mecánico que hace girar la unidad a partir de la máquina motriz y cuya velocidad se regula por la acción de las válvulas gobernadoras, y el eje eléctrico correspondiente a la excitación del generador que se alimenta de una fuente controlable de corriente continua. El eje mecánico es responsable por la generación y la regulación de la energía activa y el eje eléctrico es responsable por la generación y la regulación de la energía reactiva.

Pero el cuadrado de la corriente compuesta ortogonalmente por las componentes activa y reactiva del estator es el que define la potencia aparente de la máquina en tal forma que la generación de los reactivos con máquinas rotativas, por lo menos después de un límite, es la más costosa cuando se compara con la utilización de elementos estáticos capacitivos o inductivos según las necesidades, elementos que además pueden ubicarse óptimamente en el sistema, al lado de la carga.

En cualquier forma es indispensable operativamente generar un mínimo de reactivos desde las centrales generadoras que cumplen una función primordial en el despacho y por lo tanto su medición, control y registro debe hacerse cuidadosamente para garantizar el despacho y la operación correcta de las unidades dentro de los límites operativos y seguros.

Para ello se utilizan los instrumentos recomendados, los mismos del numeral anterior sobre normativa internacional, si es del caso con una pantalla o display donde aparece el gráfico coordinado con los ejes de energía activa y reactiva generada.

- **Cargos de transacción**

En cualquier caso, e independientemente de las etapas de implementación de los esquemas de medición y registro de la energía reactiva es importante dar las señales tarifarias sobre el uso adecuado de la energía reactiva mediante los cargos correspondientes para cada una de las transacciones siguientes:

- Transporte de energía reactiva. Es lo usual, en caso de que ésta sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) entregada a un agente, el exceso sobre este límite se considerará como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema.”
- Energía reactiva registrada a un usuario. Es lo usual, en caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el consumo. Es bueno tener en cuenta que la facturación de la energía reactiva debe realizarse con base en el balance mensual de cada periodo horario y no en forma horaria.

- Exigencia para controlar y medir la energía reactiva. En forma concordante con lo anterior, el factor de la potencia inductiva de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). Se exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

### **3.3.4.8.3 Otros aspectos concernientes a los esquemas de medición cuando la medición no se encuentra en los bornes**

En cuanto a la regulación primaria de frecuencia (ver sección 3.3.3.1), el OC exige tener información como características de estatismo, banda muerta, capacidad de regulación, rango de frecuencia admisible de operación, la variación de la carga de la central y contar con un enlace en tiempo real con el CCE y disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la regulación primaria de frecuencia.

Con relación a la exigencia del OC, acerca de la participación de los agentes del mercado en la regulación primaria de frecuencia y específicamente para los casos en que la medición no se encuentra en los bornes, efectivamente, pueden definirse esquemas de medición técnicamente equivalentes. Al respecto:

1. Deben cumplir con los siguientes requerimientos del OC:
  - Enlace en tiempo real con el CCE.
  - Sistema de medición y registro continuo y automático de potencia y frecuencia.
2. El esquema técnicamente equivalente, en función del cumplimiento de los requerimientos anteriores, debe adquirirse a través del mercado de competencia de diferentes suministradores.
3. Para adquirir el sistema debe especificarse el cumplimiento de la norma internacional IEC 61850. Especialmente las siguientes publicaciones en su última versión:
  - IEC 61850-7-410. “Communication Networks and System for Utility Automation. Hydroelectric Power Plants - Communications for monitoring and control”.
  - IEC 61850-7-420. “Communication System for Distributed Energy Resources”.
  - IEC 61400-25 - IEC 61850. “Adaptation for Wind Turbines”. Si fuere del caso.
  - Pero también, la IEC 62271-3. “Communication for Monitoring and Control of High-Voltage Switchgear”.

La disponibilidad de los equipos en los propios bornes del generador, desde luego, no puede tomarse tan literalmente. Existen varios puntos posibles en donde se puede disponer

de transformadores de corriente, CT, y de tensión, PT, en caso necesario y no sólo en la central misma sino en su subestación. Puede llegar a ser necesario tomar más de un CT en diferentes nodos.

Cuando no pueda instalarse un circuito eléctrico sencillo y confiable, tal como el previsto para el 2010, tendrá que hacerse mediante elementos de adquisición de datos, SAD, que hacen parte de cualquier sistema SCADA actual o de subsistemas electrónicos de medición aún, mediante Controladores Lógicos Programables, PLC, u otros sistemas pero evitando el uso de sistemas propietarios o no abiertos amarrados a una marca específica. La norma IEC 61850 abrió definitivamente las puertas, en este siglo, a este tipo de soluciones. Sus principales objetivos fueron:

- Recomendar unificación de protocolos de comunicación de las subestaciones eléctricas.
- Recomendar el uso de los mejores sistemas ya establecidos y con la participación de Comité Técnico TC57 con cerca de 60 países miembros.
- Promover la inter operatividad de las diferentes marcas
- Unificar métodos y formatos de las bases de datos
- Definir los requisitos de pruebas completas de los equipos de comunicación que van a ser confirmados de acuerdo a norma.

### **3.3.5 Servicio de Reposición del Sistema**

#### **3.3.5.1 Reglamentación del servicio de reposición del sistema**

El reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, establece que el CCE debe elaborar el manual de procedimiento, para la restauración del sistema interconectado luego de una perturbación que obligue un arranque en negro (capacidad de partida autónoma). Sin embargo, pese a que es necesario que se definan unos lineamientos en caso de un colapso del sistema no se evidencia que se hayan estructurado mecanismos para cuantificar los costos y/o compensaciones de prestar el servicio de reposición del sistema así como tampoco se ha plasmado de manera explícita los consumidores y proveedores de dicho servicio.

#### **3.3.5.2 Prestación del servicio de reposición del sistema**

En la sección 3.3.5.1 se mencionó que la reglamentación referente a los servicios complementarios no da lineamientos claros y concretos respecto a la provisión del servicio de reposición del sistema. Este hecho no ha sido ajeno a los entes supervisores y reguladores del sector eléctrico; como es el caso del OC, el cual en su Informe sobre

Servicios Auxiliares y Costos Variables<sup>16</sup> señala que el servicio de reposición del sistema lo realizan ciertas plantas que tienen la capacidad de realizar partida autónoma pero en la actualidad no hay una regulación que inste e incentive a las empresas de generación a tener plantas que cuenten tanto con el equipamiento como con la logística adecuada para restaurar el funcionamiento del sistema en el caso de que este colapse.

Respecto al servicio de reposición del sistema, si bien no existe una compensación estructurada por la prestación, la firma Mercados Energéticos Consultores realizó una propuesta del procedimiento de valorización de este servicio, el cual comprende: la determinación de los requerimientos de provisión del servicio, obligación de la provisión del servicio, pagos del servicio, requerimientos técnicos y sanciones. Sin embargo, como es una propuesta reciente (junio de 2007) aún no se ha reglamentado.

### **3.3.5.3 Modelo propuesto, compensaciones y penalizaciones para el servicio de reposición del sistema**

Tal como se mencionó en la sección 3 el servicio de reposición del sistema consiste en la capacidad que tienen las unidades generadoras del sistema interconectado para responder a una eventual salida total o parcial del sistema, teniendo en cuenta que dichas unidades deben tener capacidad de autoarranque, es decir, empezar a funcionar sin necesidad de suministro externo de energía. Adicionalmente, los generadores deben estar en capacidad de consumir y producir reactivos, con el fin de controlar la tensión durante el proceso de restauración.

Con el fin de proveer el servicio de arranque en negro, desde el punto de vista técnico, es necesario el diseño e integración de un o unos generadores auxiliares a la configuración de la central eléctrica. La generación auxiliar que se instala para proporcionar la capacidad de reposición del sistema, junto con la unidad de generación principal, necesitan cumplir con ciertos criterios técnicos tal como se detalla a continuación:

- La habilidad de iniciar la planta de generación principal (al menos una unidad / módulo) de la central eléctrica desde cero en escalas de tiempo programadas sin el uso de fuentes de alimentación externas.
- La capacidad de energizar la capacidad para energizar parte del sistema de transmisión o, si es apropiado, del sistema de distribución en un plazo de dos horas según instrucción de OC.
- La capacidad de aceptar la demanda de bloques de carga instantáneos, idealmente en el rango de 30 a 50 MW, y controlar los niveles de frecuencia y voltaje dentro de los límites permitidos durante el proceso de carga de los bloques.

---

<sup>16</sup> Organismo Coordinador, “Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano”, Informe – capítulo III – servicios auxiliares y costos variables, 2007.

- La habilidad de proveer al menos tres arranques en negro secuenciales, en un lapso de dos horas, esto con el fin de preveer posibles tropiezos del sistema de transmisión y/o distribución durante el periodo del reestablecimiento.
- Fuentes de combustible de reserva (ej. combustible destilado) para permitir a la central eléctrica operar para una duración mínima, idealmente en el rango 3 a 7 días, después de la instrucción de arranque en negro.
- Bloquear y tensionar las partes independientes de todas las unidades de generación. Esta recurso necesita ser independiente de las unidades auxiliares para arranque en negro y debe poder operar por un periodo mínimo de 20 minutos después de de la pérdida de fuentes externas.
- La capacidad de mantener una alta disponibilidad del servicio tanto en la unidad principal como auxiliar de la planta de generación.
- La capacidad reactiva de cargar el sistema de transmisión y distribución inmediato a la planta.

Otro aspecto que debe ser considerado es el hecho de que debido al aumento de generación para suplir la carga, se podrían causar grandes cambios del paso de progresión en la temperatura del extractor de la unidad principal de generación. Esto alternadamente puede tensionar la caldera si no hay abertura del extractor antes de que alcance la caldera. Esto Generalmente esto se necesita para la provisión del puenteo de reserva. Dada esta situación, para la prestación del servicio de arranque en negro, el generador debe demostrar que las características de la caldera son tales que la planta es capaz de aceptar los bloques de cargas requeridos.

Hay principalmente dos tipos de plantas de generación auxiliar que se utilizan para el arranque en negro de la planta de generación principal, a saber: motores diesel de velocidad media y turbinas de gas de ciclo abiertas pequeñas (OCGT). La escogencia de la planta de generación auxiliar debe ser hecha por cada generador de tal forma que se ajuste a las consideraciones propias de cada planta de generación. Sin embargo, cabe resaltar que las unidades auxiliares de generación diesel suelen ser la elección preferida por los generadores que se interesan en proporcionar el servicio de arranque en negro y reserve, debido a la naturaleza robusta de estas plantas y sus consideraciones en cuanto a costos se refiere. Típicamente todos los precios de compra inclusivos parecen variar entre 350/kW y 400/kW instalados.

Para las unidades de generación auxiliar turbinas de gas de ciclo abiertas pequeñas, los costos dependen de si ya existen unidades de OCGT en el sitio o si nuevas unidades generadoras necesitan instalarse. Los costos referentes a las unidades existen tiende a estar limitados al mantenimiento anual y cualquier revisión o medida remedial trabajo. Para los generadores que requieren nuevas unidades auxiliares de OCGT, típicamente los precios

son ligeramente más altos que para planta diesel (10% o más en dependiendo del tamaño de la unidad de generación).

Además, de la inversión en capital, existen otros costos operacionales que deben considerarse para la provisión del servicio de arranque en negro tales como las tasas incrementales del negocio, los cargos por uso del sistema, los cargos de conexión y el aumento en las primas de seguro referentes a la operación de los generadores principales y auxiliares.

La potencia necesaria que debe suministrar la unidad auxiliar a la unidad principal para que esta se inicia es el factor fundamental que afecta los costos de instalar una unidad de generación auxiliar. Típicamente esto recae en el rango de 3 a 15 MW, en dependiendo del tamaño de la unidad principal más pequeña (y la configuración del módulo).

Teniendo presentes todas estos criterios y con el fin de determinar cuántas y cuáles deben ser las plantas involucradas en la prestación del servicio de reposición del sistema eléctrico dominicano, es importante tener en cuenta la topología del sistema y factores técnicos necesarios para que determinada unidad pueda contribuir al arranque en negro. Por ello dada la configuración de la red dominicana predominantemente radial en forma de estrella y dividida en cuatro zonas (ver Figura 3.15) no es conveniente que la reposición del sistema se concentre únicamente en determinadas zonas y en plantas muy puntuales ya que dadas las condiciones y requerimientos al sistema eléctrico puede llegar a ser insuficiente tanto en capacidad como en la oportunidad para responder a las salidas totales o parciales del sistema.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y dado que la provisión de energía de manera constante en un sistema interconectado es un elemento fundamental y primordial del desempeño de una red eléctrica se hace necesario implementar el servicio de arranque en negro para cada zona del sistema eléctrico, seleccionando las máquinas que según su ubicación, potencia y tecnología puedan reiniciar el sistema o subsistema en caso de una eventual salida de operación.

A raíz de esto, el servicio de arranque en negro debe ser de carácter obligatorio para las unidades escogidas reconociendo los costos asociados a la prestación del servicio de reposición del sistema. Resulta imperativo que el OC realice un análisis de carácter técnico - económico en el que elija de dos a tres plantas de generación por cada una de las zonas del sistema eléctrico, en las que sea factible la ejecución del servicio de arranque en negro. Una vez se cuente con el análisis es necesario informar a las empresas de generación cual o cuales unidades han sido asignadas para prestar el servicio. Con esta notificación y para poder implementar de manera efectiva y garantizar la eficacia del servicio, los generadores seleccionados deberán incurrir en costos asociados a los posibles cambios en las unidades generadoras debido a las especificaciones técnicas que estos deben cumplir con el fin prestar el servicio en el momento requerido. Por esta razón los generadores tienen que valorar las diversas adecuaciones y sus costos de operación y mantenimiento relacionados con las inversiones para prestar el servicio.

Los costos de los cambios necesarios en cada unidad generadora dependen del análisis técnico sobre esta; su magnitud puede variar considerablemente entre las diferentes plantas seleccionadas para prestar el servicio, por lo cual cada unidad seleccionada debe presentar una propuesta ante el OC, que incluya las valoraciones señaladas previamente. Una vez sean analizadas, evaluadas, negociadas, aprobadas y concretadas las diversas propuestas de las unidades de generación se debe efectuar la estructuración y legalización de los acuerdos, en los que se reglamente el compromiso de que dichas empresas realizaran las inversiones decretadas y prestarán el servicio de reposición cuando el sistema lo requiera, esto sumado a que les serán reconocidas una compensación anual por estos conceptos.

A raíz de lo expuesto anteriormente, se evidencia el carácter esencial de la gestión del OC para avalar, puntualizar y finiquitar las propuestas de adecuación de las plantas y, por ende, la prestación del servicio de arranque en negro. Sin embargo, tomando en consideración las funciones y potestades asignadas al OC, la materialización de dichas propuestas no es adecuada realizarla de manera directa entre las empresas de generación y el OC, es decir, que una opción factible para reglamentar los acuerdos es que estos sean suscritos entre las empresas de generación y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), quien tiene un historial de manejos de acuerdos para el suministro de energía con diversas empresas de generación. Por las características del servicio de arranque en negro este puede verse como un “suministro de generación de partida” de ahí que no sea tan ajeno a la relación comercial que ha llevado la CDEEE con las empresas de generación. Claro que el concepto de cumplimiento o incumplimiento de estos contratos será responsabilidad directa del OC tal como se detalla más adelante. A partir de lo anterior, se evidencia que la CDEEE desempeñará el rol de “cliente” que requiere la prestación del servicio de reposición del sistema mientras las empresas de generación jugarán el papel de “contratistas” que darán la provisión del servicio y entre “cliente” y “contratista” se establecerá un acuerdo legal o contrato que asegure y reglamente la cabal prestación del servicio y la debida renumeración por dicha prestación. Adicionalmente, existe un tercer agente que desempeñará el rol de “interventor o supervisor” del contrato, es decir, que este vigilará la gestión y labores del “contratista” e informará al “cliente” sobre estos aspectos con el fin de que este procesa a autorizar los pagos pertinentes o entable las penalizaciones respectivas.

Si bien el servicio de reposición del sistema tiene un carácter obligatorio, el modelo propuesto supone pagos anuales conformados por dos componentes, el primer componente corresponde a las adecuaciones necesarias a las unidades y el segundo componente contempla los costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, estos pagos están sujetos al cumplimiento de las plantas de generación en la provisión del servicio, por ello al igual que para los servicios de regulación de frecuencia y voltaje es necesario supervisar o auditar dicho cumplimiento. Semestralmente, el OC debe realizar a las unidades de generación auditorías de arranque aislado, es decir, pruebas para verificar que las unidades tienen la capacidad y oportunidad de prestar el servicio el servicio. Estas pruebas se deben documentar en el formato de arranque en negro detallado en la sección 3.6.3.

Las empresas de generación deben tomar en cuenta en las propuestas presentadas al OC, que la primera prueba de arranque hace parte de los costos reconocidos dentro de los términos contractuales mientras que las pruebas siguientes es la empresa quien debe asumir los costos inherentes a dichas pruebas.

Con estas pruebas se verifica y se garantiza que las unidades de generación hayan realizado las inversiones estipuladas y que estén en condiciones óptimas de funcionamiento, por lo tanto estas permiten la aprobación del pago del servicio de reposición del sistema. En el caso en que una prueba se detecte no conformidades o falle la prestación del servicio, el generador tiene la obligación de tomar las medidas correctivas pertinentes con el fin de solventar los hallazgos de la auditoría de tal forma que no se vaya a ver comprometida la prestación del servicio y la próxima prueba sea exitosa. Bajo esta situación, si la unidad generadora solventa los inconvenientes detectados, en la compensación anual tan solo se le pagará la mitad de la cantidad pactada. Si las dos pruebas resultan no exitosas, es decir, que no se desarrollaron las acciones necesarias para responder a las salidas del sistema, al generador no se le reconocerá ninguna cantidad monetaria y este debe compensar al sistema con tres (3) veces el costo anual reconocido. En el caso en que la siguiente prueba resulte no exitosa de nuevo, al generador se le debe eximir del proceso de despacho hasta que certifique mediante la presentación de informes y realización de auditorías técnicas costeadas por el mismo, que puede cumplir con sus obligaciones respecto al servicio de arranque en negro. Adicionalmente, el OC tiene el compromiso reportar a la empresa de generación a la autoridad legal competente para que se apliquen las sanciones pertinentes por incumplimiento de contrato; esto sin que se exima a la empresa de cumplir con las compensaciones por incumplimiento.

