



**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.

RESUMEN EJECUTIVO Documento 884-014-Rev. 1

Santo Domingo, abril de 2009

República Dominicana

Consorcio ConCol – Sigla – Stone & Webster








ConCol



SIGLA
Consultora en Energía



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

RESUMEN EJECUTIVO

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN	1
1.1 REVISIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN	1
1.1.1 Conclusiones	1
1.1.2 Recomendaciones	2
1.2 VALOR DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN	3
1.2.1 Introducción	3
1.2.2 Resultados	4
1.3 RECAUDACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN	5
1.3.1 Método Actual	5
1.3.1.1 General	5
1.3.1.2 Derechos de Uso	5
1.3.1.3 Derecho de Conexión	6
1.3.1.4 Resumen y Análisis	6
1.3.2 Propuesta Alternativa	7
2. REGLAS COMERCIALES	9
2.1 REGLAS COMERCIALES PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA	9
2.1.1 Modelo Propuesto	9
2.1.2 Transición Hacia el Modelo Propuesto	13
2.2 REGLAS COMERCIALES PARA EL APORTE DE ENERGÍA REACTIVA	15
2.2.1 Modelo Propuesto	15

2.2.2	Transición Hacia el Modelo de Regulación de Voltaje	27
2.3	REGLAS COMERCIALES PARA OTROS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	29
2.3.1	Servicios de Coordinación y Operación del Sistema	29
2.3.2	Servicio de Reposición del Sistema	30
2.4	REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (VALOR MÍNIMO TÉCNICO)	35
2.5	REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN)	38
2.5.1	Esquema para el Manejo de los Costos Variables de Producción	38
2.5.2	Transición Hacia el Esquema de Costos Variables de Producción	41
2.6	REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (POTENCIA FIRME)	42
2.6.1	Esquema para el Manejo de la Potencia	42
2.6.2	Transición Hacia el Esquema de Potencia Firme	48
3.	COMPETENCIA	50
3.1	NORMATIVA Y OPORTUNIDADES DE MANIPULAR EL PRECIO	50
3.1.1	Normativa sobre Competencia	50
3.1.2	Formación del Precios	51
3.1.3	Fortalezas y Debilidades de la Normativa	52
3.1.4	Propuesta de Adaptaciones. Recomendaciones.	52
3.2	DISEÑO DE SISTEMA DE MONITOREO PARA ANTICIPAR ABUSOS	53
3.2.1	General	53
3.2.2	Completamiento normativo	54
3.2.3	Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración	54

3.2.4	Transparencia de los contratos de potencia y energía	55
3.2.5	Transparencia en el abastecimiento de combustibles.	56
3.2.6	Vigilancia de comportamientos oportunistas.	57
3.2.7	Síntesis del Sistema de Monitoreo	59
3.3	INDICADORES DE COMPETENCIA UTILIZADOS	60
3.3.1	El Índice Herfindahl – Hirschman	60
3.3.2	El Índice Estándar	61
3.3.3	Índices en el Mercado Eléctrico en Centroamérica	61
3.3.4	Índices en el Mercado Eléctrico de la República Dominicana	62
3.3.5	Por Potencia	62
3.3.6	Por Energía	66
3.4	UTILIZACIÓN DE LOS ÍNDICES	69

ANEXOS

Anexo A Planteamiento del problema de optimización inherente al esquema de regulación de frecuencia

RESUMEN EJECUTIVO

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de generación)	16
Tabla 2.2 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresa de transmisión)	20
Tabla 2.3 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de distribución)	23
Tabla 2.4 Modelo para el manejo de los costos variables de producción	39
Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme	43
Tabla 3.1 Sistema de Monitoreo	59
Tabla 3.2 Concentración de la oferta en Centroamérica	61
Tabla 3.3 Índices de Competencia sin considerar agrupamientos económicos (Potencia)	63
Tabla 3.4 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP (Potencia)	64
Tabla 3.5 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO (Potencia)	65
Tabla 3.6 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO + CEPP (Potencia)	65
Tabla 3.7 Índices de Competencia sin considerar agrupamientos económicos (Energía)	66
Tabla 2.8 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP (Energía)	67
Tabla 3.9 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO (Energía)	68
Tabla 3.10 Índices de Competencia con fusión de AES+DPP+ITABO+CEPP (Energía)	69

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Flujos deudores/acreedores del MEM	26
Figura 2.2 Flujos deudores/acreedores en cuanto a los valores mínimos técnicos	37

1. VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN

1.1 REVISIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

1.1.1 Conclusiones

Se efectuó el análisis del desempeño del SENI considerando el conjunto de 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.

En todos los casos se verificó el cumplimiento del criterio de tensión en condiciones de operación con red completa (condición N), aunque obligando a la generación ubicada en las áreas de mayor consumo a inyectar potencia reactiva casi al límite de su capacidad.

En estas condiciones se cumple el criterio de cargabilidad de líneas y transformadores, con algunas excepciones puntuales, como es el caso de la transformación 138/69 kV en las SE Metro y Timbeque, y la transformación 345/138 kV de las SE Naranjo y Julio Sauri, cuando se desarrolla el sistema de 345 kV. En el caso de estas dos últimas estaciones, no hay reserva de transformación para enfrentar contingencias simples.

Para la verificación del criterio de confiabilidad (condición N-1), se aplicó un método de selección automática de contingencias simples basado en el cálculo de un índice de desempeño PI por criterio de sobrecarga y otro por depresión de voltaje.

Los resultados obtenidos son orientativos y muestran algunas debilidades estructurales del SENI. Sin embargo, para sacar conclusiones definitivas se requiere profundizar el análisis de ciertas contingencias.

Puede decirse que no hay cuellos de botella causados por insuficiencia de la capacidad de transporte de las líneas, sino más bien problemas de suministro de potencia reactiva que se agravan ante contingencias en elementos de transmisión.

El sistema muestra debilidad para tolerar contingencias simples por insuficiencia de redundancia de transformación 138/69 kV en algunas SE de 138 kV y fallas internas en SE de 138 kV, que conducen a colapsos parciales de las redes de 69 kV (un caso de particular interés es la apertura del acoplamiento de barras en SPM).

Los resultados revelan insuficiencia del soporte de tensión en el área de carga. Las centrales próximas a los centros de consumo, por si solas, no pueden regular tensión y suministrar la potencia reactiva requerida por el sistema. En el Plan de Expansión de la ETED no hay previsiones que permitan resolver este problema. (Ver punto 1.8 “Recomendaciones”)

Este problema subsiste aún con el sistema de 345 kV que transportará 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 proviene de estas centrales y fluye a través de las líneas de 345 kV y los transformadores 345/138 kV de las SE Julio Sauri y Naranjo. Sería preferible resolver el

problema de abastecimiento de potencia reactiva en forma local que importar reactivo desde generación remota.

Es evidente que el desarrollo del sistema de 345 kV, motorizado por 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 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.

Teniendo en cuenta los elevados niveles de transferencia que tienen lugar en la transformación 345/138 kV de las SE Naranjo y Julio Sauri, que prácticamente agotan la reserva de transformación para hacer frente a contingencias simples, será necesario contemplar la anticipación de las obras de prolongación del sistema de 345 kV hasta la zona de Boca Chica, construyendo la proyectada SE Guerra y la transformación 345/138 kV para la vinculación con el sistema de 138 kV de la zona E del área Distrito Nacional.

De no ser posible este adelantamiento de las obras, será necesario prever acciones de control local para proteger la transformación 345/138 kV de Julio Sauri y Naranjo contra sobrecargas, o incrementar la capacidad de transformación en esas subestaciones a partir del año 2011 para disponer de suficiente reserva.

Finalmente, y a modo de comentario, se estima que la incorporación de la línea 138 kV Río San Juan-Nagua 2 podría postergarse más allá del año 2010, en la medida que no sea requerida por razones de calidad de servicio en la Región Nordeste.

1.1.2 Recomendaciones

A la luz de los resultados obtenidos se recomienda estudiar en profundidad, como parte integral del desarrollo de la transmisión, el problema de insuficiencia de soporte de tensión en las áreas de carga, para definir:

- la magnitud de los medios de compensación adicionales requeridos y su localización más conveniente
- la modernización de los medios de regulación, protección y control de las plantas generadoras en operación que contribuyen al abastecimiento de la demanda de potencia reactiva del sistema y, complementariamente,
- la instalación de capacitores shunt seccionables en puntos sensibles de la red de 69 kV.

También se recomienda flexibilizar el criterio de aplicación estricta de la condición de confiabilidad N-1, por sus consecuencias en el costo de las ampliaciones. Se sugiere aplicar un criterio más flexible, que contemple la naturaleza probabilística de las contingencias y un análisis costo-beneficio de la transmisión, aceptando un cierto nivel de reducción de generación y/o demanda cuando se produzcan ciertas situaciones N-1.

En otros términos, investigar el valor que la sociedad asigna a la energía no suministrada e incluir ese valor en el planeamiento, lo que determinará hasta qué nivel de ENS es posible tolerar, minimizando los costos totales (capital+ENS).

Es probable que un enfoque de esta naturaleza conduzca a ahorros de inversión importantes en algunas áreas respecto de los resultados que se obtendrían mediante la aplicación del criterio N-1 estricto.

1.2 VALOR DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN

1.2.1 Introducción

Según la LGE:

- El PT (peaje de transmisión) debe cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas (Art. 85°).
- La anualidad de la inversión se calculará a partir del valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones con la tasa de costo de capital definida en la LGE (Art. 87°).
- La anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, serán determinadas cada 4 años por la SIE (Art. 87°).

Según el RA de la LGA:

- Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión (Art. 359°).

El dimensionamiento de las instalaciones eléctricas actuales y previstas en el Plan de Expansión de la ETED, para la oferta y la demanda pronosticadas oficialmente para los años 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2014, fue verificado mediante estudios eléctricos.

Los activos “no eléctricos”, tales como terrenos, servidumbres, equipos y sistemas informáticos (GIS, SCADA, contables, etc.), vehículos y edificios de oficinas, inversiones afectadas al servicio que también deben formar parte del VNR, fueron adaptados en cantidad y calidad a los requerimientos de la Empresa Modelo.

El valor del PT fue calculado estimando a lo largo del período tarifario, año por año, los costos anuales de la Empresa Modelo de Transmisión (EM), concebida como una empresa que presta servicio en forma eficiente y económica en su área de concesión y que cuenta con la cantidad de instalaciones y de recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución de las actividades propias de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

El cálculo del VAT se hizo sobre la base de dos grupos principales de costos de la EM: los de Capital (rentabilidad + amortización) y los de Explotación.

Los de Capital fueron calculados aplicando el FRC (factor de recuperación de capital) al VNR (valor nuevo de reposición) de las instalaciones “eléctricas” (vida útil n=30 años) y “no eléctricas” (vida útil estimada en cada caso).