En la situación en que ocurra una salida del sistema y el CCE en conjunto con el OC requieran a una planta generadora seleccionada para que preste el servicio de reposición del sistema y ésta no lo haga de manera efectiva y adecuada; dichos entes se verán abocados a pedirle a otra planta (u otras plantas) que tenga la capacidad para que inicie el sistema, por lo tanto, sustituir a la unidad que no cumplió con el mandato. En este arranque tanto la planta generadora sustituta y en general el sistema eléctrico incurren en unos costos los cuales deben ser asumidos por la unidad sustituida, es decir, que esta unidad es la responsable por compensar a la planta sustituta por la prestación del servicio en el año en que ocurrió la salida del sistema. Sin embargo, ésta no es la única penalización que enfrentará la unidad sustituida, además, debe pagar el equivalente a los costos o gastos en que no incurrió para adecuar, mantener y operar sus equipos para prestar el servicio de reposición, esto debido a que la unidad tiene un compromiso formal con el sistema y por esto se tienen establecidos una serie de retribuciones.

Si la situación mostrada anteriormente se repite una vez más, la planta debe ser eximida del proceso de despacho hasta que certifique mediante la presentación de informes y realización de auditorías técnicas costeadas por el mismo, que puede prestar el servicio de arranque en negro. Además, el OC debe denunciar a la empresa de generación a la autoridad legal competente para que se apliquen las sanciones pertinentes por

incumplimiento de contrato; esto sin que exima a la empresa de cumplir con las compensaciones por incumplimiento.

Es factible que una unidad tenga penalizaciones tanto por fallas en las pruebas de arranque como en la prestación real del servicio de reposición; así como, puede obtener solo por alguno de estos tópicos.

Debido a que una confiabilidad alta del sistema es fundamental para prestar un servicio eléctrico efectivo con calidad, el servicio de arranque en negro no debería ser prestado frecuentemente, por lo cual el generador se ve tentado a no incurrir en los costos asociados de ahí la importancia de que realicen las pruebas y asegurarse de que se tomen los correctivos pertinentes.

Tal como se ilustró previamente, para garantizar la prestación del servicio de reposición del sistema es necesario realizar una serie de inversiones destinadas a la adecuación de las plantas de generación. Respecto a estas inversiones surge un interrogante relacionado con el hecho de quien o quienes son los responsables de suministrar los recursos necesarios para financiarlas. Dadas las características y connotación de este servicio, la respuesta a este interrogante recae en que el sistema eléctrico dominicano es quien debería aportar los recursos. Sin embargo, el sistema eléctrico como tal es muy amplio y está conformado por distintos entes incluidos los agentes y los suscriptores, de ahí que exista un mecanismo de financiación que cobija a todos estos entes. El pilar inicial y central de este mecanismo son las empresas de generación puesto que estas juegan un papel primordial para que el sistema se restablezca en el caso de un “Black-out”, por ello estas tienen la responsabilidad principal de suministrar los recursos monetarios para financiar las obras. El aporte de cada empresa para el total de las obras se hará en proporción a su capacidad de generación, el aporte tendrá una frecuencia mensual para asegurar que al final del año se tenga todo el dinero para cancelar las anualidades establecidas con las plantas elegidas para la prestación del servicio de reposición del sistema. Dichos aportes serán descontados de los pagos mensuales a los generadores por venta de energía. Si por alguna circunstancia excepcional dichos pagos no cubren las cuantías de los aportes o el generador no es acreedor de pagos por venta de energía, el respectivo aporte debe ser desembolsado directamente al sistema.

En el momento en que los generadores establezcan sus costos de generación (costos de la energía) deben tener en cuenta esta serie de inversiones sobre las que tienen la obligación de dar financiación. Este hecho conlleva a que parte del financiamiento de las inversiones le será transferido a los compradores de energía, es decir, a los distribuidores, comercializadores y, por ende, a los suscriptores del servicio de energía, con lo cual se completa el mecanismo de financiación por parte del sistema eléctrico para la prestación del servicio de arranque en negro.

En la actualidad se tiene establecido que la determinación de los costos de las unidades de generación termoeléctricas se da mediante la adición de los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles. Al evaluar el carácter y naturaleza de las inversiones para el servicio de reposición del sistema se hace evidente que estas inversiones deben ser

tenidas en cuenta como parte de los costos variables no combustibles. Si bien al presente los costos variables no combustibles tienen una fuerte relación y/o dependencia con los costos variables combustibles; tal como se detalla en la sección 3.5 dentro de las recomendaciones regulatorias para el mejoramiento, manejo y tratamiento de los costos variables se ha estipulado desligar dicha fuerte relación y que los costos variables no combustibles consideren incluir entre otros aspectos el reconocimiento de los costos de mantenimiento periódico para garantizar la disponibilidad en el tiempo del parque de generación térmica y cuando sea del caso las inversiones asociadas a las adecuaciones de las plantas de generación para la prestación del servicio de arranque en negro. Este aspecto debe ser tenido en cuenta cuando se den las modificaciones y actualizaciones al RLGE, las cuales se han señalados en repetidas ocasiones dentro del ápice de reglas comerciales.

### 3.4 MÍNIMO TÉCNICO

#### 3.4.1 Valores de Mínimo Técnico

En el estudio “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables” desarrollado por el Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI) para el OC, se realizó un análisis comparativo de los valores de mínimo técnico reportados por las empresas de generación frente a valores estándares para plantas en condiciones ideales. A partir de dicho análisis (ver Tabla 3.16) se vislumbraron algunos importantes aspectos tales como los que se relacionan a continuación:

- “Los valores próximos al 65% indicado como estándar, pueden siempre lograrse por un tiempo limitado (como referencia general alrededor de una/dos horas) en razón del hecho que la vuelta a valores de carga nominal (y de las temperatura del gas a las descarga a valores nominal) contribuyen a la remoción de las escorias que se depositaron.
- Para aquellos casos en los cuales los valores declarados están lejos del 65%, se requieren verificaciones adicionales para la correcta definición del valor de mínimo técnico que la central puede lograr (considerando su antigüedad, el estado general de la instalación, el tipo de combustible normalmente en uso, etc.).”<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.

**Tabla 3.16 Resumen de los valores de mínimo técnico declarados por los agentes frente a valores estándares**

Empresa	Planta	Mínimo Técnico Declarado [%]	Mínimo Técnico Estándar [%]	Notas
EGE - Haina	Barahona Carbón	89.9	90	OK
EGE - Haina	Mitsubishi	66.7	70	OK. Los problemas de inestabilidad en la conducción de la caldera que determinan este aumento en el mínimo, pueden resolverse con un mejor ajuste de los parámetros de control con carga reducida.
EGE - Haina	Puerto Plata 1	57.7	70	OK
EGE - Haina	Puerto Plata 2	81.1	70	Necesita mantenimiento mayor para poder reducir el valor de mínimo técnico
EGE - Haina	Sultana del Este	64,3 87.7	65 85	OK OK Motores 1, 2 y 8 con recuperador de calor
EGE - Haina	Haina 1	87.0	70	Necesita mantenimiento mayor sobre la caldera y mejor ajuste de los parámetros de control del ciclo con carga reducida
EGE - Haina	Haina 4	79.4	70	Necesita mantenimiento mayor sobre la caldera y mejor ajuste de los parámetros de control del ciclo con carga reducida.
EGE - Haina	Haina TG	69.6	60	Ajuste de los parámetros de mínima carga y verifica de las temperaturas en correspondencia del 60% de la carga.
ENG Maxon	Maxon	72.0	65	Valores hasta el 65% deberían admitirse por periodos limitados
Seaboard	ED Norte	90.9	65	La diferencia entre valor declarado y valor estándar se considera muy grande; para la verificación de los efectivos valor de mínimo técnico se requieren ensayos específicos.
Seaboard	ED Mar	77.7	65	La diferencia entre valor declarado y valor estándar se considera grande; para la verifica de los efectivos valor de mínimo técnico se requieren ensayos específicos. Valores hasta el 65% deberían admitirse por periodos limitados
Metaldom.	Metaldom	76.2	65	La diferencia entre valor declarado y valor estándar se considera grande; para la verifica de los efectivos valor de mínimo técnico se requieren ensayos específicos. Valores hasta el 65% deberían admitirse por periodos limitados
LAESA	Pimentel	68.0 85.0	65 65	OK La diferencia entre valor declarado y valor estándar se considera muy grande. Se hace notar que esta situación se da solamente para los 5 motores de menor potencia. Valores hasta el 65% deberían admitirse por periodos limitados
Unión Fenosa	Palamara	84.1	65	El valor puede ser correcto por los tres motores equipado con recuperador de calor. En los demás casos para la verificación de los efectivos valor de mínimo técnico necesitan ensayos específicos.

**Tabla 3.16 Resumen de los valores de mínimo técnico declarados por los agentes frente a valores estándares**

Unión Fenosa	La Vega	70.7	65	Valores hasta el 65% deberían admitirse por periodos limitados
Smith & Enron	Smith & Enron	100 (TG) 100 (HR) 43.7 (BO)	60 50 50	La turbina de gas no puede reducir la carga por problemas de alta presión en los tanques de baja y media presión de la caldera de recuperación probablemente debido a modificaciones en la configuración de la planta respecto al diseño original. Hace falta averiguar la existencia y la operación de los <i>bypass</i> . Si no están en control de máxima presión modificar la regulación asociada.
El Pto. Plata	CEPP 1	63.6	65	OK
El Pto. Plata	CEPP 2	62.5	65	OK
Eléctrica San Pedro	CESPM 1	49,8	64	Se sugiere verificar los niveles de contaminación operando con carga reducida.
ITABO	Itabo 1	54.7	70	OK
ITABO	Itabo 2	52.8	70	OK
ITABO	Itabo I TG	82.3	60	Se deberían poner en regulación de temperatura las IGV, averiguando el valor de carga correspondiente a la mínima temperatura aceptable (como sugerido en el informe de GE).
Falconbridge	Falcon 1	45.4	50	OK
DPP	Los Mina 5	42.4	60	OK
AES	AES Andrés	38.8	40	OK
MPC	Monterio	65	65	OK

Fuente: CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.



### 3.4.2 Modelo Propuesto

Un tópico muy importante subyacente al tratamiento de los valores mínimos técnicos es una declaración veraz de dichos valores por parte de los generadores, ya que tal como se deduce de la inspección realizada por CESI (sección 3.4.1) para el mercado eléctrico dominicano se presentan discrepancias en la información. Este tópico cobra tal importancia en el sentido de que las plantas, sin excepción, están en la obligación no solo de generar en el mínimo técnico sino permanecer en línea como parte del proceso generación – despacho.

Los generadores deben tener presente que las exigencias realizadas para el despacho por el CCE y los entes de regulación y control se ajustarán a los valores mínimos técnicos fijados en la actualidad por la SIE. En el caso en que se desconozca el valor mínimo técnico de un generador bien sea por falta de oportunidad en la información y/o negligencia se tomarán los valores estándares para una central tal como la que no declaró el valor mínimo técnico. Si un generador considera que los valores reglamentados no corresponden a la realidad de la planta debe costear las pruebas y verificaciones pertinentes para establecer los valores propios. Estas pruebas deben contar con el aval de los entes de regulación y control y hasta tanto no sean realizadas la exigencias se ajustarán a los valores reglamentados.

Teniendo presente los preceptos mencionados previamente, es relevante cuestionarse sobre cual debe ser el accionar frente a los perjuicios que los generadores causan al incumplir con los valores mínimos técnicos. Sin embargo, antes de detallar este accionar es oportuno mencionar algunos efectos que conlleva el hecho de que algún o algunos generadores no se bajen a los niveles mínimos cuando se les sea exigido. Cuando se presenta esta situación el sistema eléctrico se ve afectado en el sentido de que la generación de energía resulta ser más costosa puesto que plantas más caras se quedan generando y no permiten que otras más económicas puedan generar toda la energía para lo cual estaban programadas, es decir, que se paga un precio mayor por la energía y uno o varios generadores pueden verse abocados a reclamar un lucro cesante al no obtener el total de ganancias esperadas.

Con este panorama se considera que el accionar ante el incumplimiento en los valores mínimos técnicos debe estar orientado a tener una posición muy firme por parte del CCE y el OC frente al despacho programado. Esto implica, que además de que las exigencias en cuanto a generación estarán guiadas por los valores mínimos técnicos reglamentados por la SIE, el OC reconocerá todo el despacho de acuerdo a la programación establecida, por lo tanto solo se pagará la energía efectivamente requerida al precio previsto.

Con el fin de ilustrar este accionar se va a suponer la situación en que una planta incumplió el mandato de generar en el valor mínimo técnico y a raíz de esto el costo marginal de la energía fue de US\$ 97.77 mientras que si la planta no hubiese incumplido el costo marginal de la energía hubiese sido de US\$ 83.43, bajo esta circunstancia el OC no reconocerá la energía despachada a US\$ 97.77 sino a US\$ 83.43. Esta situación conlleva a dos (2) serias implicaciones para la planta que incumplió, la primera radica en el hecho de que solo se le reconocerá la energía que realmente necesitaba el sistema a un precio inferior a sus costos de generación y la segunda está relacionada con el suceso de que por su incumplimiento

otra u otras unidades no cubrieron su cuota de generación por lo cual la planta que incumple debe compensar a dichas unidades pagándoles la cantidad de energía que estaban programadas para aportar al sistema, al costo marginal de la hora señalada.

A partir de esta propuesta subyacen varios preceptos importantes, el primero es que el sistema no es quien se debe amoldar al accionar de las unidades de generación sino que estas deben actuar en consecuencia a la programación del sistema. Adicionalmente, los generadores que incumplan están en la obligación de devolver dinero al sistema para subsanar sus desacatamientos. Esta devolución se afronta desde dos perspectivas, ya que las plantas deben asumir los costos adicionales que tenga la generación e indemnizar a los generadores que se hayan visto afectados por su proceder.

Otro aspecto que emerge del modelo propuesto para el manejo de los valores mínimos técnicos y que vale la pena resaltar es el hecho de que intrínsecamente dicho modelo supone afectar los saldos deudores/acreedores de las transacciones económicas del MEM. Esto en el sentido de que los generadores serán acreedores ya que se les reconocerá la energía que realmente necesitaba el sistema al precio estipulado ciñéndose a la programación del OC y el CCE. Si los generadores no se ajustan y cumplen con dicha programación y por lo tanto con los valores mínimos técnicos además de ser acreedores tendrán el rol de deudores puesto de tal como se describió previamente, deberán compensar al sistema por su incumplimiento, es decir, pagarles a los generadores que se vieron afectados asumiendo dichos costos y obteniendo menores ingresos que los esperados. Este aspecto se esboza de manera gráfica en la Figura 3.29.

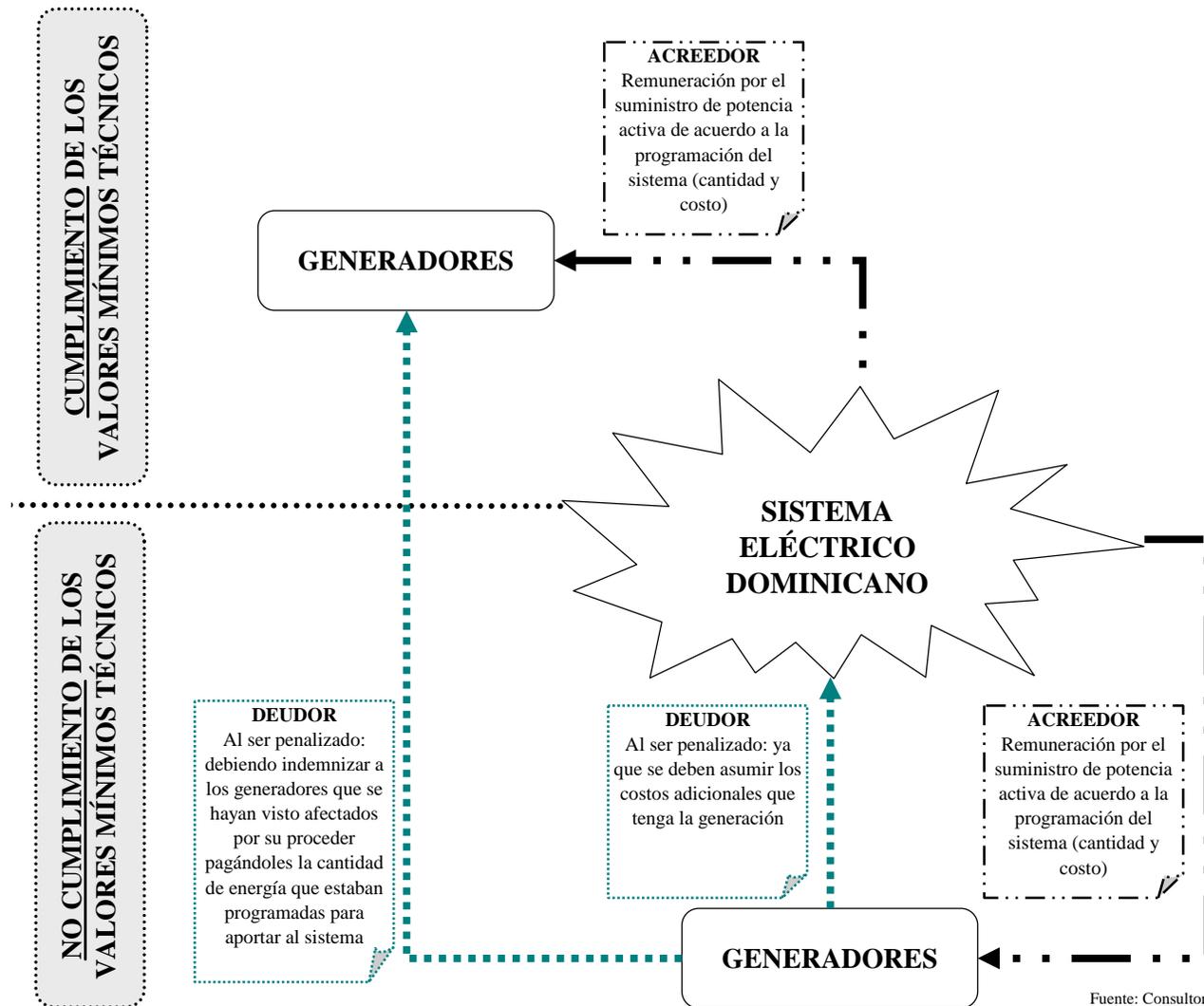


Figura 3.29 Flujos deudores/acreedores en cuanto a los valores mínimos técnicos

### 3.5 COSTOS VARIABLES

#### 3.5.1 Reglamentación de los Costos Variables

En la reglamentación de los costos variables de producción de una máquina termoeléctrica del mercado eléctrico de República Dominicana se tiene previsto que dichos costos se definen como (artículo 183 del RLGE):

$$\begin{aligned}CVP &= CVC + CVNC \\Con & \qquad \qquad \qquad (3.50) \\CVC &= CE * PC\end{aligned}$$

Donde:

*CVP* = costo variable de producción.

*CVC* = costo variable combustible.

*CE* = consumo específico.

*PC* = precio del combustible.

*CVNC* = costo variable no combustible informado por cada empresa de generación.

Para turbinas a gas usando petróleo:  $CVNC \leq (0.02 * CVC)$ .

Para centrales de ciclo combinado usando petróleo:  $CVNC \leq (0.06 * CVC)$ .

Para centrales a vapor usando petróleo:  $CVNC \leq (0.07 * CVC)$ .

Para centrales a vapor usando carbón:  $CVNC \leq (0.125 * CVC)$ .

Para motores diesel:  $CVNC \leq (0.04 * CVC)$ .

En el caso de que incursionen en el mercado de generación tecnologías y tipos de combustibles no indicados anteriormente, la SIE establecerá mediante resolución los porcentajes de costo variable no combustible que apliquen.

Los costos variables de producción tienen injerencia sobre la planificación de la operación sistema eléctrico, el despacho de las centrales, la valoración de la energía reactiva, la compensación por regulación de frecuencia, el establecimiento de los costos marginales de energía activa y por ende de los cálculos de las transacciones económicas tal como se señala a continuación.

- Planificación de la operación del sistema eléctrico.

En el artículo 180 del RLGE se establece que la empresa de transmisión y las empresas de generación que participen en el SENI entregarán al OC la siguiente información necesaria para realizar la planificación de la operación según corresponda:

- Estado y características topológicas del sistema de transmisión.
- **Existencia de combustibles almacenados en las centrales.**
- **Precios y calidades de los combustibles.**
- Nivel de agua de los embalses.
- Caudales afluentes presentes e históricos de las centrales hidroeléctricas.
- Característica de producción de las centrales hidroeléctricas.
- **Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras.**
- **Consumo específico medio de combustible por kWh neto entregado a la red de transmisión y costo variable no combustible de centrales termoeléctricas.**
- **La información de los contratos de suministro y transporte de combustible a cada una de las plantas en operación**, según formato a ser proporcionado por el OC, correspondiente a:
  - Vigencia del contrato y suministrador.
  - Características del combustible a suministrar (tipo, calidad, poder calorífico, etc.)
  - Precio y fórmulas de reajuste o actualización.
  - Costo de transporte del combustible a la planta.
  - Condiciones contractuales que afecten el precio.
- Cuando el consejo de coordinación del OC lo solicite, los agentes del MEM operadores de sistemas de generación deberán **entregar copia de las facturas de compra de combustible**. Estas facturas deberán incluir los costos de combustible y transporte, que respalden la información semanal de precios de combustibles entregados para realizar los programas de operación semanal. En aquellos casos en que un agente del MEM operador de sistema de generación no cuente con un precio de compra de combustible y transporte definido para la semana en que se realizará la programación de la operación, deberá informar los últimos precios de combustible y transporte disponibles. Los agentes del MEM operadores de sistemas de generación deberán entregar las

facturas de compra de combustible y costos de transporte a más tardar dentro de los tres (3) días laborables siguientes a ser solicitados por la administración del OC.

- **El esquema de alimentación de combustible de cada unidad generadora** incluyendo tanques de almacenamiento, puntos de medición y características técnicas de dichos sistemas de medición.
- **Deberán informar además los análisis de calidad de combustible y el balance mensual de combustible y producción de energía eléctrica de cada una de sus unidades o grupo de unidades según los elementos de medición disponibles** (balance simple entre producción de energía eléctrica y consumo de combustible), según formato tipo para la presentación del balance mensual de consumo de combustible y producción de energía eléctrica a ser proporcionado por el OC.

**La administración del OC puede solicitar la presentación de los contratos de suministro y transporte de combustible para verificar la información proporcionada.** Las Empresas de Generación deberán mostrar los contratos a más tardar dentro de los tres (3) días laborables siguientes a la solicitud de la administración. El incumplimiento de esta disposición constituirá una falta grave.

- Despacho de las centrales.

En el artículo 202 del RLGE se tiene estipulado que el despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor costo variable de despacho (CVD)<sup>18</sup>, hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del sistema de transmisión.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transmisión, por razones de seguridad, determinado sobre la base de estudios del SENI, el OC podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto le comunique por escrito el CCE al momento de realizar la programación semanal, la programación diaria y las reprogramaciones diarias.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados las unidades que por restricciones de mínimos técnicos, tiempos de arranque u otras restricciones, deben permanecer en operación durante algunas horas.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados, según el caso, las unidades que por necesidad de reactivos o seguridad del SENI deben ser despachadas a potencia constante.

- Costos marginales de energía activa.

---

<sup>18</sup> CVD: Costo variable de producción / factor de nodo de energía.

En el artículo 255 del RLGE se ha reglamentado que el costo marginal de corto plazo de energía activa en la barra de referencia para cada hora "h", ( $CMGREF_h$ ) corresponderá al mayor costo variable de producción, referido a la barra de referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora "h" que estén vinculadas a la barra de referencia del sistema y que cuenten con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora "h".

De no existir máquinas despachadas que estén vinculadas a la barra de referencia del SENI y que cuenten con potencia disponible, corresponderá al menor costo variable de producción referido a la barra de referencia (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante la hora "h", en la barra de referencia del sistema.

De no existir ninguna máquina vinculada a la barra de referencia que pueda entrar en servicio en la hora "h", corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la SIE.

Al determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar como potencia disponible el margen que pudieran tener las máquinas que regulan frecuencia. Asimismo, no se podrán considerar con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

El factor de nodo a aplicar para referir el costo variable de producción de una máquina ubicada en una barra "i" vinculado a la barra de referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i} \quad (3.51)$$

Donde:

$\frac{\partial Perd}{\partial P_i}$  = es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda  $P_i$ , asumiendo como barra libre la barra de referencia del SENI.

Complementariamente, en el artículo 255 del RLGE se define que el costo marginal de corto plazo de energía activa ( $CMGSUB_{sh}$ ), en la hora "h" y en una barra "s", desacoplado económicamente, corresponderá al mayor costo variable de producción referido a la barra "s" (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora "h", vinculadas a la barra "s", con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora "h".

De no existir máquinas despachadas con potencia disponible, vinculadas a la barra "s", corresponderá al menor costo variable de producción (costo variable / factor de nodo) de las

máquinas termoeléctricas vinculadas a la barra “s” que no estén generando pero que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa en la hora “h”.

De no existir ninguna máquina vinculada a la barra “s” que pueda entrar en servicio en la hora “h”, corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la SIE.

Para determinar si una máquina en servicio posee potencia disponible, no se podrá considerar como potencia disponible el margen que pudieren tener las máquinas que regulen frecuencia, ni tampoco el margen para reserva operativa. Asimismo, no se podrán considerar con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

Cuando fuere necesario, el OC deberá definir la barra o las barras “s” de referencia, de un subsistema desacoplado económicamente.

El factor de nodo a aplicar para referir el costo variable de producción de una máquina ubicada en una barra “j” vinculado a la barra de referencia de un subsistema “s” deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fns_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_j} \quad (3.52)$$

Donde:

$\frac{\partial Perd}{\partial P_j}$  = es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda  $P_j$ , asumiendo como barra libre la barra “s”.

A partir del  $CMGREF_h$  y del  $CMGSUB_{sh}$  en los artículos 257 y 258 del RGLE se establece que los costos marginales de corto plazo de energía son:

El costo marginal de corto plazo de energía en una barra “i” ( $CMG_{ih}$ ), en la hora “h”, vinculado a la barra de referencia

El costo marginal de corto plazo de energía en una barra “j” ( $CMG_{jh}$ ), en la hora “h”, vinculado a una barra “s” de referencia de un subsistema desacoplado económicamente

$$CMG_{ih} = CMGREF_h * Fn_{ih} \quad (3.53)$$

$$CMG_{jh} = CMGSUB_{sh} * Fn_{sjh} \quad (3.54)$$

Donde:

$Fn_{ih}$  = es el factor de nodo correspondiente a la barra “i” en la hora “h” relativo a la barra de referencia del sistema.

Donde:

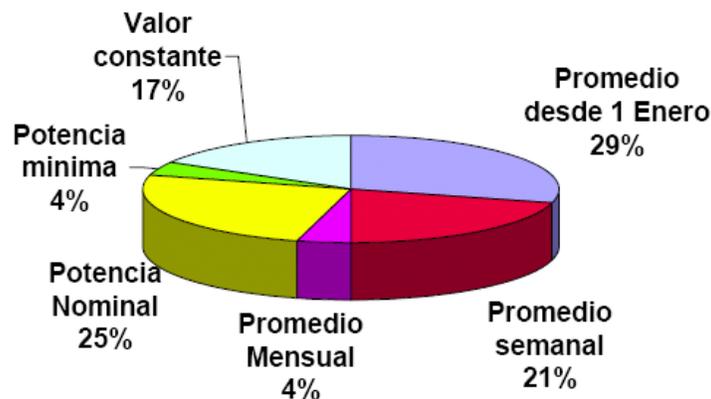
$Fn_{sjh}$  = es el factor de nodo correspondiente a la barra “j” en la hora “h” relativo a la barra de referencia “s” del subsistema.

- Valoración de la energía reactiva y la compensación por regulación de frecuencia.

El detalle de la injerencia de los costos variables de producción en la valoración de la energía reactiva y la compensación por regulación de frecuencia se presentó en la sección 3.3.4.1 y 3.3.3.1 correspondientes a la Reglamentación del servicio de regulación de voltaje y a la Reglamentación del servicio de regulación de frecuencia respectivamente.

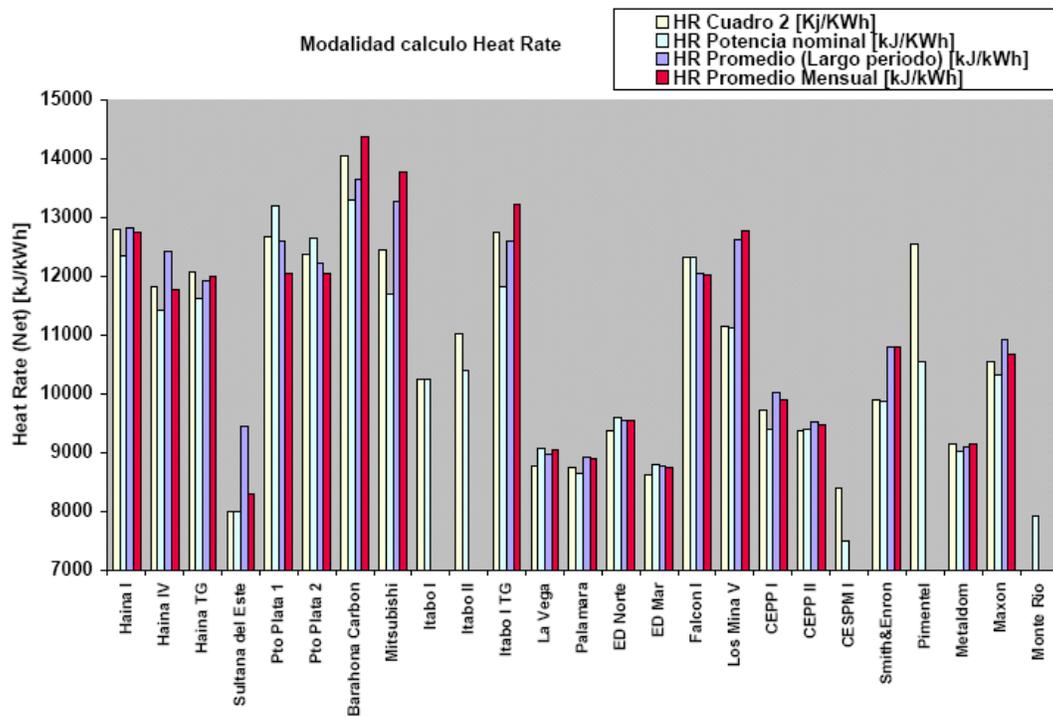
### 3.5.2 Comportamiento de los Costos Variables

En el estudio “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables” desarrollado por el CESI, respecto al modelo dominicano para el cálculo, verificación y declaración de costos se evidenció que para muchas unidades los datos de consumo semanal declarados frente a los datos de balance mensual de consumo y producción eran incoherentes. Además, se observó la existencia de diferentes modalidades de cálculo de los consumos específicos. Lo anterior se muestra en la Figura 3.30 y Figura 3.31.



Fuente: CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.

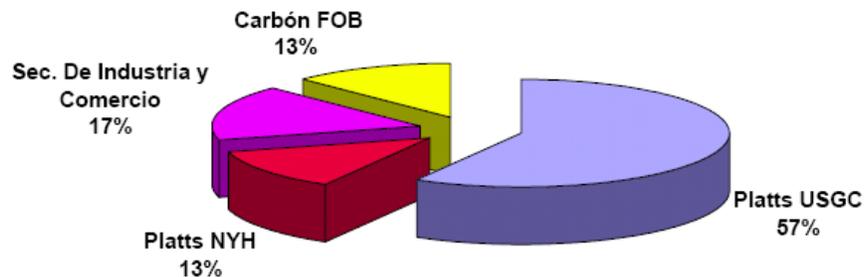
**Figura 3.30 Modalidades de cálculo del consumo específico de las plantas de generación**



Fuente: CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.

### Figura 3.31 Diferencias del los consumos específicos declarados frente a los calculados

Adicionalmente, en el estudio mencionado se señala que no existe una definición de precios de combustible unívoca e igual para todas las unidades que utilizan el mismo tipo de combustible. De hecho se presentan diferentes bases de precios de los combustibles (ver Figura 3.32), lo cual está directamente relacionado con que los precios dependen de factores tales como transporte, recargo cambiario, margen comercialización, impuestos, seguros entre otros, que no son idénticos para todas las plantas ya que están relacionados con el tipo



Fuente: CESI, “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables”, 2003.

### Figura 3.32 Bases de precios de los combustibles utilizados



Respecto al costo variable no combustible, a partir de las verificaciones realizadas se evidenció que las unidades declaran unos costos variables no combustible proporcionales a los costos variables combustible y que dichos valores son coherentes con la tipología de plantas. Además, para la mayoría de las plantas las declaraciones de costos variables no combustible corresponden a los valores máximos reglamentados.

Sin embargo, referente a los costos variables no combustibles se realiza una anotación bastante pertinente en el sentido que estos costos no dependen en su totalidad de los costos de los combustibles. Específicamente se señala que es importante una individualización de los factores que deben considerarse para la definición de dichos costos. Entre los factores que se relacionan están los siguientes:

- Aceite y lubricantes.
- Químicos para: agua, combustible, aceite, lubricantes., otros.
- Provisión agua.
- Filtros aire.
- Filtros de combustible.
- Filtros aceite de lubricación.
- Repuestos.
- Consumibles y misceláneas.
- Servicios de terceros.
- Trabajo extra de personal.
- Mantenimiento programado.

Posterior al estudio del CESI, en el año 2007 el OC realizó un análisis del modelo de costos variables para el mercado eléctrico dominicano. Pese a que dicho análisis fue cuatro (4) años después que el estudio del CESI, se observó que si bien la reglamentación tal como está concebida se está llevando a la práctica aún se presentan las mismas asimetrías de información y cálculos que fueron detectadas en el año 2003. En especial el análisis del OC destaca varias importantes debilidades<sup>19</sup> que tiene el modelo dominicano, las cuales se puntualizan a continuación.

---

<sup>19</sup> Organismo Coordinador, Evaluación de los Procesos del Organismo Coordinador del Mercado Eléctrico Dominicano, “Informe Capítulo III – Servicios Auxiliares y Costos Variables”, 2007.

- Los valores de consumos específicos de combustible declarados por las plantas de generación tienen fluctuaciones considerables semana a semana.
- El rendimiento de las unidades generadoras presenta variaciones, que a veces son significativas y que inciden directamente en los costos combustibles a ser determinados.
- Los precios de los combustibles también presentan variaciones importantes, lo cual se puede ver como una debilidad para el sistema regulatorio, en el sentido de que el OC debe estar permanentemente detrás de la verificación de los costos reales incurridos por los agentes generadores, que al final, representan sólo costos de combustible informados y respaldados, lo cual no significa que sean los costos de combustibles verdaderos.
- Los costos variables no combustibles, tienen componentes que no varían en forma proporcional a la variación de precios de los combustibles, por lo que, fijar un porcentaje determinado que fluctúe de acuerdo a la variación del precio del combustible no se considera una medida acertada.
- Adicionalmente, se señala que dentro de los cambios realizados al reglamento de operación se esboza la necesidad de contemplar dentro del modelo de costos variables la convocatoria de unidades y las restricciones de las mismas para la operar. Este cambio implica la separación del costo variable de producción actual los costos relacionados a esta operación, tanto en los aspectos variables combustibles como no combustibles.