Los de Explotación se estimaron sumando costos de Estructura (organigrama) e Intervenciones de O&M (cuadrillas) de la EM.

REQUERIMIENTOS DE INGRESO DE LA ETED			
COSTOS DE CAPITAL (Anualidad Bienes Eléctricos y No Eléctricos)		COSTOS DE EXPLOTACIÓN (Gastos Anuales)	
FRC del VNR donde $frc = \frac{t * (1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$		ESTRUCTURA (Organigrama)	INTERVENCIONES O&M (Cuadrillas)
ELÉCTRICOS	NO ELÉCTRICOS	Salarios	Operación
Líneas	Edificios	Mantenimiento edificios	Mantenimiento Preventivo
SSEE	Muebles	Mantenimiento equipos (PCs, muebles, sistemas)	Mantenimiento Correctivo
Terrenos	Vehículos	Consumos del personal (comunicaciones, movilidad, viáticos)	
Servidumbres	Sistemas	Servicios (electricidad, limpieza, seguridad, etc.)	

1.2.2 Resultados

El cálculo del valor del Peaje se calculó año por año sumando la anualidad del capital (FRC del VNR) y los costos de explotación.

Los costos de explotación correspondientes a la Estructura de la empresa se mantuvieron constantes a lo largo del período. Los de Intervenciones de O&M se fueron ajustando con el ingreso de nuevas instalaciones.

		2007	2008	2009	2010	2011
Líneas	VNR	401 160 213	405 595 714	447 970 124	477 374 418	517 467 715
	Inversiones	-	4 435 501	42 374 410	29 404 294	40 093 297
SSEE	VNR	167 980 490	170 276 808	210 010 896	215 071 169	239 092 286
	Inversiones	-	2 296 318	39 734 088	5 060 273	24 021 117
Anualidad Act. Elec.		70 671 314	70 655 209	71 490 921	81 684 170	85 962 728

Act. No Eléctricos	VNR	31 482 734	31 486 934	32 321 220	32 610 558	33 073 285
	Inversiones		4 200	834 286	289 338	462 727
Anualidad Act. NO Elec.		5 084 940	5 084 940	5 085 444	5 256 953	5 318 708
Costos Explotación	Estructura	8 516 378	8 516 378	8 516 378	8 516 378	8 516 378
	Intervenciones O&M	4 781 184	4 833 546	5 283 706	5 416 313	5 813 332
Costos Explotación		13 297 561	13 297 561	13 349 923	13 800 083	13 932 691
TOTAL		89 037 710	89 926 289	100 741 206	105 214 127	113 671 937

El Peaje se obtuvo calculando el PAGO del VNA de los cuatro requerimientos de ingreso totales anuales. Se usó una tasa de descuento del 12%.

RESULTADOS		
Valor Presente	307 731 510	[U\$S]
Peaje	101 315 810	[U\$S/año]
	8 442 984	[U\$S/mes]

1.3 RECAUDACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN

1.3.1 Método Actual

1.3.1.1 General

En referencia a la remuneración y recaudación tarifaria del sistema de transmisión, la LGE establece:

- La compensación por el *uso* de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión o PT (Art. 85°, el resaltado es propio).
- El PT estará constituido por el derecho de uso y el derecho de conexión (Art. 86°).

Actualmente el Peaje se recauda mediante los llamados “derechos de uso de energía y potencia” y el “derecho de conexión”.

1.3.1.2 Derechos de Uso

Los Agentes pagan mensualmente a la ETED un Derecho de Uso de Energía y uno de Potencia.

El de Energía es la suma producto de las cantidades de energía inyectadas (signo positivo) o retiradas (signo negativo) por el Costo Marginal de Corto Plazo en las respectivas Barras en las que tienen lugar las inyecciones o retiros, durante todas las horas del mes, para las 347 Barras del Sistema de Transmisión.

En el 2006 estos valores fueron:

Día y hora de punta anual	17 de mayo, 21 horas
Demanda Máxima Anual Real	1.766,36 MW

Inyección bruta generación	1.766,36 MW
Inyección en barra BT generación (bruta - consumo propio)	1.707,95 MW
Inyección al Sistema de Transmisión	1.702,57 MW
Pérdidas en el Sistema de Transmisión	46,60 MW
Total retiros	1.655,97 MW

En el 2006 estos dos Derechos de Uso representaron apenas el 12 % del pago total a la empresa de transmisión. El de energía un 8,8% y el de potencia 3,2%.

1.3.1.3 Derecho de Conexión

El Derecho de Conexión, que también se calcula y liquida mensualmente, es la diferencia entre el costo de la transmisión y los derechos de uso.

El costo de la transmisión se calcula según lo dispuesto en la Res. SIE 17-2001, es decir valorizando la energía total retirada a razón de 0,6 ctvos. de US\$ / kWh.

Este derecho termina siendo pagado exclusivamente por la demanda, proporcionalmente a su Potencia de Punta. El mecanismo es el siguiente:

- se calcula el Derecho de Conexión Unitario (DCU) dividiendo el costo de transmisión por la Potencia de Punta
- los generadores pagan a la transmisión el monto que resulta de multiplicar su Potencia Firme por dicho DCU (RA Art. 366)
- los generadores recaudan de la demanda el monto que resulta de multiplicar la Potencia de Punta de la demanda por dicho DCU (RA Art. 367)
- los generadores recuperan de la transmisión la diferencia entre ambos montos (RA Art. 368 “d”)

En el 2006 este Derecho de Conexión representó el 88 % del pago total a la empresa de transmisión.

1.3.1.4 Resumen y Análisis

Los derechos de uso son montos remanentes de las transacciones económicas de energía y potencia que se asignan al pago de una parte del Peaje. La generación y la demanda participan en este aporte en función de la energía y potencia que inyectan o retiran y en función de su factor de nodo, lo que constituye un incentivo a que generadores térmicos y UNRs se instalen en nodos convenientes del mercado.

Estos derechos envían señales correctas, representan una porción mínima del Peaje total (en el 2006 apenas un 12%) y cualquier intento de modificarlos implica introducir cambios en la metodología de cálculo de los Costos Marginales de Energía y de Potencia en cada Barra.

Por su parte, el derecho de conexión, complementario de los de uso para alcanzar el valor del Peaje, se recauda entre la demanda en proporción a su participación en la hora de punta

anual. Es decir que el que más retira en la punta anual más paga, independientemente de cuál sea el nodo.

Por ejemplo, a un retiro en barra de generación (exportadora) que no “usa” para nada la red de transmisión le corresponde el mismo cargo de conexión que a otro de igual magnitud pero ubicado en barra de demanda.

También se observa que un agente que “usa” una línea radial en forma exclusiva (línea dedicada) durante gran parte del año, podría quedar eximido del cargo de conexión si está ausente en la hora de punta anual, haciendo recaer el costo de dicha línea en otros que no la usan nunca.

En otras palabras, el derecho de conexión está socializado y su asignación se realiza sólo en proporción a la magnitud del retiro en la hora de punta anual. Se asigna sin tener en cuenta el “uso” que se hace de la red.

La señal de hacer recaer una mayor proporción del Peaje a los que tienen responsabilidad en la hora de punta puede ser eficiente¹, pero en este caso parece estar demasiado focalizada e ir en detrimento de los que se ven imposibilitados de reaccionar ante su estímulo. Parece inequitativo que algunos Agentes puedan hacer uso intensivo del sistema de transporte durante todo el año y queden eximidos del pago de un 90% del Peaje con sólo haber logrado evitar la punta anual.

También es cierto que el método es sencillo, no parece tener oposición en el mercado dominicano y, por otra parte, el RA de la LGE lo establece detalladamente, dejando poco margen para su modificación mediante una resolución de la SIE.

1.3.2 Propuesta Alternativa

Autores calificados señalan que debido a la falta de claridad sobre cuál es la economía básica de los sistemas de transmisión, en el mundo se usa una gran variedad de mecanismos de tarificación que difieren apreciablemente entre sí. Por eso, antes de proponer un cambio de la metodología de asignación del derecho de conexión vigente, conviene definir el objetivo buscado.

En este caso lo que se persigue es una mayor equidad en la asignación de este cargo, incorporando en lo posible la noción de “uso” a la que hace referencia la LGE.

Los costos del transporte, sean de capital o explotación, dependen de la extensión y dimensión de las instalaciones requeridas, y no de la cantidad de energía que pasa por ellas. A su vez, la extensión y dimensión de las instalaciones dependen de la magnitud de la máxima solicitud (cargabilidad) a la que llegan a estar sometidas y no de su duración, por lo que el “uso” de la red debería relacionarse con la ocupación de la capacidad del sistema.

¹ El OC observa que “...los flujos por algunas de las líneas son máximos en horas de baja carga, cuando las unidades más económicas del parque alejadas de los centros de consumo son marginales”

No obstante, esta reflexión no alcanza para definir un procedimiento que mida dicho “uso”. Refiriéndose a dicha “solicitud” en el sistema dominicano, el OC observa que “...los flujos por algunas de las líneas son máximos en horas de baja carga, cuando las unidades más económicas del parque alejadas de los centros de consumo son marginales” y, también, que “...cuando la demanda está en las horas de punta se necesitan más unidades en servicio y los flujos por algunas líneas se alivian y se congestionan otras; se puede ver que ambas situaciones pueden considerarse máximas solicitudes sobre la red, en la primera para algunas líneas el flujo es máximo y en la segunda algunas líneas se alivian hasta el punto en que pueden registrarse cambios en los sentidos de los flujos.”

Sin perder de vista las dificultades señaladas, y en busca de una forma de distribución del cargo de conexión que pueda considerarse más equitativa que la actual, se propone:

- estimar los flujos de potencia en cada tramo (rama) para un conjunto “representativo” de posibles condiciones de operación que reflejen el “uso” del sistema de transmisión que hace cada agente, flujos determinados por el despacho definido para las distintas centrales, que varían según el mes del año, la hora del día y la condición hidrológica
- determinar la participación de cada agente en el flujo de potencia, para cada condición de operación del sistema (o “uso” del sistema de transmisión).
- determinar el pago de peaje que le corresponde a cada agente según la regla de asignación definida y el valor (VNR) de cada tramo del sistema de transmisión.

Una opción interesante desde el punto de vista de la equidad asignativa puede ser la que en el Primer Informe Parcial fue planteada con el N° 4, pero estableciendo una hora de punta para cada rama en lugar de la punta anual. Es decir:

Procesar la base de datos anual para detectar, línea por línea, la hora de máxima carga o solicitud anual.

Establecer, en cada caso, la responsabilidad porcentual de cada nodo de retiro en dicha solicitud,

Distribuir la responsabilidad del nodo entre los Agentes que retiran en ese nodo, en proporción a sus retiros.

Este procedimiento exige contar con un conjunto de flujos de potencia en los que se presenten las máximas cargas de todas las ramas y con un modelo que, aplicado a cada uno de estos flujos, permita obtener la responsabilidad porcentual de cada nodo. La distribución de la responsabilidad del nodo entre los agentes es inmediata.