Respecto a los estudios señalados previamente si bien se han esbozado importantes tópicos referentes al comportamiento de los costos variables de producción; a continuación se destacan algunos comentarios y observaciones relacionadas con los hallazgos respecto a dicho modelo que a criterio del Consultor se deben revisar e implementar mecanismos que puedan llevar a un resultado más ajustado a las condiciones reales del negocio.

- **Precio del combustible para el cálculo y liquidación del costo variable**

Si bien el modelo de dominicano no dispone de una definición única para el precio del combustible para todas las unidades de generación que utilizan el mismo tipo de combustible; dado que existen distintos entes generadores, es posible que la adquisición del combustible se realice a través de diferentes comercializadores del mercado spot y proveniente de diferentes fuentes. Sin embargo, puesto que la localización geográfica del país es el Caribe, se podría establecer un combustible de referencia o una canasta con combustibles de diferentes fuentes en el área del Caribe para la estimación de un precio representativo del combustible. Las características de los combustibles seleccionados deben ser similares en calidad y capacidad calorífica al combustible que tradicionalmente se carga en las plantas de generación analizadas.

En las negociaciones de compra y venta de fuel oil en el caribe se utilizan frecuentemente como marcadores de referencia Platt's Costa del Golfo con determinado contenido de azufre o el fuel oil de referencia Nueva York con varios valores de azufre.

De otra parte en el mercado petrolero existen varias modalidades para compra y venta tales como:

- Contratos directos con compañías productoras o refinadoras
- Contratos con compañías de “Oil Trading”
- Contratos “Spot” ocasional.
- Contratos gobierno – gobierno
- Contratos entre compañías estatales

Se considera que dadas las posibilidades de adquisición y negociación, y teniendo en cuenta la localización geográfica de República Dominicana con relativa cercanía a las fuentes de estos combustibles, se pueden analizar y buscar mecanismos de negociación que ojala unifiquen la fuente de suministro y se consigan ventajas económicas importantes.

En la investigación de campo efectuada por CESI se encontró una sola planta (Smith & Enron) que es alimentada con un combustible constituido por una mezcla de fuel oil No. 2 y fuel oil No. 6 presentando un valor de cerca del 70% del fuel oil No. 2. Resulta interesante investigar y analizar si para plantas del mismo tipo se pueda replicar la utilización de este tipo de combustible.

Respecto al componente de costo variable asociado con los fletes y transportes del combustible, resulta evidente que en la medida que se hagan compras e importaciones de mayor volumen se puedan obtener economías de escala importantes al aprovechar naves de mayor capacidad para el transporte del combustible para alimentar las diferentes plantas que consumen el mismo tipo combustible.

- **Definición de la modalidad del cálculo de consumo específico.**

Otro aspecto importante es el concerniente al consumo específico. En razón a que el costo variable combustible es función del producto del consumo específico de combustible de la unidad y el precio correspondiente resulta de la mayor importancia disponer de datos confiables y representativos. De la revisión efectuada por CESI se encontró incoherencia entre los datos semanales y los balances mensuales de consumo y producción. La razón fundamental es el método de cálculo utilizado observándose que se utilizan seis métodos diferentes que explican la dispersión de los resultados. Como consecuencia de estas incongruencias el cálculo y resultado del costo variable combustible puede ser erróneo conduciendo a distorsiones del costo marginal.

Se recomienda la adopción de una definición única de la modalidad de cálculo del consumo específico que permita comparaciones válidas entre las diferentes unidades.

- **Existencias de combustible en las plantas de generación**

De la observación y revisión directa en campo relatada en el informe CESI, no se encontró un criterio uniforme con relación al volumen de combustible almacenado expresado en número de días que deben disponer las plantas como mínimo para asegurar la operación de generación. Por el contrario, se observa que los valores de inventarios de combustibles máximos y mínimos no guardan una correlación adecuada para plantas del mismo tipo y que consumen la misma clase de combustible. Teniendo en cuenta esta situación, se considera de gran importancia que OC establezca unos volúmenes mínimos operativos que deban mantener los entes generadores para cada tipo de planta y la misma clase de combustible con el que se alimenta cada tipo de planta con el fin de asegurar la generación de las diferentes unidades del país.

- **Medición del consumo combustible en las plantas de generación**

Es de la mayor importancia disponer de una información confiable sobre el consumo de combustible de las diferentes unidades y plantas con el objeto de poder monitorear su comportamiento y poder utilizar esta información para los diferentes procesos de verificación de carácter técnico, operativo y económico. De la información revisada por el CESI se relacionan al menos cuatro plantas que no disponían en esa oportunidad de estos elementos de medición de consumo. Para el caso de las unidades alimentadas por carbón no se dispone de un sistema de medición del consumo en tiempo real.

- **Medición de temperatura y corrección por densidad de las mediciones de flujo de los combustibles**

En general, la gran mayoría de las plantas tienen implementados sistemas de medición del consumo de combustible. De todas formas, cada unidad debe tener un sistema propio de medición sobre el cual se puedan tomar mediciones de flujo particular para poder tener una información clara y precisa sobre el comportamiento de esa unidad específica. Si bien gran parte de las generadoras disponen de sistemas integrados de medición que constan del elemento primario, sistemas de medición de temperatura y corrección por densidad y en algunos casos computadores de flujo, algunas carecen de la medición de temperatura y corrección por densidad. Se considera importante efectuar una auditoría inicial a los sistemas de medición a fin de confirmar las mejoras, revisar los diferentes factores implícitos dentro del proceso de medición, la confiabilidad y demás parámetros de calidad de la medición, la calibración lo mismo que las mejoras y complementación de equipos e instrumentación acorde con los requerimientos solicitados.

- **Cálculo del costo variable no combustible**

Tal como se señaló previamente, CESI encontró que los costos variables no combustibles declarados por las generadoras son proporcionales en un determinado porcentaje al costo del combustible y su valor es concordante con el tipo de plantas y con el porcentaje (%) autorizado por el OC.

Se calculó para los costos de la época el valor correspondiente al costo variable no combustible, tomando los mismos elementos constitutivos del costo planteados por los generadores, encontrando valores menores y concluyendo que los mismos no guardan la relación de proporcionalidad establecida por el OC y que más bien se podría establecer un rango o valor determinado en US\$ / MWh para cada tipo de planta y clase de combustible. Se considera que vale la pena que este concepto sea avalado y definido por el OC dentro del esquema de declaración de costos.

- **Consideración sobre los costos típicos de mantenimiento**

En el estudio CESI plantea que para tener un costo real variable de producción de energía se debe tenerse en cuenta de todas formas como parte de los costos efectivos de producción de las unidades, el correspondiente a los costos típicos de mantenimiento. El estudio presenta de acuerdo con el tipo de planta, su capacidad de generación y horas de operación un valor global estimado que se traduce en un costo unitario expresado en US\$ / MWh, que si se adiciona al resto de costos variables no combustibles incrementa el valor correspondiente en un porcentaje (%) variable dependiendo del tipo de planta.

CESI no tuvo disponible la información detallada de los costos efectivos de mantenimiento de las diferentes plantas generadoras de República Dominicana y su aplicación está a discreción del OC.

- **Sugerencias del CESI para establecer métodos estandarizados de evaluación de los costos variables.**

El estudio analiza y presenta metodologías cuyo objetivo es definir un procedimiento unificado de los costos de producción.

- Procedimiento para el cálculo del costo variable combustible (combustible líquido)
  - Caso de unidades que utilizan los mismos tanques.
  - Caso de provisión por camiones (abastecimiento continuo)
- Procedimiento para el cálculo del costo variable combustible (carbón)
- Procedimiento para el cálculo del costo variable combustible (gas natural)
- Procedimiento para el cálculo de los costos variables no combustible.

- Primer procedimiento: más sencillo y utilizable si no se dispone de los datos de costos de todas las unidades.
- Segundo procedimiento: utilizable solamente si se dispone de costo de todas las unidades y permite prever el costo variable no combustible de cada unidad sobre la base de las horas de funcionamiento y de la potencia producida.
- Mejoramiento del intercambio de información entre el OC y los agentes generadores.
- Costo variable combustible : los agentes generadores entregarán al OC la información establecida y con la periodicidad requerida
  - Datos detallados (S / listado) para el caso de combustible líquido y abastecimiento no continuo.
  - Datos detallados (S / listado) para el caso de combustible líquido y abastecimiento continuo (para camiones)
  - Carbón: datos detallados (S/listado)
  - Gas Natural: datos detallados (S/listado)
- Costo variable no combustible: los agentes generadores entregarán al OC la información establecida y con la periodicidad requerida: datos detallados (S/ listado)
- Cronograma de transición para la implementación de la metodología de cálculo de costo variable combustible (CVC) y costo variable no combustible (CVNC)
- Costo variable combustible CVC. Plantea tiempos razonables para que los agentes generadores vayan diligenciando los cuadros y aportando la información correspondiente para que al final del período establecido el OC calcule los costos variables combustible CVC basado en la información remitida por los agentes generadores.
- Costo variable no combustible CVNC. Se establece un período de tiempo para desarrollar toda la metodología prevista.
- Definición de precio de combustible unificado
- Procedimiento para la medición directa de consumo específico.

### 3.5.3 Análisis para el Tratamiento de los Costos Variables

#### 3.5.3.1 Análisis de estudios

En el documento de "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano<sup>20</sup>", inicialmente se presenta una descripción de las estructuras de mercado para la oferta de energía: por precios o por costos. Presentación que es relevante por cuanto la naturaleza de los mercados indica los aspectos a los cuales se debe enfocar el regulador para garantizar que los precios transferidos a los usuarios sean socialmente eficientes; ya sea porque son generados en un contexto competitivo o que se ha comprobado que reflejan los costos eficientes de la provisión del bien vendido.

En el caso dominicano, el mercado está estructurado con base en el modelo de costos y sobre este aspecto se enfoca el OC para identificar la asignación de incentivos para revelar los costos eficientes y la prueba de la carga de demostrarlo. Para ello parte de la descripción del modelo adoptado en el País con base en la Ley General de Electricidad y su reglamento, el Decreto 749-02 y la Resolución No. 236. A continuación se revisan diferentes aspectos y se extraen conclusiones que se comparan con la práctica internacional con el fin proveer una serie de recomendaciones regulatorias, tal como se resume en la Tabla 3.17.

Por otra parte, en el documento "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables – Informe final<sup>21</sup>", se hace un análisis de las características de las unidades y con base en ellas comprueba las modalidades de cálculo de costo variable de producción. En dicho análisis, se hace un diagnóstico de los siguientes aspectos:

- Eficiencia de las unidades: cuantifica con base en los datos disponibles las posibles incoherencias entre los datos declarados de eficiencia con los resultados de las pruebas y especificaciones de los fabricantes. Con base en ello califica las eventuales degradaciones de las unidades.
- Reserva de combustible de las unidades: se diagnostican los procedimientos seguidos para garantizar la reserva de combustible.
- Mediciones de consumo de combustible: se especifican los procedimientos correctos para la medición del combustible y con base en ellos se revisa la práctica seguida y la precisión de los medidores.

---

<sup>20</sup> Organismo Coordinador del sistema eléctrico nacional interconectado de la República Dominicana, "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II - servicios auxiliares y costos variables", MH 993 / P368/05, junio de 2007.

<sup>21</sup> Unión Fenosa Generadora Palamara - La Vega S.A., "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables – Informe final", Contrato de consultoría OC (CESI n. 71/00496), marzo de 2003.

- Costo variable de combustible: identifica los problemas de incongruencia del consumo específico declarado de combustible por no ser representativa del consumo real, por lo que propone adoptar una metodología sencilla y unívoca. En cuanto al precio declarado de combustibles, se anota que se detectaron diferencias entre unidades que utilizan el mismo combustible, lo que se refleja a su vez en declaración de diferentes costos según unidades.
- Costo variable no combustible: el consultor observó que se declaran los porcentajes definidos por la regulación; sin embargo, considera que no existe un adecuado análisis para establecer si en verdad dichos porcentajes corresponden razonablemente a los costos reales. Para establecer esta situación hace una identificación de los componentes que conforman el costo variable no combustible y establece su magnitud para las diferentes plantas estudiadas. Estos valores a su vez es comparado con los valores reconocidos con la aplicación de los porcentajes fijados por la regulación. De ahí concluye, que en general, el porcentaje de la regulación es inadecuado. Igualmente, concluye que el porcentaje reconocido es insuficiente por cuanto no involucra los costos de mantenimiento programado a las unidades.

Finalmente, con base en los aspectos diagnosticados hace una serie de recomendaciones para la implementación de métodos estandarizados de evaluación de los costos variables, especificando de manera muy detallada las fórmulas matemáticas a utilizar según la naturaleza del combustible, las reglas de manejo de reservas y los procedimientos operativos del OC. Para el caso de los costos variables no combustibles, el consultor propone dos métodos, el primero con base en valores índices promedio y el segundo con base en los costos propios de cada unidad.

Las anteriores recomendaciones de métodos de medición de costos se complementan con procedimientos para intercambio de información con el OC, definición de costo unificado de combustibles y medición de consumo específico.

**Tabla 3.17 Análisis de la consultoría al modelo dominicano para reconocer los costos variables**

Aspecto analizado	Conclusiones	Recomendaciones regulatorias	Observaciones
Responsabilidad de control de la información entregada por generadores	Responsabilidad asignada al Consejo de Coordinación del OC.  No se considera adecuado ya que se requiere realizar con frecuencia su control y estar disponible para la optimización del conjunto de recursos del sistema.	Asignar la responsabilidad a la gerencia general del OC.	Es razonable, por cuanto la gerencia del OC al ser responsable del despacho eficiente debe asegurarse que la información reportada por generadores está debidamente sustentada.

Aspecto analizado	Conclusiones	Recomendaciones regulatorias	Observaciones
<p>Comportamiento histórico de costos variables de combustible</p>	<p>En muchos casos, se encontraron desviaciones significativas entre el consumo declarado de combustible y el consumo calculado; lo cual es atribuible en parte a variaciones del poder calorífico y en parte a rendimiento lo que afecta el consumo específico (CE). Sin embargo, la información es insuficiente para establecer las causas de las variaciones semanales en el CE, que adicionalmente no revelan correlación con modulación de la generación.</p> <p>Igualmente, la declaración de los precios de los combustibles muestra precios disímiles entre unidades, presentando diferencias importantes. Lo anterior puede indicar diferentes estrategias para mantener "stocks"; lo cual, sin embargo, muestra que existe espacio para hacer declaraciones que permite utilización de cierto poder de mercado.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijar los parámetros de consumo específico (CE) a partir de declaraciones de los agentes y verificados por una auditoría técnica. Modificaciones superiores al 5% deben ser justificadas y auditadas para ser acogidas por el OC.</li> <li>• Fijar precios techo como límites de los costos de combustible declarados. Estos precios se fijan con referencia a precios internacionales conocidos y de acceso público. El OC sugiere mecanismos para fijar estos precios.</li> <li>• La fijación de precios de combustibles debe incluir topes diferenciados de costo de transporte según la ubicación de las centrales, origen combustible y medio de transporte.</li> <li>• Las recomendaciones indican los criterios y procedimientos para revisiones de precios; ya sea mediante fórmulas de indexación o con definiciones periódicas para incorporar efectos estacionales o solicitudes justificadas de generadores.</li> </ul>	<p>El argumento de la conveniencia de trasladar la responsabilidad de la prueba al generador es perfectamente válido; por cuanto este está en condiciones de conocer su costo real.</p> <p>Por ello al presuponer el OC un costo con el cual va a reconocerle al generador, obliga a este a revisar sus procedimientos de tal manera que adopte estrategias operativas y comerciales que optimicen su operación. En la situación actual, los generadores no tienen incentivos para ser eficientes, ya que se limitan a trasladar unos costos sin tener que esforzarse en mejorarlos.</p> <p>De otra parte en los mecanismos de actualización de precios tope, se considera conveniente que el regulador involucre parámetros de eficiencia, de manera que parte de las ganancias de eficiencia sean transferidos a los consumidores a través de menores precios y que no sean exclusivamente apropiados por los generadores.</p>

Aspecto analizado	Conclusiones	Recomendaciones regulatorias	Observaciones
<p>Comportamiento de costos variables no combustibles</p>	<p>En la reglamentación, estos costos se hallan como un porcentaje sobre el costo variable combustible de acuerdo con la tipología de planta y modalidad de declaración. La reglamentación fija los topes de estos porcentajes. La reglamentación se cumple.</p> <p>En la realidad no existe una relación directa entre los costos de combustible y los otros costos variables; si bien algunos componentes dependen del despacho de generación.</p> <p>De otra parte, al desconocerse la composición de los costos variables no combustibles no se puede determinar el grado de adaptación del parque térmico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se deben fijar precios de referencia techo en RD\$/MWh.</li> <li>• Para su actualización se debe definir una fórmula de indexación según los tipos de tecnología de las centrales, en función de las variaciones de precios de los componentes importados, de los componentes de origen local y de los componentes con costos correlacionados con los precios de los combustibles (por ej. lubricantes y aceites).</li> </ul>	<p>La justificación de fijar precios topes en términos monetarios según naturaleza de las plantas y no en términos porcentuales obliga a los generadores a optimizarlos si quieren tener ganancias.</p> <p>Igualmente debe considerarse incluir en los costos la obligación y posibilidad de reconocimiento de los costos de mantenimiento periódico para garantizar la disponibilidad en el tiempo del parque de generación térmica.</p> <p>Incluir cuando sea del caso las inversiones asociadas a las adecuaciones de las plantas de generación para la prestación del servicio de arranque en negro</p> <p>También en los procedimientos de actualización deben incluirse parámetros de eficiencia para forzar que parte de las mejoras de eficiencia se transfieran a los consumidores.</p>

Aspecto analizado	Conclusiones	Recomendaciones regulatorias	Observaciones
Otras recomendaciones regulatorias		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijar parámetros de poderes caloríficos de referencia para tener en cuenta en la formación de los costos combustibles.</li> <li>• Definir las reglas de despacho de manera que se privilegie el despacho económico para incentivar la competencia en la declaración de costos. En casos de restricciones con generación obligada, se debe reforzar la regulación costos máximos.</li> <li>• Se debe hacer un seguimiento permanente de los precios para detectar desviaciones por encima del factor máximo de desvío aceptable.</li> </ul>	Estas otras recomendaciones complementan las anteriores y están orientadas a fortalecerlas y a reforzar los mecanismos de mercado para que se creen endógenamente los incentivos para los generadores sean más eficientes y que esta mayor eficiencia beneficie también a los consumidores.