2. REGLAS COMERCIALES

Mediante contrato suscrito con la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana, el consorcio ConCol – Sigla – Stone & Webster se comprometió a adelantar una consultoría para realizar el cálculo del valor agregado de transmisión y revisar las reglas comerciales del mercado eléctrico mayorista dominicano. En cumplimiento de sus obligaciones contractuales, el consorcio presenta en esta sección la consolidación de los resultados más relevantes de la consultoría en cuanto a reglas comerciales.

Las reglas comerciales juegan un papel fundamental ya que estas establecen los principios básicos para la administración comercial del mercado eléctrico mayorista, es decir, estas dictan los lineamientos que rigen el funcionamiento del mercado mayorista por lo cual son de obligatorio cumplimiento para todos los agentes del mercado.

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 y en sí de las reglas comerciales necesarios están estrechamente ligados con el funcionamiento y regulación del mercado eléctrico así como con las necesidades propias del sistema eléctrico.

Los servicios subyacentes a las reglas comerciales 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 pertinentes. 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 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.

Teniendo como base los preceptos señalados previamente la consultoría preparó las reglas comerciales para el aporte de energía reactiva, para la regulación de frecuencia y para otros servicios complementarios así como realizó la revisión, corrección y actualización de las reglas comerciales establecidas en la normativa. La síntesis de las reglas comerciales se presenta en las secciones 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4.

2.1 REGLAS COMERCIALES PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

2.1.1 Modelo Propuesto

Una opción adecuada y viable para tener un servicio de regulación de frecuencia verdaderamente efectivo, es que este tenga 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 propuesta propende porque la energía y las reservas sean ofrecidas en un mercado conjunto y que estos mercados emerjan 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.

Para proveer reserva rodante los generadores deben operar a una capacidad inferior a la de capacidad total de la planta “part-loaded” (parcialmente cargada), lo cual 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 mejora la repuesta del sistema ante perturbaciones.

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 en el Anexo A.

Un aspecto importante en torno al servicio de regulación de frecuencia es establecer un precio por la prestación en un nivel adecuado. Con respecto a este aspecto cabe destacar que 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.

La estructura propuesta para el servicio de regulación de frecuencia contempla la regulación primaria y secundaria de frecuencia de manera agregada. Este aspecto 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.

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.

Dado que al carácter no opcional y esencial del servicio se 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 deslumbres de carga afectando tanto la estabilidad como la confiabilidad del mismo. Teniendo presente este contexto y con base en los resultados del monitoreo (“records”) se deben aplicar las siguientes penalizaciones por la no prestación del servicio:

Incumplimiento forzado: se da 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.

Incumplimiento deliberado: se presenta cuando el operador sin una causa justificada 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 muestra a continuación.

$$\begin{aligned}
 PIm_i (\$) &= \text{penalización por incumplimiento deliberado en la prestación del servicio de regulación de frecuencia.} \\
 T_i (h) &= \text{tiempo estipulado en que la unidad } i \text{ debía haber prestado el servicio de regulación de frecuencia. Este tiempo se aproxima siempre al siguiente entero positivo, por ejemplo si el tiempo requerido fue 0.7 horas } T_i = 1 \text{ hora.} \\
 PIm_i &= T_i * R_i * C_{ENS} \\
 &= T_i * R_i * CMg * K \\
 T_i \in \mathbb{N} \quad T_i \geq 1 & \quad (3.1) \\
 K \approx 30 &
 \end{aligned}$$

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

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

CMg = costo marginal de la energía del mercado eléctrico mayorista.

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

Incumplimiento repetitivo: 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. Adicionalmente, 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.

Condiciones especiales

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.

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.

2.1.2 Transición Hacia el Modelo Propuesto

El modelo propuesto para el manejo del servicio de regulación de frecuencia 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 RGLE que deben ser aprobadas por el Congreso Nacional de República Dominicana y sancionadas por el Poder Ejecutivo. Por esta razón 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. Durante este periodo se debe seguir manteniendo el esquema actualmente reglamentado 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 RGLE 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.

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.

$$\begin{aligned}
 I_{t,i} &= \Delta CMg(t) * R_{Desi}(t) \\
 CompRPF_{t,i} &= (\Delta CMg(t) + (CMg_R(t) - CVP_i)) * R_{Desi}(t) \\
 \Delta CMg(t) &= |CMg_R(t) - CMg_{SR}(t)|
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

$I_{t,i}$ = 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 formulación 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.

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.

Respecto a la actuación de los entes de regulación y control frente al incumplimiento en la prestación del servicio, es factible 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 2.1.1.

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.

2.2 REGLAS COMERCIALES PARA EL APOORTE DE ENERGÍA REACTIVA

2.2.1 Modelo Propuesto

El servicio de regulación de voltaje a diferencia del servicio de regulación de frecuencia, es un servicio cuya responsabilidad de prestación recae sobre diversos agentes del mercado eléctrico, es decir, que las empresas de generación, las empresas de distribución y la empresa de transmisión tienen unas funciones propias para la efectiva prestación de dicho servicio. A raíz de esta situación el modelo para el tratamiento de regulación de voltaje se ha estructurado para cada uno de estos agentes tal como se presenta en la Tabla 2.1, Tabla 2.2 y Tabla 2.3.

Tabla 2.1 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de generación)

Item	Descripción
Obligaciones	<p>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).</p> <p>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.</p> <p>Los generadores deben considerar que 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.</p>
Compensaciones	<p>Los generadores deben poder operar en cualquier punto del rango (0,90 en atraso a 0,90 en adelante), 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.</p> <p>Cuando una planta no haga parte de la generación de potencia real pero tenga que ser despachada para proporcionar el requisito de potencia reactiva obligatoria, 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.</p>

Tabla 2.1 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de generación)

Item	Descripción
Sustitución	<p>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.</p> <p>Es indispensable que el generador o los generadores sustitutos se encuentren dentro de la misma zona en el sistema eléctrico del generador sustituido para que pueda garantizarse la oportunidad y eficacia en el suministro de potencia reactiva.</p> <p>El OC y el CCE deben dar su aval para esta sustitución. Adicionalmente, los generadores deben suscribir un acuerdo formal (contrato bilateral) donde conste que el generador sustituido es responsable por todos los costos inherentes a la sustitución, así como el generador sustituto es responsable por la provisión efectiva de la potencia reactiva. En el caso en que este ultimo falle en la prestación del servicio, el generador sustituido será el responsable de compensar al sistema por el incumplimiento.</p>

Tabla 2.1 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de generación)

Item	Descripción
Requerimientos adicionales	<p>Si el OC dentro de sus evaluaciones a nivel zonal detecta que el suministro de potencia reactiva obligatoria es insuficiente, se hace necesario buscar que los agentes suplan esta deficiencia.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Los agentes generadores deben tener presente que en cualquier momento en que el OC y el CCE lo requieran, tendrán que suministrar la potencia reactiva adicional ofertada independientemente de si están o no haciendo parte de la generación real de energía.</p>
Monitoreo y control	<p>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.</p> <p>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.</p>

Tabla 2.1 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de generación)

Item	Descripción
Penalizaciones	<p>Incumplimiento</p> <p>Si a partir del monitoreo y control se encuentra un generador que no cumple con los requisitos de regulación de voltaje, este deberá pagar una compensación:</p> <p style="text-align: right;">CI = compensación mensual por incumplimiento.</p> <p style="text-align: right;">Def_{kVARs} = deficiencia máxima de potencia reactiva horaria por mes.</p> <p style="text-align: right;">Car_{kVARs} = cargo por deficiencia de kVAR.</p> $CI = Def_{kVARs} * Car_{kVARs} \quad (3.3)$ <p style="text-align: right;">CM_{kVARs} = costo más alto por kVAR-mes de potencia reactiva adicional por zona aceptado en la licitación de potencia reactiva adicional más reciente.</p> $Car_{kVARs} = \max(CM_{kVARs}, PMH_{kVARs}) \quad (3.4)$ <p style="text-align: right;">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.</p> <p>Incumplimiento reiterado</p> <p>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.</p>

Tabla 2.2 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresa de transmisión)

Item	Descripción
Obligaciones y facultades	<p>El OC en conjunto con ETED, deben 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.</p> <p>ETED o los otros agentes (empresas de generación, las empresas de distribución u 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.</p> <p>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.</p>

Tabla 2.2 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresa de transmisión)

Item	Descripción
Compensaciones	<p>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.</p> <p>Si el agente es la empresa de transmisión - ETED, la remuneración señalada comprende el diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de los equipos de compensación capacitiva.</p> <p>Si el agente es un generador, o un distribuidor o un inversionista, los honorarios contemplarán únicamente el diseño, suministro, construcción y montaje de los 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.</p> <p>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.</p>
Monitoreo y control	<p>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 para las empresas de generación.</p>

Tabla 2.2 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresa de transmisión)

Item	Descripción
Penalizaciones	<p>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.</p> <p>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.</p> $PEquip(\$) = \text{penalización por incumplimiento en el equipamiento para regulación de voltaje.}$ $ENS(MWh) = \text{energía no suministrada.}$ $C_{ENS} \left(\frac{\$}{MWh} \right) = \text{costo de la energía no suministrada.}$ $P(MW) = \text{cantidad de potencia activa que no se suministró.}$ $T(h) = \text{tiempo total en que no se suministro energía. Este tiempo se aproxima siempre al siguiente entero positivo y no puede ser inferior a una (1) hora.}$ $CMg = \text{costo marginal de la energía.}$ $PEquip = ENS * C_{ENS}$ $ENS = P * T$ $C_{ENS} = CMg * K$ $K \approx 30$ <p style="text-align: right;">(3.5)</p>

Fuente: Consultor.

Tabla 2.3 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de distribución)

Item	Descripción
Obligaciones y facultades	<p>Las empresas de distribución están obligadas a mantener siempre un factor de potencia de por lo menos 0,9 en cada punto de conexión a la red eléctrica.</p> <p>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.</p>
Compensaciones	<p>Las empresas de distribución no recibirán ningún tipo de compensación por mantener un factor de potencia de 0,9.</p> <p>Las empresas de distribución recibirán compensaciones mensuales por el suministro de kVAR adicionales para mantener un factor de potencia superior al factor de potencia obligatorio, de acuerdo a las cifras pactadas durante el proceso licitatorio (si fuere el caso).</p>
Sustitución	<p>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.</p> <p>El OC y el CCE deben dar su aval para esta sustitución. Adicionalmente, los distribuidores deben 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. 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.</p>
Monitoreo y control	<p>El CCE 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 para las empresas de generación.</p>

Tabla 2.3 Modelo propuesto para el aporte de energía reactiva (empresas de distribución)

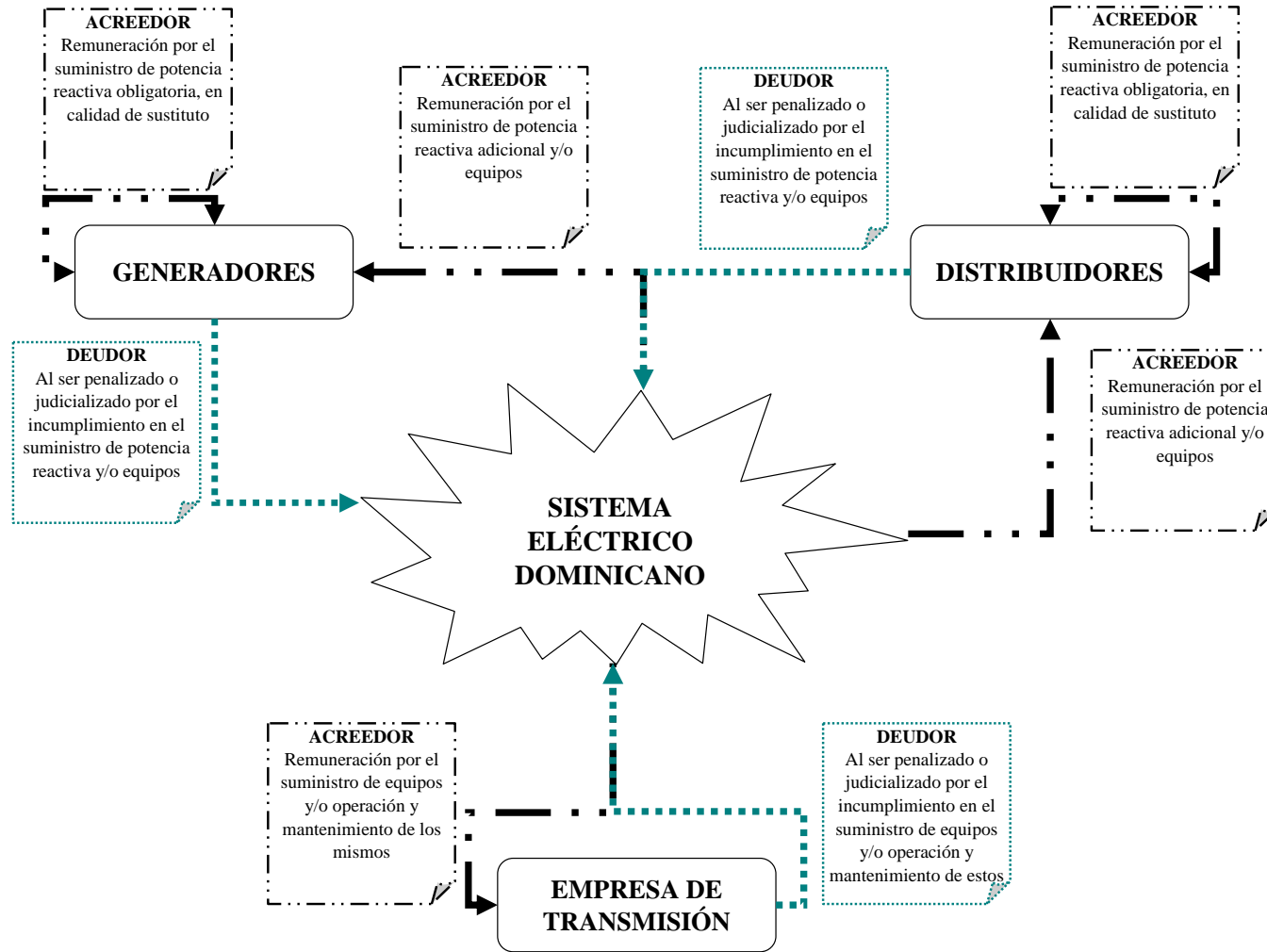
Item	Descripción
Penalizaciones	<p>Si el distribuidor incumple de manera frecuente con las obligaciones de suministro de potencia reactiva tiene la obligación de instalar oportunamente los equipos necesarios para hacer un efectivo control del voltaje. Por la instalación, operación y mantenimiento de 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.</p> <p>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.</p>

Fuente: Consultor

A partir del modelo propuesto 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 2.1 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 para el servicio de regulación de voltaje.



Fuente: Consultor

Figura 2.1 Flujos deudores/acreedores del MEM



2.2.2 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, implica adiciones y reformas al RLGE, 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. 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.

Durante el periodo de transición es importante que los diferentes agentes del sistema eléctrico sigan la directriz central del esquema de regulación de voltaje propuesto, la cual continúa y no difiere con los lineamientos definidos en el RGLE para el servicio de regulación de tensión. Según esta directriz 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. 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. Estas compensaciones están relacionadas con el factor $CKVARh_{nt}$ 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.

Es crucial que para mejorar la prestación del servicio de regulación de voltaje durante el periodo de transición los entes de regulación y control 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.

Frente al incumplimiento en la prestación del servicio se deben suspender las respectivas compensaciones por regulación de voltaje que reciben los agentes pero adicionalmente

estos 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 2.2.1 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.

2.3 REGLAS COMERCIALES PARA OTROS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.3.1 Servicios de Coordinación y Operación del Sistema

El mercado y sistema de República Dominicana, al igual que muchos sistemas de la región requiere de los Operadores Independientes del Sistema, en el sentido de velar por la eficaz y efectiva prestación de los servicios complementarios, 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;

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.”

2.3.2 Servicio de Reposición del Sistema

La configuración de la red dominicana se caracteriza por ser predominantemente radial en forma de estrella y dividida en cuatro zonas, por lo cual 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. A partir de esta situación 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, por lo tanto, 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.

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.

La habilidad de proveer al menos tres arranques en negro secuenciales, en un lapso de dos horas, esto con el fin de prever 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. Este 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).

El OC debe realizar 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.

La materialización de dichas propuestas no es pertinente realizarla de manera directa entre las empresas de generación y el OC por ello 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. 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 reenumeración 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 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 hayan realizado las inversiones estipuladas y que estén en condiciones óptimas de funcionamiento.

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.

En el caso en que una prueba se detecten 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.

La responsabilidad del financiamiento de las inversiones destinadas a la adecuación de las plantas recae sobre el sistema eléctrico dominicano por lo tanto este 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 2.5 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.

2.4 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (VALOR MÍNIMO TÉCNICO)

Un tópico muy importante subyacente al tratamiento de los valores mínimos técnicos es una declaración veraz de dichos valores por parte de los generadores. 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 2.2.

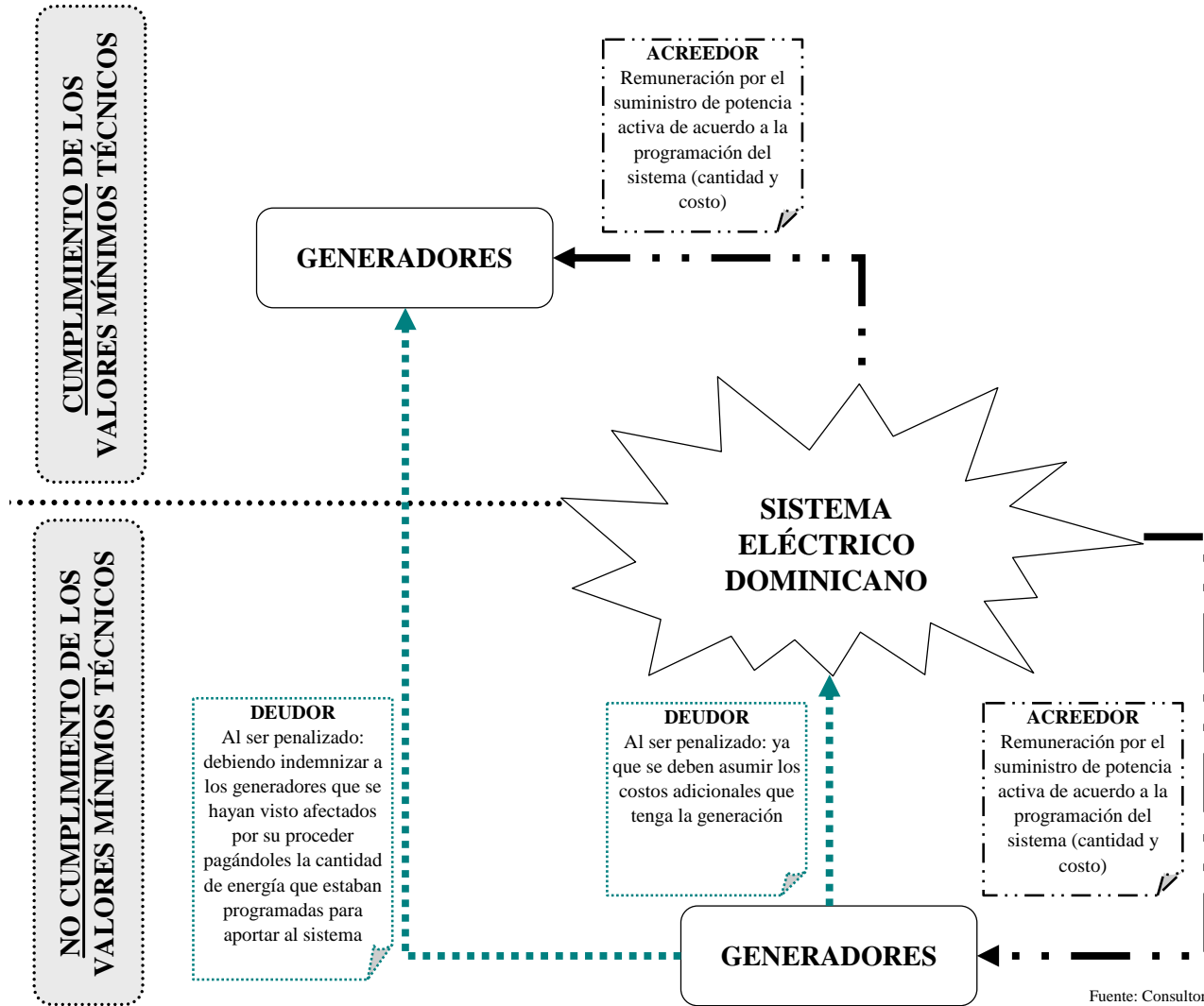


Figura 2.2 Flujos deudores/acreedores en cuanto a los valores mínimos técnicos

2.5 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN)

2.5.1 Esquema para el Manejo de los Costos Variables de Producción

Anterior a la presente Consultoría el esquema reglamentado para el mercado dominicano respecto a los costos variables de producción fue analizado en dos importantes trabajos:

OC, "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.

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

Los dos trabajos presentan visiones complementarias sobre los mismos aspectos referentes a la cuantificación y reconocimiento de los costos variables de generación. El primer trabajo 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 trabajo 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.