Fuente: Consultor con base en los estudios realizados en cuanto a costos variables de producción.

### 3.5.3.2 Conclusiones

Los dos documentos analizados presentan visiones complementarias sobre los mismos aspectos referentes a la cuantificación y reconocimiento de los costos variables de generación. El primer documento tiene un enfoque netamente regulatorio, más orientado a las medidas y prácticas que debe adoptar el OC para acercarse a la revelación de los costos eficientes de generación y de crear los incentivos para que los generadores adopten en sus prácticas productivas procedimientos que hagan más eficiente su labor.

Por su lado, el documento de CESI presenta desde el punto de vista de un regulado una estrategia para revelar su información al OC, proponiendo una serie de procedimientos operativos sin indicar estrategias operativas para optimizar la operación, la cual hasta cierto punto asume óptima. No obstante lo anterior, estas especificaciones de procedimientos le proveen a la OC de una serie de instrumentos que le sirven tanto para plantear los esquemas operativos para la implementación de las recomendaciones regulatorias como para evaluar la calidad y consistencia de la información revelada por los generadores.

### 3.5.4 Transición Hacia el Modelo de Costos Variables de Producción

De manera sintética, a partir de los aspectos expuestos en la sección 3.5.2 y 3.5.3, se evidencia que el manejo y reglamentación de los costos variables de producción, y por lo tanto, las reformas deben estar orientadas hacia que:

- Los entes de regulación y control se aseguren que la información reportada por los generadores tenga el debido soporte.
- Los entes reguladores sean los que establezcan los costos tope a ser reconocidos a los generadores de acuerdo a la naturaleza de las plantas con el fin de incentivar la eficiencia y la optimización de estos.
- Se estructuren mecanismos de actualización de precios tope de tal forma que parte de las ganancias de eficiencia sean transferidos a los consumidores a través de menores precios y que no sean exclusivamente apropiados por los generadores.
- Garantizar la disponibilidad en el tiempo del parque de generación térmica.
- Se fijen parámetros de consumo específico y poderes calóricos de referencia.

Estas propuestas, al igual que para los servicios complementarios, plantean actualizaciones del esquema vigente lo cual se convierte en modificaciones al “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad”, por lo cual en beneficio de la mejora del sector eléctrico dominicano es pertinente que se realice su reglamentación e implementación en el transcurso de los tres (3) años siguientes a la terminación de la presente Consultoría.

Si bien del aparte anterior subyace el hecho de que no es viable la aplicación inmediata del esquema esbozado, durante el periodo mencionado los entes reguladores a la par que se de la reglamentación, deben realizar el proceso de interacción y divulgación a los generadores con el fin de que estos conozcan y vayan adoptando el modelo actualizado, es decir, que habrá una socialización y exhortación de dichos entes hacia las empresas de generación pero que a su vez estas tendrán que ir mejorando su gestión frente a los costos variables de producción de tal forma se vuelvan más eficientes y por ende cuando se adopte el modelo logren ser eficazmente competitivos.

Todo lo anterior se puede resumir en que durante el periodo de transición se debe seguir aplicando el esquema estipulado por el RLGE para los costos variables de producción pero teniendo presente las diversas asimetrías que han sido detectadas para dicho esquema, por lo cual para mitigar el impacto de esta situación, la gestión de vigilancia y control sobre la formación de estos costos debe ser considerablemente activa. Adicionalmente, en este periodo es de suma importancia que se de un proceso de preparación para la entrada en vigor del nuevo esquema. Este proceso contempla diversos frentes, es decir, que comprende las reformas a nivel normativo, táctico y estratégico e involucra tanto a hacedores de la política como aceptantes de esta.

Durante el periodo de transición las empresas de generación no recibirán ninguna penalización por las discrepancias relacionadas a los costos variables de producción por cuanto estos se formarán de acuerdo a sus propias declaraciones según lo estipulado en el RLGE, salvo que se detecten incongruencias en estas declaraciones. Sin embargo, si no mejoran su gestión frente a dichos costos al cabo de los tres años al adoptarse el modelo y establecerse unos precios tope si se verán penalizados de dos maneras, la primera de surge de este límite o tope mientras la segunda será dictada por el mismo accionar y dinámica del mercado que dejará relegadas a aquellas plantas de generación que adopten estrategias operativas y comerciales que optimicen su operación. Tal como se señaló en la sección 3.5.1 dada la estrecha relación de los costos variables de producción con las compensaciones de la energía, esta situación puede afectar de manera considerable los ingresos de las diferentes empresas de generación.

## **3.6 POTENCIA FIRME**

### **3.6.1 Reglamentación de la Potencia Firme**

La potencia firme es considerada como aquella que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad. En la normativa dominicana se ha reglamentado un procedimiento para el cálculo de dicha potencia y se han estructurado una serie de compensaciones tal como se especifica a continuación.

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 (artículo 263 del RLGE).

Se denomina como demanda máxima anual real 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. A su vez, la hora en que ocurre la demanda máxima anual real, se denomina hora de punta anual del SENI. Esta demanda máxima real anual será la utilizada por el OC para la liquidación de las transacciones económicas en el MEM (artículo 264 del RLGE).

El OC deberá determinar la demanda máxima anual coincidente estimada del SENI y la demanda máxima coincidente estimada de cada uno de los agentes del MEM, mediante el procedimiento establecido en el pronóstico de demanda máxima anual coincidente (artículo 265 del RLGE).

El OC determinará mensualmente las potencias firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al mes anterior, de la base de datos de indisponibilidad y del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el RLGE. El OC determinará también las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los formularios de administración y al estimado de la demanda máxima anual coincidente (artículo 266 del RLGE).

Cada mes el OC deberá calcular e informar a los agentes del MEM y a la SIE, el costo marginal de potencia de punta vigente para el mes (artículo 267 del RLGE).

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 anual real del SENI (artículo 268 del RLGE).

La potencia firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI se calculará como (artículo 269 del RLGE):

- 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.
- g. En el caso de las unidades hidroeléctricas. la potencia firme se calculará considerando que esta potencia es respaldada por la energía disponible para un año hidrológico cuya probabilidad de excedencia sea igual al valor del nivel de seguridad definido en a). Para ello se despachará la oferta hidroeléctrica de pasada en la base de la curva de carga anual, determinándose como potencia firme de las unidades generadoras correspondientes la potencia media generada. En el caso de las unidades con capacidad de regulación, se despachará la oferta hidroeléctrica regulada en el lugar de la curva de carga mensual que permita maximizar la colocación de la potencia instalada efectiva de dichas unidades; si dicha potencia logra ser completamente colocada, ella será definida como potencia firme. En el caso que quedare un excedente de potencia hidroeléctrica sin colocar, la energía hidroeléctrica regulada será colocada en la punta de la curva de carga; en este caso, la potencia firme de cada unidad hidroeléctrica se calculará con el siguiente procedimiento:
  - i. Se determina la potencia media regulada de cada unidad, que se refiere a la energía colocada en punta dividida por el tiempo de uso
  - ii. Se determina la diferencia entre la potencia total regulada colocada en la curva de carga y la suma de las potencias medias reguladas de las unidades.
  - iii. Se asigna esta diferencia entre las unidades generadoras a prorrata de la excedente de potencia instalada efectiva de cada unidad
  - iv. Se determina la potencia firme de cada unidad como la suma de la potencia obtenida en i) y la potencia obtenida en iii).

- 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).

El mes en que una unidad generadora se incorpore al parque de unidades generadoras del SENI, se determinará la potencia firme de cada unidad como el promedio ponderado de las potencias firmes con y sin la nueva unidad, usando como ponderador la proporción del mes en una y otra situación. Este mismo procedimiento se aplicará cuando una unidad generadora se retire del parque.

El OC definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme (artículo 270 del RLGE).

El OC deberá determinar y establecer los factores de nodo y las pérdidas de potencia a utilizar en base a un flujo de carga para la demanda máxima anual coincidente estimada del SENI, considerando como producción de los generadores sus potencias firmes calculadas para el mes (artículo 271 del RLGE).

El OC realizará mensualmente el cálculo de las transacciones de potencia de punta mediante el procedimiento de cálculo siguiente (artículo 272 del RLGE):

- 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.

Anualmente el OC recalculará las potencias firmes de las unidades generadoras y las transacciones de potencia de punta del año anterior, considerando la máxima demanda real anual ocurrida (artículo 273 del RLGE).

De acuerdo con el artículo 274 del RLGE, el OC deberá, antes del quince (15) de marzo, calcular e informar a los agentes del MEM los pagos mensuales definitivos correspondientes a las transacciones de potencia de punta del año anterior. El calendario para realizar el recálculo se establece más abajo.

Cada año el OC deberá determinar la demanda máxima anual coincidente real del sistema, con las pérdidas reales de transporte incluidas, correspondiente al año anterior.

El OC determinará las potencias firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al 31 de diciembre del año anterior, de la base de datos de indisponibilidad y de la base de datos del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el RLGE. El OC determinará también las inyecciones y retiros de potencia firme para cada uno de los agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y a la demanda máxima anual coincidente real.

El día quince (15) de febrero de cada año, el OC deberá establecer y enviar a los agentes del MEM y a la SIE, las transacciones de potencia de punta reales y los pagos correspondientes entre agentes del MEM por cada mes del año anterior. Estos pagos deberán realizarse con el costo marginal de potencia de punta real de cada mes y aplicando los factores de nodo en cada mes, obtenidos de estudios de flujo de carga basado en la demanda máxima anual coincidente real del sistema y considerando como producción de los generadores sus potencias firmes definitivas calculadas para cada mes.

En ningún caso se considerarán para el cálculo de las potencias firmes las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas obtenidas del estudio de flujo de carga realizado para determinar los factores de nodo, en que se utilizaron como producción de los generadores sus potencias firmes.

Hasta el día veinticinco (25) de febrero de cada año, los agentes del MEM podrán enviar sus observaciones al OC, que deberá someterlas antes del cinco (5) de marzo a la decisión

del Consejo de Coordinación. En el curso de este último mes, el OC deberá comunicar a los agentes del MEM y a la SIE las resoluciones adoptadas por el Consejo de Coordinación. El OC deberá informar sobre el recálculo definitivo de las transacciones de potencia de punta, el recálculo de los pagos mensuales y las diferencias entre los valores facturados mensualmente y los valores recalculados.

Cada agente del MEM deberá realizar los pagos que surjan por la diferencia entre cada valor recalculado y el valor que fue efectivamente pagado en el mes correspondiente. Estos pagos deberán realizarse de una vez, a los treinta (30) días de ser comunicados por el OC.

Para fines de liquidar las diferencias entre los valores recalculados y los pagos realizados mensualmente, se deberá considerar la tasa de interés activa promedio ponderado semanal vigente en cada día, de los bancos comerciales y múltiples, o la que la reemplace, informada por el Banco Central de la República Dominicana, que se aplicará sobre el número real de días, sobre la base de un (1) año de trescientos sesenta y cinco (365) días.

Los costos marginales de potencia de punta utilizados para valorizar las transferencias de potencia de punta entre agentes del MEM, corresponden al de la barra de más alto nivel de tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

### **3.6.2 Esquema para el Manejo de la Potencia Firme**

En el año 2007, el Organismo Coordinador dentro de la evaluación de los procesos del OC del mercado eléctrico dominicano realizó un análisis sobre el tratamiento y modelo estructurado para el manejo de la potencia firme. A partir de dicho análisis se detectaron algunas debilidades en el modelo que deben ser superadas con el fin de poder asegurar que los recursos de generación siempre puedan abastecer la demanda del sistema y sea plausible garantizar la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Más que concentrarse en las debilidades del modelo vigente, lo más relevante es el accionar que se debe adelantar de tal forma que repercuta en un mejoramiento del sistema eléctrico y por ende de la provisión del servicio de energía. Por ello, al evaluar el trabajo desarrollado por el OC, se considera que se deben retomar las diversas acciones propuestas ya que estas propenden por alcanzar las metas señaladas previamente, por lo cual, han sido orientadas a promover la eficiencia del sistema eléctrico dominicano y el aumento de la calidad del servicio de energía, es decir, que están en el lineamiento del progreso del sistema y son coherentes con este. A raíz de lo expuesto anteriormente, a continuación se puntualizan las falencias del modelo actual de energía firme y las diversas medidas que se deben adoptar dentro de la reforma del sector eléctrico, específicamente la reglamentación y manejo de la potencia firme. Esto se puede apreciar desde la Tabla 3.18 hasta la Tabla 3.21.

**Tabla 3.18 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme**

Debilidades	Accionar
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las principales debilidades observadas del modelo dominicano se relacionan con las señales que proporciona la remuneración por potencia firme para lograr los objetivos de calidad de abastecimiento y mínimo costo de abastecimiento. No se asegura de crear las señales adecuadas hacia la suficiencia, eficiencia y una pertinente calidad del servicio.</li> <li>• La falta de consideración de casos especiales para el cálculo de potencia firme tales como plantas ciclo combinado, autogeneradores y cogeneradores.</li> <li>• El procedimiento utilizado para determinar la potencia firme el cual no garantiza que cada planta resulte con una potencia firme proporcional a su aporte a la calidad del servicio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda debe remunerar por potencia, la demanda máxima anual de generación más un margen de reserva que se considere óptimo.</li> <li>• El margen de reserva deber ser determinado por medio de un análisis de confiabilidad del abastecimiento de donde surja la ENS (energía no suministrada) que proporciona el actual parque de generación siendo la reserva óptima la que minimiza el costo total suma del costo de la ENS más el costo de capacidad.</li> </ul>
	<p>Para determinar la probabilidad de excedencia asociado a un determinado valor de potencia se debe utilizar un programa de cálculo que tenga en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las variaciones en el año de disponibilidad en los recursos hidráulicos asociados con el régimen de lluvias.</li> <li>• Las restricciones en la disponibilidad de combustible por parte de las unidades de generación térmicas.</li> <li>• Las restricciones impuestas por el sistema de transporte y probabilidad condicionada de la disponibilidad de plantas tipo ciclo combinado.</li> </ul>
	<p>El mecanismo utilizado para hacer nulos los residuos inicial y final deber evitar que las unidades más eficientes vean reducidas sus potencias firmes iniciales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Para el caso donde la suma de las potencias firmes iniciales de las unidades generadoras excede la demanda más reserva, utilizar el costo de producción como la variable que permita lograr que el residuo resulte nulo, siendo reducida en primera instancia la potencia firme de la unidad de generación térmica de mayor costo variable de producción, de acuerdo con un despacho óptimo con pérdidas.</li> <li>• Para el caso donde la suma de las potencias firmes iniciales de las unidades generadoras resulte menor que la demanda más reserva, reducir la probabilidad de corte hasta un mínimo de 90%, y si aún así no se logra la igualdad ajustar proporcionalmente las potencia firmes iniciales cuidando que ninguna unidad generadora resulte con una potencia firme superior a su potencia media disponible.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los autoprodutores y cogeneradores deben ser considerados como unidades generadoras convencionales siempre que garanticen una cierta disponibilidad de potencia para abastecer la demanda del mercado eléctrico.</li> <li>• La disponibilidad indicada por cada autoprodutor o cogenerador deberá ser verificada por el OC mediante pruebas periódicas de forma tal de asegurar que se esté cumpliendo con dicha indicación.</li> <li>• Se debe penalizar a los autoprodutores y cogeneradores que incumplen de tal forma que se haga nula la potencia firme del autoprodutor o cogenerador por un plazo de seis meses y siempre que en dicho plazo el OC verifique que se cumplen los compromisos de disponibilidad indicados por el autoprodutor o cogenerador.</li> </ul>

Debilidades	Accionar
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reemplazar el modelo markoviano por un nuevo modelo que tenga en cuenta los estados operativos previstos para el próximo año en función de la optimización de recursos energéticos (agua, combustibles) y una adecuada representación de las plantas tipo ciclo combinado.</li> <li>• Realizar el cálculo de la probabilidad de abastecer la demanda considerando fallas simples y múltiples de las unidades de generación y las restricciones que impone la red de transporte al despacho de generación.</li> <li>• El nuevo modelo debe determinar la energía promedio no suministrada del sistema teniendo en cuenta las características del parque de generación, que la potencia de las plantas hidroeléctricas depende de la optimización energética, del régimen de lluvias y de las características de su embalse, las plantas térmicas convencionales, plantas térmicas tipo ciclo combinado, considerando probabilidad compuesta, cogeneración / autogeneración, la optimización de los recursos energéticos, las restricciones que impone la red de transporte, la disponibilidad real del parque de generación y las reservas operativas.</li> </ul>

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II – potencia firme, junio de 2007.

**Tabla 3.19 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (tasa de indisponibilidad)**

Debilidades	Accionar
<p>La metodología reglamentada para la potencia firme produce efectos contrarios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Si la unidad generadora tiene una indisponibilidad real mayor a la de referencia, la indisponibilidad media en horas de punta que se utilizaría para determinar la potencia firme sería menor a la real, dando como resultado que la demanda no obtiene la calidad de servicio por la cual remunera la potencia firme de dicha unidad siendo esto contrario a la eficiencia económica ya que se remunera un servicio que no se presta.</li> <li>• Si la unidad generadora tiene una indisponibilidad real menor a la de referencia, la indisponibilidad media en horas de punta que se utilizaría para determinar la potencia firme sería mayor a la real, dando como resultado que la unidad recibe una menor remuneración por potencia. Dado que la demanda siempre paga lo mismo por potencia firme esto significará que otra unidad recibe un mayor pago, lo cual no es eficiente ya que conlleva una distorsión ya que una unidad se beneficia por otra que es la que en realidad debió recibir la remuneración. Si además la unidad afectada es la que define el CMLP del mercado, esta ineficiencia puede dar lugar a un incremento de precios de la energía sin un beneficio particular para la demanda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La forma de medir la indisponibilidad de una planta de generación no deber estar orientada a solicitar la disponibilidad de la potencia comprometida en las horas de máxima demanda de cada día del año, sino solicitarla sólo en aquellas horas en las que el sistema la necesita.</li> <li>• Se debe fomentar que todo lo que esté en manos del generador (contratos de combustible, políticas de mantenimiento, entre otros) de cara a su disponibilidad a medio plazo esté orientado a estar disponible cuando el sistema puede estar en problemas y no a estarlo en la punta de cada día del año cuando muchos de los cuales no presentan problema alguno para el sistema.</li> </ul>
<p>El periodo de monitoreo de la indisponibilidad de 120 meses implícito en la fórmula de calculo de la indisponibilidad media es muy elevado.</p>	<p>Se debe contar con un control de la disponibilidad de combustible y en función de ello afectar la potencia firme de la unidad generadora cuando no tenga disponibilidad de combustible y el sistema la requiera para garantizar una adecuada calidad de servicio.</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La disponibilidad para medir el cumplimiento de los compromisos de potencia firme se mide en las horas de máxima demanda de cada día.</li> <li>• El criterio para medir la disponibilidad de una máquina a los efectos de confiabilidad del sistema es que se verifique en aquellos momentos en los que el sistema se encuentra con mínimo margen de reserva, es decir que se encuentra en una situación crítica desde el punto de vista de confiabilidad.</li> <li>• Es probable que el momento en que el sistema se encuentra con mínimo margen de reserva coincida con las horas de máxima demanda, pero sin embargo podría no ser estrictamente el caso: <ul style="list-style-type: none"> <li>- En sistemas hidrotérmicos no ocurre cada día sino en determinadas épocas o momentos del año coincidentes con la época seca.</li> <li>- En sistemas con problemas más bien de energía antes que de potencia, cualquier hora de un día o de una semana puede llegar a ser problemática.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se debe definir cómo se determina que el sistema se encuentra en un momento o situación crítica, para lo cual hay dos alternativas: <ul style="list-style-type: none"> <li>- La primera consiste en utilizar un umbral de precios del mercado de energía de corto plazo, de forma que cuando el precio supere dicho umbral se pueda calificar el sistema como en situación crítica. En esta alternativa el producto que la demanda está pagando cuando compra potencia firme es la disponibilidad de la potencia contratada siempre que el precio del despacho de costos supere un determinado umbral. La demanda está comprando disponibilidad para confiabilidad.</li> <li>- La segunda consiste en que el OC lleve un registro del margen de reserva operativo en el sistema, y que se defina como crítico todo instante en el que éste disminuya por debajo de un determinado umbral. Para esta segunda alternativa la verificación de la disponibilidad de las plantas de generación económicas es inmediata ya que de no encontrarse produciendo energía realmente estarían incumpliendo con sus obligaciones. Mientras que para el resto de generadores se hace necesario distinguir aquellos que tienen un costo variable por debajo del precio del mercado y aquellos cuyo costo variable es superior al precio del mercado. Para los primeros la verificación es semejante a la de los generadores económicos y para los segundos se debe aceptar las disponibilidades declaradas.</li> </ul> </li> </ul>

Debilidades	Accionar
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La ENS resultante de cada situación de falla es una función en general de tipo exponencial en función de la reserva de generación que existe para abastecer la demanda:</li> <li>- La reserva de generación puede llegar a ser dependiente de la optimización de los recursos hidráulicos y de la optimización de los combustibles disponibles.</li> <li>- Típicamente la reserva de la generación varía a lo largo del año siguiendo la estacionalidad de los aportes hidrológicos y en el día/semana por la optimización de recursos hidráulicos y de uso de la disponibilidad de combustible.</li> <li>• El método utilizado por el OC para determinar la disponibilidad de las plantas que se utiliza para determinar la potencia firme no toma en cuenta los resultados operativos resultantes de la disponibilidad de generación y la demanda de abastecer, por lo que el resultado obtenido de potencia firme no puede garantizar el valor de probabilidad de excedencia que indica el RLGE.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los modelos para el cálculo de la potencia firme deben realizar el despacho óptimo del agua y de la disponibilidad de combustible de forma tal de tener en cuenta la real reserva de generación que existe en cada momento.</li> <li>• La potencia firme de las plantas hidroeléctricas y térmicas sea determinada por medio de un estudio de confiabilidad que incluye determinar la reserva operativa existente para cada estado operativo posible teniendo en cuenta aleatorios hidráulicos y red de transporte</li> </ul>

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II – potencia firme, junio de 2007.

**Tabla 3.20 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (factores de nodo de potencia)**

Debilidades	Accionar
<ul style="list-style-type: none"> <li>Los costos marginales de potencia introducen una señal de localización vía el factor de nodo de potencia que en principio estaría orientada a optimizar la localización de la oferta y la demanda en la red de transporte de forma tal de minimizar las pérdidas de transporte y con ello las necesidades de expansión de la red de transporte.</li> <li>Sin embargo, de acuerdo con el marco regulatorio vigente en el sector eléctrico dominicano las ampliaciones en el sistema de transporte no son decididas por los agentes del mercado por lo que la señal económica de localización asociada con los factores de nodos de potencia carecen de sentido práctico y puede generar mayores costos para la demanda en el caso que por dicho motivo las unidades de generación que definen el costo marginal de largo plazo del mercado vean reducidos sus ingresos por potencia firme.</li> </ul>	<p>Considerar un factor de nodo de potencia igual a uno (1) en todas las barras del sistema de transporte donde existen transacciones de potencia. Esto hará que ya no sea necesario determinar los factores de nodo de potencia y evitará producir señales económicas que pueden incrementar los precios de la energía sin que ello signifique beneficio alguno para la demanda. Con esto se tiene que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>La actividad de planificación centralizada de expansión del sistema de transporte, a cargo de la empresa de transporte, será la que garantice minimizar costos de inversión, costos de pérdidas y costo de calidad asociada a la operación de la red de transporte, debiendo las tarifas de transporte ser las que generan las señales de localización para nueva generación.</li> <li>Los generadores seguirán recibiendo señales de localización asociadas con pérdidas en la red de transporte ya que estas están incluidas en los factores de nodo de potencia, lo que además permite optimizar el despacho económico de generación.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>En la determinación de los factores de nodo de potencia se utiliza un flujo de carga ficticio que supone que al momento de abastecer la demanda máxima mensual, cada central que opera el mercado está despachada con una potencia igual a su potencia firme. Este flujo de potencia en general será diferente del flujo real en horas de máxima demanda haciendo que los factores de nodo de potencia determinado no tengan ninguna relación con las pérdidas reales de potencia que se dan en horas de máxima demanda.</li> <li>A raíz de esto, es por lo tanto ficticio aseverar que los factores de nodo de potencia representan las variaciones de pérdidas en horas de máxima demanda. De igual forma también resulta ficticia la señal económica que los factores de nodo de potencia producen hacia la expansión del parque de generación.</li> </ul>	

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II – potencia firme, junio de 2007.

**Tabla 3.21 Debilidades y accionar para el manejo de la potencia firme (modelo PFT-CAPOF)**

Debilidades	Accionar
<p>Dado que la metodología de cálculo de la potencia firme con un modelo tipo Markoviano está caracterizada por inestabilidad numérica, no es posible generalizar que el modelo CAPOF siempre funcione correctamente, es decir, que pueden existir conjunto de datos donde los resultados que surgen del modelo CAPOF no serán necesariamente correctos. Esto no resulta de un mal funcionamiento del modelo computacional sino de una propiedad del método de cálculo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambiar el modelo CAPOF por otro que permita determinar índices de confiabilidad del abastecimiento teniendo en cuenta la optimización de los recursos de generación, las restricciones que impone la red de transporte, las características particulares de los grupos tipo ciclo combinado y eventuales restricciones de combustible.</li> <li>• Este modelo debe ser del tipo Monte Carlo donde se sorteen fallas en unidades de generación (simples y múltiples) determinando a partir de la oferta disponible en cada sorteo el flujo de potencia óptimo que abastece la demanda dentro de las restricciones que impone el sistema de transporte.</li> <li>• Para cada estado sorteado existirá una potencia disponible la que puede o no coincidir con la potencia efectiva disponible, siendo menor en todos los casos en que existan restricciones de transporte que limiten la capacidad de generación, insuficiente generación hidráulica por optimización recursos, indisponibilidad de combustible de las plantas térmicas.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La aplicación del modelo CAPOF produce una reducción de la potencia firme por unidad de potencia instalada a medida que se incrementa la potencia instalada de un nuevo generador.</li> <li>• La reducción de la potencia firme por unidad de potencia instalada al incrementar la potencia instalada tendría sentido económico y sería promotora de eficiencia sólo si con ello se mantiene la calidad de servicio. Caso contrario la reducción de potencia firme traería un mayor costo para la demanda si la planta evaluada es la que define el costo marginal de largo plazo del mercado.</li> <li>• La potencia firme asignada resulta menor a la que da como resultado mantener la calidad del abastecimiento, lo cual muestra que el método utilizado para determinar la potencia firme da como resultado valores de potencia firme no óptimos y que por lo tanto podrían originar un mayor costo de abastecimiento de la demanda.</li> </ul>	

Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II – potencia firme, junio de 2007.

### 3.6.3 Transición para la Aplicación del Modelo de Potencia Firme

Las recomendaciones u accionar plasmados frente al modelo vigente de potencia firme, si bien propenden por solventar las debilidades de la estructura actual y por lo tanto atraer beneficios para el sistema eléctrico, su adopción e implementación implica actualizaciones a la normativa dominicana, las cuales pueden desarrollarse durante el periodo de transición para la reglamentación de las reglas comerciales el cual se ha especificado en secciones previas, como los tres (3) años siguientes a la finalización de la presente Consultoría.

A partir de lo expuesto en la sección 3.6.2, se evidencia que las recomendaciones para corregir las debilidades del modelo actual de potencia firme se pueden enmarcar en cuatro grandes tópicos:

- Remuneración de la potencia firme.
- Cálculo de la indisponibilidad de las plantas de generación.
- Cálculo de factores de nodo de potencia.
- Base conceptual y aplicabilidad del modelo PFT-CAPOF.

Si bien tanto a nivel práctico como teórico en la actualidad no es posible la adopción completa del nuevo modelo de potencia firme, si es viable ir implementando ciertas medidas de tal forma que se haga una transición progresiva que contribuya a que al final del periodo sea más fácil el acogimiento global de la nueva estructura.

El RLGE da la potestad al OC para definir los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y se le imputa el establecimiento de los factores de nodo (ver sección 3.6.1). A raíz de esto es factible que durante este periodo el OC realice la estructuración del modelo que reemplazará al PFT-CAPOF, por lo tanto se debe programar el modelo de tipo Monte Carlo y realizar diversas simulaciones con el fin de hacer el análisis de los resultados de los cálculos y por ende sensibilizar y ajustar el nuevo modelo. Adicionalmente, dentro de esta sensibilización es importante incluir el hecho de ya no se hará necesario determinar los factores de nodo con base en un flujo de carga para la demanda máxima anual sino que estos serán un valor estático igual a uno. El análisis de este aspecto en conjunto con el modelo es importante que se realice de cara a las remuneraciones reglamentadas para la potencia y la formulación propuesta para el cálculo de la indisponibilidad de las plantas de generación.

Un tópico bastante significativo, el cual es casi imperativo para la adopción de los esquemas propuestos para el manejo de las reglas comerciales del mercado dominicano es el hecho de que el periodo de transición se ha concebido como un tiempo de preparación de los entes de regulación y control, y en especial de los agentes para implementar a cabalidad dichos esquemas. El manejo de la potencia firme al hacer parte de las reglas comerciales no escapa a este hecho es por esto que además de que el Congreso de la República realice las

modificaciones respectivas a la normativa, el OC adelante la gestión previamente señalada, es vital que las empresas de generación se concienticen que la nueva estructura de potencia firme está sustentada en la promoción de la eficiencia (regulatoria y táctica) por lo cual los generadores están en la obligación de tomar las medidas pertinentes para optimizar la gestión de generación.

### **3.7 MODELO DE CONTRATO O ACUERDO DE COMPROMISO ENTRE AGENTES DEL MEM**

Desde la sección 3.3 hasta la sección 3.6 se expuso la forma como debe darse el manejo de las reglas comercial para el sistema eléctrico dominicano. Si bien la gran mayoría de los tópicos concernientes a dichas reglas son de índole regulatoria hay algunos que requieren o habilitan la suscripción de contratos o acuerdos entre agentes del MEM para asegurar el abastecimiento de los servicios complementarios. Básicamente a raíz de los modelos propuestos estos contratos aplicarían para el suministro de energía reactiva y prestación del servicio de arranque en negro. El modelo de contrato o acuerdo de compromiso se presenta a continuación:

#### **ACUERDO DE COMPROMISO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA – MEM - DE REPÚBLICA DOMINICANA**

Entre los suscritos, **CORPORACIÓN DOMINICANA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS ESTATALES O DISTRIBUIDORES**, en representación de los agentes del MEM compuesto por las empresas de transmisión y generación del sistema eléctrico Dominicano, por una parte y representada por **XXXXXXXXX**, identificado con la cédula de ciudadanía y electoral No. **ZZZZZZZ**, por otra parte, **DISTRIBUIDORES Y USUARIOS**., representante de las empresas distribuidoras y usuarios no regulados del sistema eléctrico Dominicano, representada por **YYYYYYYYY**, identificado con la cédula de ciudadanía y electoral No. **ZZZZZZZ**, se ha suscrito el presente acuerdo que se regirá por las normas pertinentes del Código Civil, Código de Comercio y especialmente por las cláusulas que siguen a las presentes.

#### **PRIMERA. INTERPRETACIONES Y DEFINICIONES.**

En este acuerdo y donde el contexto así lo requiera, las palabras en singular incluirán el plural y viceversa. Igualmente, para efectos de este Acuerdo cualquier referencia que se haga a un decreto, ley, resolución, estatuto o regulación se referirá a ese decreto, ley, resolución, estatuto o regulación con sus enmiendas y modificaciones.

Todos los términos consagrados en esta cláusula y no definidos en otra parte de este Acuerdo tendrán el significado establecido a continuación. Dichos significados se aplicarán tanto al singular como al plural de los términos definidos:

- 1. Representante:** Es la persona que nombrará cada uno de los suscritos para actuar como representante a fines de ejecutar las obligaciones y derechos del acuerdo suscritos entre las partes.

- 2. Objeto del acuerdo:** Será la descripción, naturaleza y extensión de las responsabilidades o compromisos entre agentes del MEM y entre las empresas distribuidoras y los usuarios no regulados, para asegurar el abastecimiento de los Servicios Complementarios.
- 3. Requerimiento de Servicios:** Significa la solicitud de servicios complementarios que deben prestar los agentes del MEM y las responsabilidades adquiridas por las empresas distribuidoras y clientes No Regulados, a fin de asegurar una continua operación del sistema eléctrico Dominicano.

## **SEGUNDA. ALCANCE**

*XXX Escribir objeto y alcance de suministro de ER y/o Arranque en NegroXXX*

## **TERCERA. REMUNERACIÓN DEL SERVICIO**

*XXX Escribir forma de remunerar el suministro de ER y/o Arranque en NegroXXX*

## **CUARTA. PLAZO.**

*XXX Escribir el plazo de duración del presente acuerdo para el suministro de ER y/o Arranque en Negro XXX*

## **QUINTA. LEYES Y REGULACIONES**

*XXX Escribir leyes que aplican al suministro de ER y/o Arranque en Negro y leyes comerciales de República Dominicana XXX*

## **SEXTA. PENALIZACIONES**

*XXX Escribir penalizaciones por el No suministro de ER y/o Arranque en Negro XXX*

## **SEPTIMA. MODIFICACIONES.**

Las Partes acuerdan que cualquier modificación o adición al presente Acuerdo, después de que este se inicie, se hará constar por escrito, mediante Otrosí, especificando que se trata de una modificación al Acuerdo y será firmado por los Representantes de las Partes.

## **OCTAVA. DISPOSICIONES VARIAS.**

En caso de que una o más de las disposiciones contenidas en este Acuerdo fuera juzgada nula o ineficaz, tal nulidad o ineficacia no afectará ninguna otra disposición del presente Acuerdo, el cual será interpretado como si tal disposición nunca hubiera estado contenida ahí.

## **NOVENA. CORRESPONDENCIA Y NOTIFICACIONES.**

Cualquier notificación o comunicación que se requiera o que una parte facilite a la otra en desarrollo de este Acuerdo se formulará por escrito a las siguientes direcciones:

**XXXXXX**

Para constancia se firma en dos (2) ejemplares de un mismo tenor y valor en Santo Domingo, a los **XX** días del mes de **XXXXXX** de 200X.

**Representante MEM**

**Representante Distribuidoras y UNR**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Identificación

Identificación

Representante

Representante

### **3.8 FORMATOS DE RECOLECCIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

En esta sección se presentan los formatos de recolección de información para los servicios complementarios, los cuales están estructurados para ser utilizados en el levantamiento de la información con cada uno de los agentes (generadores, distribuidores y transmisor) involucrados en el mercado eléctrico dominicano.

#### **3.8.1 Empresas de Generación**

En la Tabla 3.22, la Tabla 3.23 y la Tabla 3.24 se presentan los formatos de recolección de información para los servicios de regulación de frecuencia, regulación de voltaje y reposición del sistema aplicables a los agentes generadores de energía.