Tomando como base estos trabajos y de acuerdo con las prácticas más comúnmente usadas para el manejo de los costos variables de producción se consolidó un modelo viable y regulado para dichos costos. Este modelo o recomendaciones están orientados 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. El modelo se resume en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Modelo para el manejo de los costos variables de producción

Item	Recomendaciones regulatorias
Responsabilidad de control de la información entregada por generadores	<p>Asignar la responsabilidad a la gerencia general del OC, por cuanto esta al ser responsable del despacho eficiente debe asegurarse que la información reportada por generadores está debidamente sustentada.</p>
Comportamiento histórico de costos variables de combustible	<p>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.</p> <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>Fijar precios techo como límites de los costos de combustible declarados. Estos precios se fijan con referencia a precios internaciones conocidos y de acceso público.</p> <p>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>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.</p> <p>Los precios deben ser revisados ya sea mediante fórmulas de indexación o con definiciones periódicas para incorporar efectos estacionales o solicitudes justificadas de generadores.</p> <p>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>

Tabla 2.4 Modelo para el manejo de los costos variables de producción

Item	Recomendaciones regulatorias
Comportamiento de costos variables no combustibles	<p>Fijar precios de referencia techo en RD\$/MWh.</p> <p>Para la actualización de los precios de referencia 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 ejemplo lubricantes y aceites).</p> <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>Debe considerarse incluir en los costos la obligatoriedad y posibilidad de reconocimiento de los costos de mantenimiento periódico para garantizar la disponibilidad en el tiempo del parque de generación térmica.</p> <p>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>
Otras recomendaciones regulatorias	<p>Fijar parámetros de poderes caloríficos de referencia para tener en cuenta en la formación de los costos combustibles.</p> <p>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.</p> <p>Se debe hacer un seguimiento permanente de los precios para detectar desviaciones por encima del factor máximo de desvío aceptable.</p>

Fuente: Consultor con base en los estudios "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II - servicios auxiliares y costos variables" y "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables".

2.5.2 Transición Hacia el Esquema de Costos Variables de Producción

A partir de los aspectos expuestos en la sección 2.5.1 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 topes 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 RGLE, 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.

Durante el periodo de transición los entes reguladores a la par que se da 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.

En 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. Adicionalmente, 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.

2.6 REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE OTRAS REGLAS COMERCIALES (POTENCIA FIRME)

2.6.1 Esquema para el Manejo de la Potencia

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 (ver Tabla 2.5) se puntualizan las diversas medidas que se deben adoptar dentro de la reforma del sector eléctrico, específicamente la reglamentación y manejo de la potencia firme.

**Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme**

Tópico de las recomendaciones	Recomendaciones regulatorias
Generales	<p>La demanda debe remunerar por potencia, la demanda máxima anual de generación más un margen de reserva que se considere óptimo.</p>
	<p>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.</p>
	<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>
	<p>Las variaciones en el año de disponibilidad en los recursos hidráulicos asociados con el régimen de lluvias.</p>
	<p>Las restricciones en la disponibilidad de combustible por parte de las unidades de generación térmicas.</p> <p>Las restricciones impuestas por el sistema de transporte y probabilidad condicionada de la disponibilidad de plantas tipo ciclo combinado.</p>
<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>	
<p>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.</p>	
<p>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.</p>	

**Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme**

Tópico de las recomendaciones	Recomendaciones regulatorias
	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <hr/> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

**Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme**

Tópico de las recomendaciones	Recomendaciones regulatorias
Tasa de indisponibilidad	<p>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.</p> <p>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.</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>
	<p>Se debe definir cómo se determina que el sistema se encuentra en un momento o situación crítica, para lo cual hay dos alternativas:</p>
	<p>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.</p> <p>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.</p>

**Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme**

Tópico de las recomendaciones	Recomendaciones regulatorias
	<p>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.</p> <p>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</p>
Factores de nodo de potencia	<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> <p>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.</p> <p>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.</p>

**Tabla 2.5 Modelo para el manejo de la potencia firme**

Tópico de las recomendaciones	Recomendaciones regulatorias
Modelo PFT-CAPOF	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

Fuente: Consultor con base en el estudio "Evaluación de los procesos del Organismo Coordinador del mercado eléctrico dominicano - Informe capítulo II – potencia firme.

2.6.2 Transición Hacia el Esquema 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 2.6.1, 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. 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. COMPETENCIA

3.1 NORMATIVA Y OPORTUNIDADES DE MANIPULAR EL PRECIO

3.1.1 Normativa sobre Competencia

El Art. 11° del Reglamento de Aplicación (RA) de la LGE impide la integración vertical entre las empresas del mercado eléctrico (Generadores, Cogeneradores, Autoproductores y Distribuidores), los que podrán realizar sólo una de las actividades definidas como generación, transmisión o distribución eléctrica.

Esta exclusión alcanza a toda forma de vinculación: subsidiarias, afiliadas, controlantes o relacionadas.

El artículo señala los mecanismos de contralor de que dispondrá la SIE para auditar el cumplimiento de estas disposiciones, los modos de denunciar comportamientos que violen esta disposición y los mecanismos para hacer cesar y sancionar su ocurrencia.

El Art. 12° del Reglamento de la LGE establece límites al predominio de una empresa o empresas vinculadas entre sí en la actividad de generación eléctrica, disponiendo que la CNE defina hasta qué capacidad de generación podrá ofertar un mismo grupo de empresas vinculadas, expresado como un porcentaje de la demanda máxima.

Faculta a la CNE y a la SIE a tomar medidas para evitar integraciones horizontales en el segmento de generación del SENI que produzcan efectos anticompetitivos en el MEM.

Requiere de la SIE:

- Auditar las fusiones o ventas de acciones que involucren empresas de generación, para garantizar el cumplimiento del porcentaje de integración permitido.
- Evaluar las consecuencias en la restricción a la libre competencia de cualquier contrato o convenio para la venta de energía en el MEM.
- Impedir las prácticas de colusión en la fijación de precios y costos o la ejecución de políticas comunes u otros actos que puedan afectar a otros agentes y/o a los usuarios.
- Diseñar y poner en operación un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos.

No se ha encontrado en la LGE ni en su reglamentación referencias a las posibilidades de integración entre empresas del sector energético por fuera del subsector eléctrico, por ejemplo, generadores eléctricos y proveedores o transportistas de combustibles.

Siendo el precio de los combustibles una de las variables clave en la determinación del precio de la energía, esta modalidad de integración parecería ser un aspecto relevante.

3.1.2 Formación del Precios

El precio de la potencia es calculado por el administrador del mercado sobre la base del costo de desarrollo de la potencia de punta establecido cada 4 años por la SIE.

El precio marginal de la energía viene dado por el Costo Variable de Producción de la última máquina despachada con potencia disponible o por la siguiente máquina aún no despachada disponible según el orden de mérito de costos crecientes.

Este Costo Variable de Producción está formado por:

- El Costo Variable Combustible, función del costo del combustible puesto en la central y el consumo específico de la unidad
- El Costo Variable no Combustible, con el límite establecido en por ciento del Costo Variable Combustible.

El Costo Variable no Combustible es un valor declarado que tiene un límite fijado por el RA, el consumo específico de cada unidad es un valor que puede ser fácilmente auditado y que está acotado dentro de ciertos valores característicos.

El RA prevé la presentación de facturación probatoria de los costos de adquisición y transporte del combustible, incluidos todos los elementos de su formación, y de auditorías validatorias de su veracidad.

El único parámetro que puede prestarse a ser manipulado en forma significativa es el costo final del combustible puesto en la central, que está formado por el precio de compra del combustible, impuestos, derechos de importación, si los hubiere, y el costo de su transporte hasta la central².

Los otros elementos que intervienen secundariamente en la formación del precio son:

- Orden de mérito – Depende del Costo Variable de Producción, ya analizado.
- Disponibilidad de unidades – Su “mantenimiento mayor” es coordinado por el OC. Sin embargo, requiere atención a los fines de detectar comportamientos estratégicos.
- Factores nodales – Dependen de la ubicación en la red y de la metodología de cálculo usada por el OC. Su influencia es menor.

² La resolución SIE-17-2007 establece un límite para el costo marginal en barra de referencia en el mercado spot, con lo que el precio de la energía no resultará necesariamente del costo marginal de la unidad generadora que margina. Sin embargo, las implicancias, desde el punto de vista de la competencia y el comportamiento estratégico de los agentes, no se alteran.

3.1.3 Fortalezas y Debilidades de la Normativa

Desde el punto de vista formal, el marco regulatorio parece ser adecuado para preservar las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, en particular en la etapa de generación.

La excepción es el aspecto ya señalado, de posible integración vertical entre generadores y proveedores y/o transportistas de combustibles, que permitiría distorsionar sus costos y forzar precios marginales superiores a los reales.

Teniendo en cuenta el conjunto normativo, la ponderación de su fortaleza está asociada a las siguientes cuestiones:

- ¿Se verifica el cumplimiento de la prohibición de integración vertical? (Art. 11°)
- ¿Tope de generación permitido a un mismo grupo empresario? (Art. 12°)
- ¿Cómo se verifica su cumplimiento? (Art. 12°)
- ¿Cómo se auditan las fusiones o ventas de acciones de empresas de generación?
- ¿Cómo se evalúan los contratos o convenios para la venta de energía en el MEM?
- ¿El OC verifica la documentación concerniente a los precios de combustibles y su transporte y audita los consumos específicos de las unidades?

3.1.4 Propuesta de Adaptaciones. Recomendaciones.

Se ha señalado que la mayor parte de los aspectos normativos requeridos para preservar las condiciones de competitividad en el mercado eléctrico de la República Dominicana están ya contemplados en la reglamentación de la LGE.

Asimismo se señalan algunos aspectos que deberían ser complementados, por vía de reglamentación o de gestión.

En el punto siguiente “Diseño de un sistema de monitoreo” se describe un conjunto de instrumentos que incluyen las medidas que se propone adoptar así como el tipo de actividades de información y vigilancia que se recomienda desplegar para la protección de las condiciones de competitividad en ese mercado.

Allí se refiere la necesidad de definir los límites máximos admitidos para la concentración de la oferta -así como el método que se recomienda para calcular dicho límite-; la importancia de la transparencia de los contratos de venta de energía –modelos de pliego, de contrato y verificación de resultados-; sistemas de información y monitoreo sobre las operaciones de provisión de combustibles, y la vigilancia sobre eventuales comportamientos oportunistas.

También se proponen instrumentos para la verificación sistemática del cumplimiento de estos requisitos, así como complementos a la normativa.

Resulta evidente la necesidad de limitar la capacidad de generación de un mismo grupo empresaria a un porcentaje de la demanda máxima. Un ejemplo destacado en el MEM dominicano es el de AES, cuya participación en el mercado generador en el 2006 era la siguiente:

Centrales	Capacidad
AES Andrés – 100%	319 MW
DOMINICAN POWER PARTNERS-100%	236 MW
ITABO S.A. – 25%	432 MW
Total	987 MW
Demanda máxima 2006	1.760 MW
Porcentaje de participación de AES	56%

3.2 DISEÑO DE SISTEMA DE MONITOREO PARA ANTICIPAR ABUSOS

3.2.1 General

El control del poder de mercado es un elemento central en el seguimiento de la competencia en los mercados eléctricos mayoristas.

En la LGE y el RLGE se penaliza el ejercicio del poder de mercado con el fin de incrementar los ingresos (también denominado abuso de posición dominante), no así el tener la “posibilidad” de ejercerlo.

La LGE contiene numerosos preceptos orientados a promover y preservar la competencia (Anexo A) .

En un escenario como el mercado eléctrico de la República Dominicana, un sistema de monitoreo de las condiciones de competitividad puede plantearse en cinco módulos:

- Completamiento de las normas reglamentarias que estuvieran pendientes.
- Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración.
- Transparencia en los contratos de potencia y energía.
- Transparencia en el abastecimiento de combustibles.
- Vigilancia de comportamientos oportunistas.

Los dos primeros módulos del sistema constituyen elementos estructurales. No garantizan por sí mismos la ausencia de comportamientos anticompetitivos, sino que establecen el marco fundamental destinado a evitarlos.

El tercero y el cuarto módulos son estratégicos. Contienen los instrumentos operativos principales de que ha de valerse el regulador para anticiparse a comportamientos indeseados.

El último módulo es táctico, y comprende la vigilancia permanente frente a posibles manejos circunstanciales que pudieran generar eventuales rentas monopólicas.

3.2.2 Completamiento normativo

Un sistema de vigilancia de condiciones competitivas ha de basarse en normas que deben tener la virtud de combinar eficacia y prudencia.

Quien tenga a su cargo legislar y reglamentar tendrá que evitar dos riesgos que se presentan habitualmente: la sobrerreglamentación, que puede esterilizarse a sí misma por la imposibilidad de ser cumplida, y la falsa tranquilidad que surge del simple dictado de las normas, como si ello bastara para asegurar su cumplimiento.

En la normativa vigente –Reglamento de la LGE- se encuentran los elementos sustanciales que dan sustento a la preservación de condiciones competitivas, donde se destacan la prohibición de integración vertical, las restricciones a la integración horizontal y el mecanismo de formación de precios. Estas normas podrían ser complementadas por otras a ser dictadas por la SIE. En particular, establecer los límites de participación en el mercado que permitan determinar si una empresa o grupo económico tiene poder de mercado o posición dominante.

Las condiciones que aseguran un mercado competitivo son a menudo más frágiles que los intereses que se mueven en ese mercado. Para proteger tales condiciones existe a nivel internacional una experiencia ya centenaria, y la mejor lección que deja podría resumirse diciendo que ninguna norma de sana competencia es más fuerte que la voluntad de los reguladores para hacerla cumplir.

3.2.3 Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración

A fin de evitar la integración vertical, la reglamentación del Art 11° introduce tres instrumentos que, adecuadamente explotados, sirven para implantar una rutina de base en la vigilancia de cumplimiento de las normas:

- obligación de presentar informes semestrales,
- obligación de denunciar cambios en las tenencias, y la
- facultad de verificar o requerir certificaciones cabales sobre las circunstancias declaradas.

La información sobre tenencias accionarias no puede limitarse a la acumulación mecánica de información sin procesar. Se vuelve aprovechable por medio de su ingreso sistemático a una base de datos que permita extraer, en cualquier momento, conclusiones en términos de verificación de cumplimiento de obligaciones y restricciones. Y sirve de apoyo para la

resolución de casos que se sometan a pronunciamiento, así como para emitir la información periódica que más adelante se propone, y para informes ad-hoc que se requieran.

En lo que se refiere a concentración o integración horizontal, la Reglamentación introduce el concepto de “porcentaje significativo” como un límite que no debería ser superado.

La fijación de este tipo de límite no tiene, desde luego, los mismos grados de libertad en un escenario inaugural –p.e. cuando el proceso de electrificación es joven, o al comienzo de un proceso de desintegración y privatización general- que en un escenario ya establecido.

En un escenario inaugural, pueden ser adoptados límites tan bajos como lo permita la configuración técnica del mercado, asociados al módulo de las plantas mayores, normalmente indivisible, aún cuando la condición de viabilidad económica de la unidad productiva máxima siempre debe cumplirse.

En un escenario ya establecido, deben ser tenidos en cuenta los datos de la realidad, y si se considerar necesario establecer límites más severos será aconsejable hacerlo hacia al futuro. Si se preservan las condiciones, el crecimiento natural del mercado operará a favor.

Si se verificase una situación que, aunque consumada, fuese juzgada inconveniente, ha de ponderarse que el proceso de desconcentración forzada enfrenta siempre grandes dificultades y suele plantear conflictos de alto costo para el regulador. Esto no incluye, desde luego, una investigación que descubra una integración ilegal oculta. En dicho caso, la sentencia de desintegración forzada se impone inevitable.

En cuanto al nivel en que debería fijarse el límite como “porcentaje significativo máximo” –no en un escenario inaugural sino en uno ya establecido- aparece recomendable la utilización del indicador IHH.

Adelantamos que las pautas que allí se exponen sugieren diferentes recaudos teniendo en cuenta el grado de concentración que muestre cada mercado y la influencia relativa de los movimientos que se propongan. La aplicación del indicador cuantitativo no es automática, excepto en situaciones particularmente favorables. Si el indicador revela una situación a primera vista objetable, otros análisis son necesarios para determinar si las condiciones particulares de cierta fusión en cierto mercado no introducen o incrementan el riesgo de comportamientos anticompetitivos.

Para verificar el efectivo funcionamiento de este módulo, se considera recomendable que, además de los pronunciamientos sobre casos específicos que sean requeridos, se instituya de modo regular un Informe Público Semestral, por el cual la SIE emita sus conclusiones sobre la situación de tenencias accionarias, el cumplimiento de las restricciones y el grado de concentración en el sector. Esto debería producirse incluso en los períodos en que no se haya registrado apartamiento alguno, dejando constancia de ello.

3.2.4 Transparencia de los contratos de potencia y energía

Se entiende que el mercado eléctrico dominicano es predominantemente un mercado de contratos. La Memoria Anual 2006 del Organismo Coordinador señala que el 94,5% de las transacciones pertenecen a ese grupo. En estos términos, se hace evidente que la herramienta operativa sustancial en términos de impacto sobre los usuarios es la vigilancia

de las condiciones de competitividad de los contratos destinados al servicio público. La relación conceptual entre los precios del mercado de contratos y del mercado spot se analiza en el Anexo B.

La idea central es que el precio de contratos trasladables a la tarifa al usuario final deben reflejar costos marginales de largo plazo en condiciones de eficiencia. En otras palabras, el precio de contratos debe ser suficiente para solventar el costo fijo y variable del suministro, en términos tales que se aliente el mantenimiento de la capacidad así como el desarrollo de nuevas centrales, sin generar rentas monopólicas. En términos prácticos, debe tratarse de contratos obtenidos en condiciones de subasta pública vigilada por el regulador.

Existen experiencias internacionales sobre los riesgos que conllevan los contratos de escasa transparencia, así como de la deslegitimación de la figura del contrato a largo plazo.

Sobre los primeros, puede decirse que una contratación no competitiva destinada a trasladar al usuario la carga de rentas monopólicas, no sería más que una reedición de la vieja práctica de ocultar beneficios trasladándolos a proveedores vinculados. Es sabido que uno de los hábitos más difundidos entre las empresas sujetas a regulación –desde las primeras concesiones ferroviarias, un siglo y medio atrás- fue siempre encarecer los costos propios - los que se supone veían los reguladores- comprando equipos e insumos a firmas elegidas, asociadas en forma abierta o solapada.

En el otro extremo, ciertas regulaciones han desalentado los contratos de largo plazo por el simple expediente de no reglamentar sistemas de traslado de precios de eficiencia obtenidos en subasta. En el límite, la “pasión desreguladora” que se abatió sobre California hacia el 2000 llegó a proscribir los contratos por considerarlos la antítesis de la competitividad.

La lectura de todas estas experiencias revaloriza el rol de los contratos competitivos, y el consiguiente valor instrumental de los preceptos que para su tramitación establezca el regulador.

3.2.5 Transparencia en el abastecimiento de combustibles.

El eslabón que vincula el mercado de combustibles con el mercado eléctrico constituye la clave de la formación del precio en el mercado spot.

Si se tratase de un mercado donde el precio spot se forma por declaración de precios – ofertados en forma horaria por los generadores- habría que admitir que el campo de los comportamientos anticompetitivos se ensancharía bastante. Desde la temprana experiencia británica, hace dos décadas, se puso de manifiesto que la simple declaración de precios – sobre todo en un mercado concentrado- dejaba a la demanda a merced de prácticas que prontamente se revelaron audaces.

Sin embargo, tratándose de un mercado donde los precios se forman sobre la base de costos, tales prácticas, en principio, no tienen lugar. La vigilancia ha de apuntar entonces a asegurar que el criterio técnico de determinación de costos no sufra distorsiones.

La reglamentación provee instrumentos importantes que deben ser utilizados sin excepción. Los costos deben ser auditados, las relaciones porcentuales de costos variables no combustibles deben ser verificadas y actualizadas al nivel de la tecnología disponible.

Pero el punto más importante, como ya se dijo, es el nivel de precios de los combustibles que los generadores declaren. Diversos escenarios son posibles, según se trate de líquidos o carbón, y el grado de intervención pública que se verifique en el proceso de adquisición. Todo lo relacionado con las compras de combustible, sus precios, calidades, rendimiento, condiciones de abastecimiento, contratos de suministro, transporte y toda otra condición de incidencia económica es información que los generadores están obligados a proporcionar, e incluso a documentar.

Una base de datos apta para emitir información sobre las operaciones registradas, cotejadas con las condiciones por cierto volátiles del mercado internacional permitiría al OC emitir información mensual y alertas para el regulador.

3.2.6 Vigilancia de comportamientos oportunistas.

Un sistema de formación de precios spot basado en costos declarados deja, al menos en teoría, algunos resquicios para maniobras anticompetitivas.

Típicamente, el precio de mercado puede ser incrementado artificialmente mediante la salida de servicio no programada de alguna o algunas máquinas (“declaración de indisponibilidad”). Bajo determinadas condiciones, el incremento de ingresos de las empresas titulares de las máquinas en operación permitiría resarcir la pérdida de ingresos y otras consecuencias derivadas de la salida intempestiva.

Se reconoce también que no es maniobra que pueda practicarse reiteradamente, al menos no sin cierta tolerancia del mercado y los organismos responsables.

Desde luego, el sistema de monitoreo debe tener en cuenta la posibilidad de estos comportamientos oportunistas, e incluir las declaraciones de indisponibilidad entre los eventos que, en principio, ameritan un análisis detenido de sus causas y consecuencias.