**Tabla 3.22 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de frecuencia (plantas generadoras)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
Planta	
Unidad	
Fabricante	

Regulación de frecuencia				
Item		Valor		Observaciones
		Decl.	Estan.	
Potencia máxima	(MW)			
Potencia mínima técnica	(MW)			
	(%)			
Gradiente	(MW/min)			
	(%/min)			
Estatismo	(%)			
Banda de participación	(%)			
Banda muerta	(Hz)			
Rechazo de carga				
Posibilidad de regulación secundaria				
Tiempo de arranque en caliente	en (min)			
Control para contaminación				

Fuente: Consultor

**Tabla 3.23 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (plantas generadoras)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
Planta	
Unidad	
Fabricante	

Regulación de tensión		
Item	Valor	Observaciones
Potencia nominal (MVA)		
Turbina (MW)		
Voltaje nominal (kV)		
Factor de potencia nominal		
Corriente nominal		
Armadura (A)		
Campo (A)		
Temperatura nominal		
Armadura (°C)		
Campo (°C)		
Tipo de refrigeración		
Tipo regulación de tensión		
Curva de capacidad (anexarla)		
"Power System Stabilizer"		
Estado de funcionamiento		Utilizado para:
Operación <input type="checkbox"/>		Sincronización <input type="checkbox"/>
Mantenimiento <input type="checkbox"/>		Operación normal <input type="checkbox"/>
No opera <input type="checkbox"/>		Otro <input type="checkbox"/>
		Cúal <input type="checkbox"/>
Operación como condensador sincrónico		
Factible <input type="checkbox"/>		No Factible <input type="checkbox"/>

Fuente: Consultor

**Tabla 3.24 Formato de recolección de información para el servicio de reposición del sistema (plantas generadoras)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
Planta	
Unidad	
Fabricante	

<b>Arranque en negro</b>		
<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Observaciones</b>
Tiempo de arranque (min)		
Sobrepico de vacío para una (%) variación en la consigna de velocidad		
Tiempo de establecimiento (seg) para una variación en la consigna de velocidad		
Menor umbral de (Hz) sobrefrecuencia que desconecta la unidad		
Tiempo de ajuste del menor (seg) umbral de sobrefrecuencia		
Mayor umbral de (Hz) sobrefrecuencia que desconecta la unidad		
Tiempo de ajuste del mayor (seg) umbral de sobrefrecuencia		
Umbral inferior de la (kV) protección de sobretensión		
Umbral superior de la (kV) protección de sobretensión		
Funcionamiento de la unidad aislada y seguimiento de la curva de capacidad		

Fuente: Consultor

### 3.8.2 Empresa de Transmisión

En la Tabla 3.25, la Tabla 3.26, la Tabla 3.27, la Tabla 3.28, la Tabla 3.29, la Tabla 3.30 y la Tabla 3.31 se presentan los formatos de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje aplicable a la empresa de transmisión.

**Tabla 3.25 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - condensadores)**

Fecha \_\_\_\_\_

#### Regulación de Voltaje

Condensadores		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Potencia total (kVAR)		
Voltajes nominal (kV)		
Conmutable bajo carga	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	
Número de etapas		
Potencia por etapa (kVAR)		
Mando		
Manual <input type="checkbox"/>		
Automático <input type="checkbox"/>		
Accionamiento		
Local <input type="checkbox"/>		
Remoto <input type="checkbox"/>		

Fuente: Consultor

**Tabla 3.26 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - transformadores con variación de TAPS bajo carga)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

Transformadores con Variación de TAPS Bajo Carga		
Subestación		
Unidad		
Item	Valor	Observaciones
Potencia nominal (MVA)		
Voltajes nominales		
A.T (kV)		
Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <i>Y</i> <i>Z</i> <i>Z</i>	
M.T (kV)		
Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <i>Y</i> $\Delta$ <i>Z</i>	
B.T (kV)		
Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <i>Y</i> $\Delta$ <i>Z</i>	
Cambiador de Taps bajo carga		
Estado de funcionamiento		
Opera continuamente	<input type="checkbox"/>	
Opera ocasionalmente	<input type="checkbox"/>	
No opera	<input type="checkbox"/>	
En mantenimiento	<input type="checkbox"/>	
	Fecha de entrada en operación	_____
Mando		
Manual	<input type="checkbox"/>	
Automático	<input type="checkbox"/>	
Accionamiento		
Local	<input type="checkbox"/>	
Remoto	<input type="checkbox"/>	

Fuente: Consultor

**Tabla 3.27 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión - reactores)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

Reactores		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Potencia total (kVAR)		
Voltajes nominal (kV)		
Conmutable bajo carga	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	
Número de etapas		
Potencia por etapa (kVAR)		
Mando		
Manual <input type="checkbox"/>		
Automático <input type="checkbox"/>		
Accionamiento		
Local <input type="checkbox"/>		
Remoto <input type="checkbox"/>		

Fuente: Consultor

**Tabla 3.28 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – sistemas estáticos de compensación)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

Sistemas Estáticos de Compensación		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Potencia total		
Máxima capacitiva (MVAR)		
Voltaje (p.u)		
Máxima inductiva (MVAR)		
Voltaje (p.u)		
Número de unidades capacitivas		
Potencia por unidad (MVAR)		
Número de unidades inductivas		
Potencia por unidad (MVAR)		
Voltaje nominal (kV)		
Tiempo de respuesta (mseg)		
Pendiente de la característica (%)		
Modo de operación		
	Posible	En operación
Control de tensión	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Susceptancia fija	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Degradado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Accionamiento		
Local	<input type="checkbox"/>	
Desde subestación	<input type="checkbox"/>	
Desde centro de control	<input type="checkbox"/>	

Fuente: Consultor

**Tabla 3.29 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – sistemas estáticos de compensación)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

Compensadores Estáticos (VQC)					
Subestación					
Unidad					
Fabricante					
Item	Valor	Observaciones			
Potencia total					
Máxima capacitiva (MVAR)					
Voltaje (p.u)					
Máxima inductiva (MVAR)					
Voltaje (p.u)					
Número de unidades capacitivas					
Potencia por unidad (MVAR)					
Número de unidades inductivas					
Potencia por unidad (MVAR)					
Voltaje nominal (kV)					
Barra referencia 1					
Identificación					
Voltaje (kV)					
Barra referencia 2					
Identificación					
Voltaje (kV)					
Elementos a controlar					
		Posibles Número de MVAR/ MVAR		Identificación elemento	
		unidades	unidad		total
Taps transformadores	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Condensadores	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Reactores	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Voltaje generadores	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	
Líneas	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	

Fuente: Consultor

**Tabla 3.30 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – relés de eyección de carga por bajo voltaje)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

Relés de Eyección de Carga por Bajo Voltaje		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Disponibilidad		
Voltaje nominal (kV)		
Etapas de carga a desconectar		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		

Fuente: Consultor

**Tabla 3.31 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresa de transmisión – relés de sobretensión)**

Fecha \_\_\_\_\_

**Regulación de Voltaje**

<b>Relés de Sobretensión</b>		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Observaciones</b>
Voltaje nominal (kV)		
Disponibilidad		
Señal de disparo		
Elemento a desconectar		
Ajustes		
Tiempo (mseg)		
Voltaje (p.u)		

Fuente: Consultor

### 3.8.3 Empresas de Distribución

En la Tabla 3.32, la Tabla 3.33, la Tabla 3.34, la Tabla 3.35 y la Tabla 3.36 se presentan los formatos de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje aplicable a las empresas de distribución.

**Tabla 3.32 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - condensadores)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
---------	--

Condensadores		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Potencia total (kVAR)		
Voltajes nominal (kV)		
Conmutable bajo carga	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	
Número de etapas		
Potencia por etapa (kVAR)		
Mando		
Manual <input type="checkbox"/>		
Automático <input type="checkbox"/>		
Accionamiento		
Local <input type="checkbox"/>		
Remoto <input type="checkbox"/>		

Fuente: Consultor



**Tabla 3.33 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - transformadores con variación de TAPS bajo carga)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
---------	--

Transformadores con Variación de TAPS Bajo Carga		
Subestación		
Unidad		
Item	Valor	Observaciones
Potencia nominal (MVA)		
Voltajes nominales		
A.T (kV) Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Y Z Z	
M.T (kV) Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Y Δ Z	
B.T (kV) Conexión	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Y Δ Z	
Cambiador de Taps bajo carga		
Estado de funcionamiento		
Opera continuamente	<input type="checkbox"/>	
Opera ocasionalmente	<input type="checkbox"/>	
No opera	<input type="checkbox"/>	
En mantenimiento	<input type="checkbox"/>	
	Fecha de entrada en operación	_____
Mando		
Manual	<input type="checkbox"/>	
Automático	<input type="checkbox"/>	
Accionamiento		
Local	<input type="checkbox"/>	
Remoto	<input type="checkbox"/>	

Fuente: Consultor

**Tabla 3.34 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución - reactores)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
---------	--

Reactores		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Potencia total (kVAR)		
Voltajes nominal (kV)		
Conmutable bajo carga	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	
Número de etapas		
Potencia por etapa (kVAR)		
Mando		
Manual <input type="checkbox"/>		
Automático <input type="checkbox"/>		
Accionamiento		
Local <input type="checkbox"/>		
Remoto <input type="checkbox"/>		

Fuente: Consultor

**Tabla 3.35 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución – relés de eyección de carga por bajo voltaje)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
---------	--

Relés de Eyección de Carga por Bajo Voltaje		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Disponibilidad		
Voltaje nominal (kV)		
Etapas de carga a desconectar		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		
Nivel de tensión (kV)		
Carga (MW)		
Carga (%)		
Voltaje de ajuste (p.u)		
Tiempo de retardo (mseg)		

Fuente: Consultor

**Tabla 3.36 Formato de recolección de información para el servicio de regulación de voltaje (empresas de distribución – relés de sobretensión)**

Fecha \_\_\_\_\_

Empresa	
---------	--

Relés de Sobretensión		
Subestación		
Unidad		
Fabricante		
Item	Valor	Observaciones
Voltaje nominal (kV)		
Disponibilidad		
Señal de disparo		
Elemento a desconectar		
Ajustes		
Tiempo (mseg)		
Voltaje (p.u)		

Fuente: Consultor



## **ANEXOS**

## **Anexo A Compensaciones por regulación de frecuencia**

**Tabla 1 Compensaciones por regulación de frecuencia**

Tipo de compensación	Descripción	Definición		
		Compensación	Variables	
<b>Compensación por regulación primaria de frecuencia</b> (Artículo 406 del RLGE)	Cada unidad generadora que participa en la regulación primaria de frecuencia, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para regulación primaria de frecuencia, recibirá como compensación un monto dado por $CompRPF_{hi}$	$CompRPF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR) * MRAsignadoRPF_{hi} \quad (3.55)$	$CompRPF_{hi}$	Compensación por regulación primaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h
			$CMGCPenergía_{hi}$	Costo marginal de corto plazo de energía en la barra i que inyecta el generador en la hora h
			$CVP_i$	Costo variable de producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.
			$IR$	Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE
			$MRAsignadoRPF_{hi}$	Margen de reserva asignado para regulación primaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h
<b>Compensación por regulación secundaria de frecuencia</b> (Artículo 407 del RLGE)	Cada unidad generadora que participa en la regulación secundaria de frecuencia, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para regulación primaria de frecuencia, recibirá como compensación un monto dado $CompRSF_{hi}$	$CompRSF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR * FE_{hi}) * MRAsignadoRSF_{hi} \quad (3.56)$	$CompRSF_{hi}$	Compensación por regulación secundaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h
			$CMGCPenergía_{hi}$	Costo marginal de corto plazo de energía en la barra i que inyecta el generador en la hora h
			$CVP_i$	Costo variable de producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.

**Tabla 1 Compensaciones por regulación de frecuencia**

Tipo de compensación	Descripción	Definición	
		Compensación	Variables
			$IR$ Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE  $FE_{hi}$ Factor de eficiencia  $MRA_{signadoRSF_{hi}}$ Margen de reserva asignado para regulación secundaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h
<b>Compensación por generación forzada para regulación primaria y secundaria de frecuencia</b> (Artículo 408 del RLGE)	Aquellas unidades generadoras que no hayan sido despachadas según lista de mérito <sup>22</sup> por costo variable de producción, pero sean despachadas para regular frecuencia, serán compensadas en sus costos variables de producción de acuerdo $CompCVP_{hi}$	$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCP_{energía_{hi}}) * EnergíaGenerada_{hi} + (IR * FE_{hi} * MRA_{signadoRSF_{hi}})$ (3.57)	$CompCVP_{hi}$ Compensación por generación forzada para regulación primaria de frecuencia o regulación secundaria de frecuencia  $CVP_i$ Costo variable de producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.  $CMGCP_{energía_{hi}}$ Costo marginal de corto plazo de energía en la barra i que inyecta el generador en la hora h  $EnergíaGenerada_{hi}$ Energía generada por la unidad en la hora h inyectada en la barra i  $IR$ Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE  $FE_{hi}$ Factor de eficiencia

<sup>22</sup> El orden de mérito se constituye en función de:  $A = \frac{(P_{máxima} - P_{mínima}) * Gradiente\_de\_toma\_de\_Carga}{Estatismo}$

**Tabla 1 Compensaciones por regulación de frecuencia**

Tipo de compensación	Descripción	Definición	
		Compensación	Variables
			$P_j = \sum_h M_h * \left( \frac{G_{jh}}{\sum_{k=1}^n G_{kh}} \right) \quad (3.58)$ <p>Donde:</p> $M_h = \sum_{h,i} CompRPF_{hi} + \sum_{h,i} CompRSF_{hi} + \sum_{h,i} CompCVP_{hi} \quad (3.59)$
<b>Asignación de la compensación por regulación de frecuencia</b> (Artículo 409 del RLGE)	Pago por regulación primaria de frecuencia y regulación secundaria de frecuencia de cada generador, el cual es en proporción a la energía generada	$P_j$ Monto de la compensación a ser pagada por el propietario de la unidad generadora j en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda	$M_h$ Monto total horario a ser compensado a los propietarios de las unidades que realizaron regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia y compensación por generación forzada para regulación de frecuencia, en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda
		$CompRPF_{hi}$ Compensación por regulación primaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h	$CompRSF_{hi}$ Compensación por regulación secundaria de frecuencia al generador que inyecta en la barra i en la hora h
		$CompCVP_{hi}$ Compensación por generación forzada para regulación primaria de frecuencia o regulación secundaria de frecuencia	

**Tabla 1 Compensaciones por regulación de frecuencia**

Tipo de compensación	Descripción	Definición	
		Compensación	Variables
			$G_{jh}$
	$\sum_{k=1}^n G_{kh}$	Energía horaria neta generada por todas las unidades en la hora h	

Fuente: RLGE y Consultor

## **Anexo B Compensaciones por regulación de voltaje**

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición		
		Compensación	Variables	
<b>Máquinas termoeléctricas despachadas al mínimo técnico por regulación de tensión y aporte de energía reactiva</b>  (Artículo 373 del RLGE)	Cuando una máquina termoeléctrica sea despachada a la potencia mínima técnica por requerimientos de regulación de tensión, corresponde determinar a dicha máquina su participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de acuerdo al $PCTMT_{i,j}$	$PCTMT_{i,j} = \text{máximo}[(CKVARh_{nt} * QEE_{i,j}), (PGen_{i,j} * (CVP_i - CMg_{b,i,j}))] \quad (3.60)$ Donde: $QEE_{i,j} = QGen_{ij} - ERB_i \quad (3.61)$	$PCTMT_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina termoeléctrica i, en la hora j por despacho forzado a potencia mínima técnica para regulación de tensión (RD\$)
			$CKVARh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico
			$QGen_{i,j}$	Energía Reactiva neta entregada por la máquina i, en la hora j, a solicitud del CCE según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC. (KVarh)
			$ERB_i$	Energía reactiva base de la máquina i, corresponde a la energía reactiva que obligatoriamente debe entregar una máquina termoeléctrica i o hidroeléctrica. (KVarh)
			$PGen_{i,j}$	Energía activa neta entregada por una máquina i, en la hora j. (KWh)
			$CVP_i$	Costo variable de producción de la máquina termoeléctrica i. (RD\$/KWh)
			$CMg_{b,i,j}$	Costo marginal de corto plazo utilizado en las transacciones económicas de energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j (RD\$/KWh)
<b>Máquinas termoeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso</b>  (Artículo 374 del RLGE)	Cuando a una máquina termoeléctrica i, despachada económicamente a máxima capacidad, se le solicita por parte del CCE, según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC, un aporte de energía reactiva superior a $ERB_i$ , corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea superior a $ERB_i$ , su Participación en el cobro por energía reactiva	$PCTRE_{i,j} = \text{máximo}[(CKVARh_{nt} * QEE_{i,j}), ((Por Rec_i - PGen_{i,j}) * (CMg_{b,i,j} - CVP_i))] \quad (3.62)$ Donde: $QEE_{i,j} = QGen_{ij} - ERB_i \quad (3.63)$	$PCTRE_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina termoeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)
			$CKVARh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición											
		Compensación	Variables										
	y regulación de tensión de acuerdo a $PCTRE_{i,j}$		<table border="1"> <tr> <td><math>QEE_{i,j}</math></td> <td>Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC</td> </tr> <tr> <td><math>Por Rec_i</math></td> <td>Potencia Reconocida de la máquina termoeléctrica i.</td> </tr> <tr> <td><math>PGen_{i,j}</math></td> <td>Energía activa neta entregada por una máquina i, en la hora j. (KWh)</td> </tr> <tr> <td><math>CVP_i</math></td> <td>Costo variable de producción de la máquina termoeléctrica i. (RD\$/KWh)</td> </tr> <tr> <td><math>CMg_{b,i,j}</math></td> <td>Costo marginal de corto plazo utilizado en las transacciones económicas de energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j (RD\$/KWh)</td> </tr> </table>	$QEE_{i,j}$	Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC	$Por Rec_i$	Potencia Reconocida de la máquina termoeléctrica i.	$PGen_{i,j}$	Energía activa neta entregada por una máquina i, en la hora j. (KWh)	$CVP_i$	Costo variable de producción de la máquina termoeléctrica i. (RD\$/KWh)	$CMg_{b,i,j}$	Costo marginal de corto plazo utilizado en las transacciones económicas de energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j (RD\$/KWh)
$QEE_{i,j}$	Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC												
$Por Rec_i$	Potencia Reconocida de la máquina termoeléctrica i.												
$PGen_{i,j}$	Energía activa neta entregada por una máquina i, en la hora j. (KWh)												
$CVP_i$	Costo variable de producción de la máquina termoeléctrica i. (RD\$/KWh)												
$CMg_{b,i,j}$	Costo marginal de corto plazo utilizado en las transacciones económicas de energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j (RD\$/KWh)												
<b>Máquinas Hidroeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso</b> (Artículo 375 del RLGE)	Cuando a una máquina hidroeléctrica i, despachada, se le solicita por parte del CCE, según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC, un aporte de energía reactiva superior a $ERB_i$ , corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea superior a $ERB_i$ , su participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de acuerdo $PCHRE_{i,j}$	$PCHRE_{i,j} = CKVarh_{nt} * QEE_{i,j}$ (3.64) Donde: $QEE_{i,j} = QGen_{ij} - ERB_i$ (3.65)	<table border="1"> <tr> <td><math>PCHRE_{i,j}</math></td> <td>Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)</td> </tr> <tr> <td><math>CKVarh_{nt}</math></td> <td>Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico</td> </tr> <tr> <td><math>QEE_{i,j}</math></td> <td>Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC</td> </tr> </table>	$PCHRE_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)	$CKVarh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico	$QEE_{i,j}$	Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC				
		$PCHRE_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)										
		$CKVarh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico										
$QEE_{i,j}$	Energía reactiva en exceso entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, en la hora j, en que el CCE se lo solicita según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC												
$PCHCS_{i,j} = \text{máximo}[(CKVarh_{nt} * QGen_{i,j}), (EAC_{i,j} * CMg_{b,i,j})]$ (3.66)	<table border="1"> <tr> <td><math>PCHCS_{i,j}</math></td> <td>Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico. (RD\$).</td> </tr> </table>	$PCHCS_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico. (RD\$).										
$PCHCS_{i,j}$	Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica i, en la hora j por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico. (RD\$).												
<b>Máquinas hidroeléctricas operando como compensadores sincrónicos</b>	Cuando una máquina hidroeléctrica i, es despachada como compensador sincrónico por parte del CCE, según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC, corresponde determinar a dicha máquina su												