Entre las tareas que corresponden al monitoreo de maniobras oportunistas se encuentran:

- Detección de intentos de ejercer poder de mercado y empleo de conductas fraudulentas y, en consecuencia, implementación de esquemas para mitigar las conductas anticompetitivas;
- Recolección de información, procesamiento y almacenamiento (incluyendo preparación de informes periódicos con el análisis de la tendencia en el mercado y alertas tempranas de condiciones anómalas del mercado);
- Emisión de respuestas apropiadas en términos de acciones punitivas ante conductas observadas de los participantes del mercado;
- Identificación de fallas en el diseño del mercado y desarrollo de propuestas para afrontarlas.

Los registros en base de datos son necesarios para llevar a cabo tests exploratorios (*screening tests*) que permitan identificar conductas anómalas. Estos tests sirven para identificar conductas competitivas inapropiadas de agentes del mercado que requieren de

análisis adicionales detallados. Estos análisis permiten identificar la naturaleza del problema y cuantificar el impacto sobre el desempeño del mercado. Para ello se emplean varias herramientas que incluyen indicadores, simulaciones de mercado, estudios de escenarios de mercado y análisis de sensibilidad.

Dichos análisis permiten identificar el tipo de estrategia anticompetitiva ejercida y las fallas de diseño del mercado que pudieran estar siendo explotadas por sus participantes, así como adoptar medidas inmediatas que incluyen mitigación y castigo en el corto plazo y propuestas de rediseño del mercado en el largo plazo.

Las penalizaciones financieras y operacionales desalientan a los participantes del mercado a repetir tales conductas en el futuro.

El proceso de identificación de prácticas anticompetitivas debe:

- Distinguir entre ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes y condiciones genuinas de escasez de oferta que pudieran conducir a mayores precios.
- Considerar las interrelaciones entre agentes para detectar la capacidad colectiva de tales agentes para ejercer poder de mercado, manipular las reglas de mercado o involucrarse en actividades discriminatorias contra otros agentes.

Resumiendo, los principales pasos de este proceso de monitoreo son:

- Detección de anomalías mediante tests exploratorios
- Cálculo de indicadores apropiados que son comparados con indicadores de referencia. El cálculo de estos indicadores debe tener en consideración los factores exógenos que afectan al mercado.
- Determinación de la naturaleza de la anomalía a partir de la comparación de los indicadores señalados. En caso de que el origen de la anomalía sea conductas anticompetitivas se requiere cuantificar adicionalmente los impactos ocasionados por la conducta.
- Penalización, definiendo si va a ser de tipo financiero u operacional.

En cuanto a la ejecución propiamente dicha de la supervisión del ejercicio de poder de mercado, la SIE puede adoptar tres enfoques:

- Realizar la vigilancia por si
- Responsabilizar al OC de la vigilancia
- Contratar un experto o grupo de expertos que acompañe la evolución del mercado y evalúe periódicamente el nivel de competencia y el posible ejercicio de poder de mercado.

El primer enfoque requerirá incorporar al menos un profesional especializado en simulación de sistemas eléctricos y adquirir el software adecuado para tal tarea y el equipo de computación que resulte necesario. Ese profesional tendría una dedicación mensual del orden del 30% a este tema, quedando disponible para otras actividades de simulación del mercado que pudiera requerir la SIE o la CNE.

El segundo enfoque podría apoyarse en lo indicado en el Artículo 52, apartado b), inciso v) del RLGE, donde se indica que es responsabilidad del OC “cooperar en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado mayorista de electricidad y en el Artículo 53 que establece que “.....Serán funciones del Consejo de Coordinación, con carácter enunciativo, las siguientes:

- Cooperar con la CNE y la SIE en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado eléctrico;
- Entregar a la SIE las informaciones que ésta solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector;

El primer enfoque brinda mayores garantías aunque implica hacer asumir a la SIE responsabilidades para las cuales su estructura no es la más apropiada y que finalmente, ante la necesidad de aplicar sanciones, la SIE se verá obligada a contar con una opinión independiente.

Respecto al segundo enfoque, confiar en una metodología de autorregulación implica necesariamente efectuar en forma periódica algún tipo de seguimiento o control.

Se considera que el tercer enfoque tiene ventajas relativas.

3.2.7 Síntesis del Sistema de Monitoreo

Tabla 3.1 Sistema de Monitoreo

NIVEL		MÓDULO	PRODUCTO
ESTRUCTURAL	I	Normativo	Reglamento y Normas Complementarias
ESTRUCTURAL	II	Verificación de Cumplimiento de Restricciones	Informes Semestrales Resolución de casos Informes ad-hoc
ESTRATÉGICO	III	Transparencia de los Contratos	Bases y Modelos de Contrato Aprobación de resultados
ESTRATÉGICO	IV	Transparencia en el Abastecimiento de Combustibles	Información mensual Alerta sobre desvíos
TÁCTICO	V	Vigilancia sobre Comportamientos Oportunistas	Alertas eventuales

3.3 INDICADORES DE COMPETENCIA UTILIZADOS

3.3.1 El Índice Herfindahl – Hirschman

El Índice Herfindahl – Hirschman (IHH) es un indicador que se emplea para medir el nivel de concentración de un mercado y para evaluar las posibilidades de que una fusión origine un poder de mercado capaz de alterar las condiciones de competencia.

El índice es la suma de las participaciones de cada empresa en el mercado elevadas al cuadrado:

$$\sum_{i=1}^N S_i^2$$

Donde:

S_i es la participación de cada empresa en el mercado, medida como porcentaje del total

N es el número total de empresas que actúan en ese mercado.

En algunos casos, cuando el mercado bajo estudio es muy numeroso, p.e. cientos de empresas, se acota el universo a las 50 mayores.

Los valores del índice tienen un rango de variación posible entre 0 y 10.000. A mayor valor del índice, mayor nivel de concentración del mercado. En el límite, el valor 10.000 refleja la existencia de monopolio, una sola empresa que tiene el 100% del mercado.

Inversamente, cuando el valor del índice está más cerca de 0, mayor es la atomización de la oferta y más próxima la condición ideal que describieron los teóricos del mercado perfecto.

Si hay N empresas y cada una de ellas tiene igual porción del mercado, su porción porcentual será $100/N$.

Por lo tanto, el $IHH = N \cdot (100/N)^2 = 10.000/N$.

Existe un número mínimo de empresas para cada nivel de IHH. Por ejemplo para tener un IHH no mayor de 2000 han de existir por lo menos 5 empresas de magnitud equivalente, o un número mayor si fueran de diferentes dimensiones. A medida que se reduce el número de empresas, el índice de concentración crece en forma exponencial.

En el caso de un mercado en el que exista una empresa dominante a y muchas otras con participación marginal, el valor de $IHH = a^2 + b^2 + c^2 + \dots$ tiende a acercarse mucho a a^2 . En estas condiciones el IHH todavía se mantendría debajo de 2000 mientras la participación de la empresa líder no fuera superior al 45%.

Organismos del Gobierno Federal de Estados Unidos utilizan el IHH como un elemento de juicio cuantitativo para sus análisis, y las pautas que toman en cuenta para evaluar la situación del mercado frente a una posible fusión consideran tanto la variación del nivel de concentración que la misma representa, como el nivel absoluto de concentración que se alcanzaría.

Se identifican para eso tres niveles de Concentración:

- Baja, cuando el IHH está por debajo de 1000
- Moderada, cuando el IHH está entre 1000 y 1800
- Alta, cuando el IHH excede 1800.

3.3.2 El Índice Estándar

Otro indicador del grado de concentración es el llamado Índice Estándar (IE), que toma en cuenta el porcentaje de la oferta (o de la demanda) que cubre el grupo de las empresas más grandes. Mide tanto el número de generadores como la asimetría de sus participaciones.

La cantidad de empresas que se tomen en cuenta es convencional, pero se admite que debe ser un número lo bastante pequeño como para facilitar un comportamiento colusivo. Así se usan el I-4 (índice de concentración de las cuatro mayores empresas) y el I-8 (índice de concentración de las ocho mayores empresas).

Para que un mercado se considere de baja concentración, el I-8 no debería alcanzar el 25%.

Entre 25% y 50%, el I-8 revela una concentración moderada, y si supera este último valor, se considerará de alta concentración.

Según otra interpretación, se alcanza el nivel de alta concentración cuando el I-4 es mayor de 60%.

3.3.3 Índices en el Mercado Eléctrico en Centroamérica

A fines ilustrativos se incluyen a continuación los valores del HHI para los países de Centro América para el período comprendido entre 1990 y 2002.

Tabla 3.2 Concentración de la oferta en Centroamérica

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Número de Empresas Generadoras						
1990	3	1	1	1	5	1
1995	12	2	7	2	18	1
2000	20	13	12	11	35	11
2002	22	13	11	9	37	11
Participación % en el mercado de la empresa mayor						
1990	95,3	99,9	100,0	94,8	91,2	93,8
1995	61,6	93,9	68,4	99,4	91,6	94,9
2000	45,1	50,5	56,3	42,6	75,7	37,2
2002	30,0	24,3	35,3	40,4	77,8	37,3

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
	Participación % en el mercado de las tres mayores empresas					
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	97,3	100,0
1995	91,7	93,9	97,4	100,0	97,1	100,0
2000	67,4	85,6	83,9	81,6	83,7	75,5
2002	66,4	64,0	70,4	80,6	85,2	76,3
	HHI (Herfindahl – Hirschman Index)					
1990	9.112	9.987	10.000	9.022	8.347	8.816
1995	4.411	8.816	5.108	9.976	8.408	9.025
2000	2.420	3.329	3.679	2.665	5.887	2.364
2002	1.793	1.776	2.077	2.569	6.093	2.374

Fuente : Cepal - Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica en el Istmo Centroamericano

3.3.4 Índices en el Mercado Eléctrico de la República Dominicana

El ejercicio de aplicación de los índices se realiza sobre la base de la información contenida en la “Memoria Anual 2006” del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.

3.3.5 Por Potencia

Se examina en primer lugar la distribución de la oferta desde el punto de vista de la capacidad instalada. En el Tabla 2.3 se presenta la lista de empresas generadoras, con su capacidad instalada y participación porcentual, tal como son informadas en el documento fuente (Tabla 02).

Se presenta asimismo la columna correspondiente al cuadrado de las participaciones porcentuales, con el valor del IHH resultante (1174) que corresponde a concentración moderada.

El mismo listado de empresas se ordena según su participación porcentual en forma decreciente, a los fines de determinar el IE. Los valores resultantes indican una concentración alta.