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición		
		Compensación	Variables	
(Artículo 376 del RLGE)	participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de acuerdo a $PCHCS_{i,j}$		$CKVarh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico
			$QGen_{i,j}$	Energía Reactiva neta entregada por la máquina i, en la hora j, a solicitud del CCE según los programas de operación semanal y diario emitidos por el OC. (KVarh)
			$EAC_{i,j}$	Energía activa consumida por la máquina hidroeléctrica i, al operar como compensador sincrónico en la hora j.
			$CMg_{b,i,j}$	Costo marginal de corto plazo utilizado en las transacciones económicas de energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j. (RD\$/KWh)
<b>Máquinas termoeléctricas o hidroeléctricas con entrega de energía reactiva inferior a la energía reactiva base</b> (Artículo 377 del RLGE)	Cuando a una máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i, se le solicita por parte del CCE, según los programas de operación semanal y diario emitidos por el organismo coordinador, un aporte de energía reactiva superior o igual a $ERB_i$ , corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea inferior a $ERB_i$ , el pago por energía reactiva y regulación de tensión de acuerdo a $PERNE_{i,j}$	$PERNE_{i,j} = CKVarh_{nt} * QNE_{i,j}$ (3.67)  Donde:  $QNE_{i,j} = ERB_i - QGen_{ij}$ (3.68)	$PERNE_{i,j}$	Pago por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i en la hora j por no entregar la energía reactiva solicitada. (RD\$)
			$CKVarh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico
			$QNE_{i,j}$	Energía reactiva no entregada por la máquina i, en la hora j, expresado en (KVarh).
<b>Consumos de empresas de distribución, generación o usuario no regulado (UNR)</b> (Artículo 378 del RLGE)	En aquellas barras en que las empresas de distribución, los generadores o los usuarios no regulados, tengan consumos con un factor de potencia inferior al FPR, se debe determinar para cada consumo el pago por energía reactiva y regulación de tensión de acuerdo a $PMFP_i$	$PMFP_i = Pr opPago * DesvFp_i * ValCompra_i$ (3.69)  Nota: Cuando más de un consumo en la barra i, se debe realizar el siguiente cálculo para cada consumo	$PMFP_i$	Pago por energía reactiva y regulación de tensión del consumo de una empresa de distribución, UNR o generador en la barra i, por concepto de mal factor de potencia. (RD\$).
			$Pr opPago$	Proporción de pago

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición															
		Compensación	Variables														
		$Pr opPago = 0,01$ $DesvFp_i = \begin{cases} 0 & \text{si } Fpreal \geq FPR \\ 100 *  FPR - Fpreal  & \text{si } Fpreal < FPR \end{cases} \quad (3.70)$	<table border="1"> <tr> <td><math>ValCompra_i</math></td> <td>Consumo de energía activa valorizado al costo marginal promedio mensual (promedio de los costos marginales utilizados en las transacciones económicas de energía) de la barra a la cual está conectado el consumo</td> </tr> <tr> <td><math>FPR</math></td> <td>Factor de potencia requerido en las barras de consumo de empresas distribuidoras y usuarios no regulados, establecido en el RLGE</td> </tr> <tr> <td><math>Fpreal</math></td> <td>Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra i</td> </tr> </table>	$ValCompra_i$	Consumo de energía activa valorizado al costo marginal promedio mensual (promedio de los costos marginales utilizados en las transacciones económicas de energía) de la barra a la cual está conectado el consumo	$FPR$	Factor de potencia requerido en las barras de consumo de empresas distribuidoras y usuarios no regulados, establecido en el RLGE	$Fpreal$	Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra i								
$ValCompra_i$	Consumo de energía activa valorizado al costo marginal promedio mensual (promedio de los costos marginales utilizados en las transacciones económicas de energía) de la barra a la cual está conectado el consumo																
$FPR$	Factor de potencia requerido en las barras de consumo de empresas distribuidoras y usuarios no regulados, establecido en el RLGE																
$Fpreal$	Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra i																
<b>Equipamiento para control de tensión de ETED</b>  (Artículo 379 del RLGE)	ETED debe mantener operativo todo el equipamiento para control de tensión que se remunera a través del peaje de transmisión.  En caso que un equipamiento no se encuentre disponible, ya sea por una salida forzada o por una salida programada, ETED debe participar en el pago a los agentes del mercado eléctrico mayorista acreedores	<b>Montos de participación:</b>  <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Salida forzada</b></li> </ul> $10 \text{ minutos} \leq Salida\_Forzada \leq 1 \text{ hora}$ $MSF1H = 3 * \left( \frac{AEER}{8760} \right) \quad (3.71)$ $1 \text{ hora} < Salida\_Forzada \leq 5 \text{ horas}$ $MSFM1H = TM1H * \left( \frac{AEER}{8760} \right) \quad (3.72)$	<table border="1"> <tr> <td><math>MSF1H</math></td> <td>Monto de participación de la salida forzada entre diez minutos y una hora</td> </tr> <tr> <td><math>MSFM1H</math></td> <td>Monto de participación de la salida forzada entre una hora y cinco horas</td> </tr> <tr> <td><math>MSFM5H</math></td> <td>Monto de participación de la salida forzada mayor a cinco horas</td> </tr> <tr> <td><math>MSP</math></td> <td>Monto de participación de la salida programada</td> </tr> <tr> <td><math>TM1H</math></td> <td>Tiempo, descontando una hora, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.</td> </tr> <tr> <td><math>TM5H</math></td> <td>Tiempo, descontando cinco horas, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.</td> </tr> <tr> <td><math>AEER</math></td> <td>La anualidad de la inversión del equipo de energía reactiva, determinada multiplicando el factor de recuperación del capital, calculado una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 123 de la Ley General de Electricidad 125-01, por el valor nuevo de reemplazo del equipo</td> </tr> </table>	$MSF1H$	Monto de participación de la salida forzada entre diez minutos y una hora	$MSFM1H$	Monto de participación de la salida forzada entre una hora y cinco horas	$MSFM5H$	Monto de participación de la salida forzada mayor a cinco horas	$MSP$	Monto de participación de la salida programada	$TM1H$	Tiempo, descontando una hora, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.	$TM5H$	Tiempo, descontando cinco horas, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.	$AEER$	La anualidad de la inversión del equipo de energía reactiva, determinada multiplicando el factor de recuperación del capital, calculado una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 123 de la Ley General de Electricidad 125-01, por el valor nuevo de reemplazo del equipo
			$MSF1H$	Monto de participación de la salida forzada entre diez minutos y una hora													
			$MSFM1H$	Monto de participación de la salida forzada entre una hora y cinco horas													
			$MSFM5H$	Monto de participación de la salida forzada mayor a cinco horas													
			$MSP$	Monto de participación de la salida programada													
			$TM1H$	Tiempo, descontando una hora, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.													
			$TM5H$	Tiempo, descontando cinco horas, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.													
$AEER$	La anualidad de la inversión del equipo de energía reactiva, determinada multiplicando el factor de recuperación del capital, calculado una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 123 de la Ley General de Electricidad 125-01, por el valor nuevo de reemplazo del equipo																

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición	
		Compensación	Variables
		<p><math>1 \text{ hora} &lt; Salida\_Forzada \leq 5 \text{ hora s}</math></p> <p><math>MSFM5H = TM5H * \left( \frac{AEER}{8760} \right) \text{ (3.73)}</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Salida programada</li> </ul> <p><math>MSP = TSP * \left( \frac{AEER}{8760} \right) \text{ (3.74)}</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Monto total a pagar por ETED</li> </ul> <p><math>PERTX = MSF1H + MSFM1H + MSFM5H + MSP \text{ (3.75)}</math></p>	<p><i>PERTX</i></p> <p>Monto total a pagar por ETED</p>
<b>Equipamiento para control de tensión de otras empresas</b>  (Artículo 380 del RLGE)	A las empresas autorizadas por la SIE a instalar equipos de compensación de energía reactiva, sobre la base de un informe del OC que establece la conveniencia de instalación de dicho equipo de compensación, se les debe considerar una participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión por cada equipamiento dado por <i>PCEOE</i>	<p><math>PCEOE = CapKVar * HD * CKVarh_{nt} \text{ (3.76)}</math></p>	<p><i>PCEOE</i></p> <p>Participación en el cobro por energía reactiva y regulación del equipo con capacidad CapKVar.</p>
			<p><i>HD</i></p> <p>Horas del mes en que estuvo disponible el equipo</p>
			<p><i>CKVarh<sub>nt</sub></i></p> <p>Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico</p>

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición	
		Compensación	Variables
<b>Determinación de los pagos mensuales entre agentes del mercado eléctrico mayorista</b> (Artículo 381 del RLGE)	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Agentes del mercado eléctrico mayorista deudores</b>                Para cada máquina <math>i</math>, se suman los pagos horarios por compensación de energía reactiva y regulación de tensión del mes resultante</li> <li><b>Agentes del mercado eléctrico mayorista acreedores</b>                Para cada máquina termoeléctrica e hidroeléctrica, se suman todas las participaciones horarias del mes. Podría ocurrir que una misma máquina pueda tener participación por más de un concepto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Agentes del mercado eléctrico mayorista deudores</b>  <math display="block">PERNE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PERNE_{i,j} \quad (3.77)</math> </li> </ul>	$PERNE_i$ Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa propietaria de cada máquina $i$ , a los agentes del mercado eléctrico mayorista que resulten acreedores en las transacciones económicas de energía reactiva y regulación de tensión, excepto que resulte ajustado este valor
		<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Agentes del mercado eléctrico mayorista acreedores</b>  <math display="block">PCTMT_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTMT_{i,j}</math> <math display="block">PCTRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTRE_{i,j} \quad (3.78)</math> <math display="block">PCHRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHRE_{i,j}</math> <math display="block">PCHCS_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHCS_{i,j}</math> </li> </ul>	$PMFP_i$ Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa propietaria de cada consumo $i$ , a los agentes del mercado eléctrico mayorista que resulten acreedores en las transacciones económicas de energía reactiva y regulación de tensión
		<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Saldos deudores y acreedores totales</b>  <math display="block">SDT = \sum_{i=1}^{NM} PERNE_i + \sum_{i=1}^{NC} PMFP_i + PERTX \quad (3.79)</math> </li> </ul>	$PERTX$ Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa de transmisión a los agentes del mercado eléctrico mayorista que resulten acreedores en las transacciones económicas de energía reactiva y regulación de tensión.
		<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Participación total en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión</b>  <math display="block">PT = \sum_{i=1}^{NMT} PCTMT_i + \sum_{i=1}^{NRE} PCTRE_i + \sum_{i=1}^{NHRE} PCHRE_i + \sum_{i=1}^{NHCS} PCHCS_i + \sum_{i=1}^{NTE} PCEOE_i \quad (3.80)</math> </li> </ul>	$PCTMT_{i,j}$ Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina termoeléctrica $i$ , en la hora $j$ por despacho forzado a potencia mínima técnica para regulación de tensión (RD\$)
			$PCTRE_{i,j}$ Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina termoeléctrica $i$ , en la hora $j$ por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)
			$PCHRE_{i,j}$ Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica $i$ , en la hora $j$ por entrega de energía reactiva en exceso. (RD\$)
			$PCHCS_{i,j}$ Participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica $i$ , en la hora $j$ por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico. (RD\$).

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición		
		Compensación	Variables	
	<p>- Si <math>SDT &gt; PT</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se debe ajustar el pago de cada agente del mercado eléctrico mayorista deudor, en forma proporcional, de modo que SDT sea igual a PT.</li> <li>▪ Cada agente del mercado eléctrico mayorista acreedor debe percibir el monto de participación mensual.</li> <li>▪ Los agentes del mercado eléctrico mayorista deudores deberán pagar, a los agentes del mercado eléctrico mayorista acreedores, sus saldos deudores en forma proporcional a los saldos acreedores.</li> </ul> <p>- Si <math>SDT \leq PT</math></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los agentes del mercado eléctrico mayorista deudores deberán pagar, a los agentes del mercado eléctrico mayorista acreedores, sus saldos deudores en forma proporcional a los saldos acreedores.</li> </ul>		<p><math>SDT</math></p> <p><math>NM</math></p> <p><math>NC</math></p> <p><math>PT</math></p> <p><math>NMT</math></p> <p><math>NTRE</math></p> <p><math>NHRE</math></p> <p><math>NHSC</math></p> <p><math>NTE</math></p> <p><math>SATMT_i</math></p> <p><math>SATRE_i</math></p> <p><math>SAHRE_i</math></p> <p><math>SAHCS_i</math></p>	<p>Saldo deudor total por energía reactiva y regulación de tensión</p> <p>Número de máquinas con pagos por energía reactiva no entregada</p> <p>Número de consumos con mal factor de potencia</p> <p>Participación total en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión</p> <p>Número de máquinas termoeléctricas con participación en el cobro por despacho forzado a mínimo técnico</p> <p>Número de máquinas termoeléctricas con participación en el cobro por aportes en exceso</p> <p>Número de máquinas hidroeléctricas con participación en el cobro por aportes en exceso</p> <p>Número de máquinas hidroeléctricas con participación en el cobro por operación como compensador sincrónico</p> <p>Número total de empresas con participación en el cobro por la instalación de equipos de compensación</p> <p>Saldo acreedor de la máquina termoeléctrica <math>i</math> por despacho forzado a mínimo técnico</p> <p>Saldo acreedor de la máquina termoeléctrica <math>i</math> por aporte en exceso de energía reactiva.</p> <p>Saldo acreedor de la máquina hidroeléctrica <math>i</math> por aporte en exceso de energía reactiva</p> <p>Saldo acreedor de la máquina hidroeléctrica <math>i</math> por operación como compensador sincrónico</p>
	$SATMT_i = PCTMT_i * \left( \frac{SDT}{PT} \right)$ $SATRE_i = PCTRE_i * \left( \frac{SDT}{PT} \right)$ $SAHRE_i = PCHRE_i * \left( \frac{SDT}{PT} \right)$ $SAHCS_i = PCHCS_i * \left( \frac{SDT}{PT} \right)$ <p style="text-align: right;">(3.81)</p>			

**Tabla 1 Compensaciones por control de voltaje**

Tipo de compensación	Descripción	Definición		
		Compensación	Variables	
<b>Determinación del costo unitario del equipamiento de compensación reactiva estática</b>  (Artículo 382 del RLGE)	El costo unitario del equipamiento de energía reactiva se determina por nivel de tensión de acuerdo con $CKVarh_{nt}$	$CKVarh_{nt} = \frac{Inv_{nt} * FRC + O \& M_{nt}}{ERA_{nt}} \quad (3.82)$ Donde:  $ERA_{nt} = KVA_{inst} * Horas_{Anuales}$	$CKVarh_{nt}$	Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico
			$Inv_{nt}$	Inversión en equipos de compensación estática en el nivel de tensión nt. (Corresponde al valor CIF más los costos de instalación y conexión a la red e impuestos)
			$FRC$	Factor de recuperación del capital. Se debe calcular considerando una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad de acuerdo al artículo 123 de la Ley General de Electricidad 125-01
			$O \& M_{nt}$	Costo anual fijo de operación y mantenimiento del equipo
			$ERA_{nt}$	Energía reactiva media anual
			$KVA_{inst}$	Es la capacidad en KVar del equipo

Fuente: RLGE y Consultor