Tabla 3.3 Índices de Competencia sin considerar agrupamientos económicos (Potencia)

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés	319	9,98	99,60	HAINA	663,4	20,75		
CEPP	76,9	2,4	5,76	EGEHID	469,3	14,68		
DPP	236	7,38	54,46	ITABO	432,5	13,53		
GPLV	194,5	6,09	37,09	AES Andrés	319,0	9,98	58,94	I-4
HAINA	663,4	20,75	430,56	CESPM	300,0	9,39		
ITABO	432,5	13,53	183,06	DPP	236,0	7,38		
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30,0	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79	87,59	I-8
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64		
MONTE RÍO	100	3,13	9,80	MONTE RÍO	100,0	3,13		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,40		
CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100,00	1174,34	Total	3196,2	100,00		

Fuente: Memoria OC .2006

Sin embargo, una apropiada utilización de los índices aconseja tomar en cuenta no ya las unidades empresarias como tales, sino los grupos de control a las que las mismas responden, asumiendo que empresas controladas por un mismo accionista principal actuarán en el mercado respondiente a una estrategia de grupo.

La información disponible (documento “Composición Accionaria – Diciembre 2006”) aún cuando no abarca la totalidad de las empresas, contiene elementos que permiten modificar el análisis inicial.

En principio, las generadoras AES Andrés y DPP aparecen respondiendo a un mismo grupo accionario. El cuadro de participaciones resulta modificado según Tabla 2.4; el IHH cambia a 1321, con un aumento de **147** puntos. El IE indica desde luego una concentración aún más alta.

Tabla 3.4 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP (Potencia)

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP	555	17,36	301,37	HAINA	663,4	20,75		
CEPP	76,9	2,4	5,76	AES Andrés + DPP	555	17,36		
GPLV	194,5	6,09	37,09	EGEHID	469,3	14,68		
HAINA	663,4	20,75	430,56	ITABO	432,5	13,53	66,32	I-4
ITABO	432,5	13,53	183,06	CESPM	300	9,39		
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79		
METALDOM	42	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64	91,23	I-8
MONTE RÍO	100	3,13	9,80	MONTE RÍO	100	3,13		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,4		
CESPM	300	9,39	88,17	METALDOM	42	1,31		
SMITH ENRON	185	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30	0,94		
Total	3196,2	100	1321,65	Total	3196,2	100		

Fuente: Memoria OC .2006

Adicionalmente, ha de tomarse en cuenta que la generadora ITABO, una de las más importantes por su dimensión, cuenta entre sus accionistas con una participación significativa (25%) del grupo AES.

El ejercicio puede avanzar entonces considerando la probable actuación en el mercado de un grupo formado por AES Andrés-DPP-ITABO (Tabla 2.5).

Aquí se manifiesta un cambio más importante, ya que el IHH pasa a 1791, con un aumento de **617** puntos respecto de la situación inicial. El IE varía desde luego en el mismo sentido.

Tabla 3.5 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO (Potencia)

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO	987,5	30,89	954,19	AES Andrés + DPP+ITABO	987,5	30,89		
CEPP	76,9	2,4	5,76	HAINA	663,4	20,75		
GPLV	194,5	6,1	37,09	EGEHID	469,3	14,68		
HAINA	663,4	20,8	430,56	CESPM	300	9,39	75,71	I-4
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30,0	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79		
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64		
MONTE RÍO	100,0	3,13	9,80	MONTE RÍO	100,0	3,13	94,36	I-8
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,4		
CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100	1791,41	Total	3196,2	100		

Fuente: Memoria OC .2006

Todavía es posible avanzar un paso más, teniendo en cuenta que el grupo COASTAL, que también participa de un 25% en ITABO, es controlante de la generadora CEPP.

Si se considerase la hipotética actuación en el mercado de las empresas AES Andrés-DPP-ITABO-CEPP como un único grupo (Tabla 2.6)), el IHH aumenta a 1939, con un incremento de **765** puntos respecto a la situación inicial. Con este valor, el mercado ya entraría en la categoría de altamente concentrado.

Tabla 3.6 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO + CEPP (Potencia)

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	1064,4	33,29	1108,22	AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	1064,4	33,29		
GPLV	194,5	6,09	37,09	HAINA	663,4	20,75		
HAINA	663,4	20,75	430,56	EGEHID	469,3	14,68		
LAESA	31,4	0,98	0,96	CESPM	300,0	9,39	78,11	I-4

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
MAXON	30,0	0,94	0,88	GPLV	194,5	6,09		
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SMITH ENRON	185	5,79		
MONTE RÍO	100,0	3,13	9,80	SEABORD	116,3	3,64		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	MONTE RÍO	100,0	3,13	96,76	I-8
CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100,0	1939,68	Total	3196,2	100,0		

Fuente: Memoria OC .2006

3.3.6 Por Energía

Ahora bien, el análisis de la concentración desde el punto de vista de la capacidad instalada puede proporcionar una información sesgada sobre la real participación de las generadoras en el mercado, en tanto que aquellas proporciones no se corresponden normalmente con la oferta. Recurrimos entonces a la información sobre empresas generadoras, producción inyectada en el sistema y participación porcentual, tal como son informadas en el documento fuente (Tabla 18).

Este listado se presenta en la Tabla 2.7, en el que se agrega la columna correspondiente al cuadrado de las participaciones porcentuales, con el valor del IHH resultante (1267) que también corresponde a concentración moderada.

El mismo listado de empresas se ordena según su participación porcentual en forma decreciente, a los fines de determinar el IE. Los valores resultantes indican una concentración alta.

Tabla 3.7 Índices de Competencia sin considerar agrupamientos económicos (Energía)

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés	1582,2	14,9	222,01	HAINA	1757,1	16,6		
CEPP	339,4	3,2	10,24	EGEHID	1745,4	16,5		
DPP	94,0	0,9	0,81	AES Andrés	1582,2	14,9		
GPLV	765,7	7,2	51,84	ITABO	1574,8	14,9	62,9	I-4
HAINA	1757,1	16,6	275,56	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6		
ITABO	1574,8	14,9	222,01	SEABORD	777,6	7,3		
LAESA	48,8	0,5	0,25	GPLV	765,7	7,2		

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
MAXON	0	0	0,00	MONTE RÍO	495,7	4,7	93,7	I-8
METALDOM	184,4	1,7	2,89	CEPP	339,4	3-ene		
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	METALDOM	184,4	1,7		
SEABORD	777,6	7,3	53,29	DPP	94,0	0,9		
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		
Total	10593,1	100,0	1267,80	Total	10593,1	100,0		

Fuente: Memoria OC .2006

Reiterando los pasos del ejercicio realizado con respecto a la capacidad instalada, se modifica la tabla (Tabla 2.8) unificando las generadoras AES Andrés y DPP en un mismo grupo accionario.

El cuadro de participaciones resulta así modificado y el IHH cambia a 1294, con un aumento de **26** puntos. El IE indica desde luego una concentración algo más alta. Ninguno de los dos índices se ve afectado en forma significativa.

Tabla 2.8 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP (Energía)

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés +DPP	1676,2	15,8	249,64	HAINA	1757,1	16,6		
CEPP	339,4	3,2	10,24	EGEHID	1745,4	16,5		
GPLV	765,7	7,2	51,84	AES Andrés +DPP	1676,2	15,8		
HAINA	1757,1	16,6	275,56	ITABO	1574,8	14,9	63,8	I-4
ITABO	1574,8	14,9	222,01	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6		
LAESA	48,8	0,5	0,25	SEABORD	777,6	7,3		
MAXON	0	0	0,00	GPLV	765,7	7,2		
METALDOM	184,4	1,7	2,89	MONTE RÍO	495,7	4,7	94,6	I-8
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	CEPP	339,4	3-ene		
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7		
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
Total	10593,1	100	1294,62	Total	10593,1	100		

Fuente: Memoria OC .2006

En el siguiente paso, se considera la probable actuación en el mercado de un grupo formado por AES Andrés-DPP-ITABO (Tabla 2.9).

Aquí se manifiesta un cambio más importante, ya que el IHH pasa a 1765, con un aumento de **497** puntos respecto de la situación inicial.

El IE varía en el mismo sentido. El mercado se acerca al límite de lo que se considera concentración moderada.

Tabla 3.9 Índices de Competencia considerando fusión AES + DPP + ITABO (Energía)

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO	3251	30,7	942,49	AES Andrés + DPP+ITABO	3251	30,7		
CEPP	339,4	3,2	10,24	HAINA	1757,1	16,6		
GPLV	765,7	7,2	51,84	EGEHID	1745,4	16,5		
HAINA	1757,1	16,6	275,56	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	75,4	I-4
LAESA	48,8	0,5	0,25	SEABORD	777,6	7,3		
MAXON	0	0	0,00	GPLV	765,7	7,2		
METALDOM	184,4	1,7	2,89	MONTE RÍO	495,7	4,7		
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	CEPP	339,4	3,2	97,8	I-8
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7		
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		
Total	10593,1	100	1765,46	Total	10593,1	100		

Fuente: Memoria OC .2006

Finalmente, se considera la hipotética actuación en el mercado de las empresas AES Andrés-DPP-ITABO-CEPP como un único grupo (Tabla 2.10).

El IHH aumenta a 1962, con un incremento de **694** puntos respecto a la situación inicial.

Con este valor, el mercado ya entra en la categoría de altamente concentrado.

Tabla 3.10 Índices de Competencia con fusión de AES+DPP+ITABO+CEPP (Energía)

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	3590,4	33,9	1149,21	AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	3590,4	33,9		
GPLV	765,7	7,2	51,84	HAINA	1757,1	16,6		
HAINA	1757,1	16,6	275,56	EGEHID	1745,4	16,5		
LAESA	48,8	0,5	0,25	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	78,6	I-4
MAXON	0	0	0,00	SEABORD	777,6	7,3		
METALDOM	184,4	1,7	2,89	GPLV	765,7	7,2		
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	MONTE RÍO	495,7	4,7		
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7	99,5	I-8
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		
Total	10593,1	100	1961,94	Total	10593,1	100		

Fuente: Memoria OC .2006

3.4 UTILIZACIÓN DE LOS ÍNDICES

La aplicación del índice IHH, o del IE, sea en su versión I-8 o I-4, produce diferentes resultados. A igualdad de condiciones, el IE acusa un grado de concentración mayor que el IHH.

El IE se orienta a la estimación de la porción del mercado que está en manos de un grupo de grandes empresas, previa y arbitrariamente definido, catalogado como apto para llevar a cabo algún tipo de comportamiento anticompetitivo. Si un grupo de cuatro o de ocho empresas concentra una parte mayoritaria del mercado, el índice IE no distingue la forma en que esa porción está distribuida.

Sin embargo, puede suponerse que el comportamiento no será el mismo según se trate de varios competidores de dimensión comparable o no. En este sentido, se reconoce que el IE proporciona información contundente, pero más imprecisa.

El IHH es más sensible a la dimensión relativa de las empresas que actúan en el mercado. Si la distribución es relativamente uniforme el índice IHH producirá valores más bajos que cuando una empresa controla una porción mucho mayor.

Otro atributo no menos importante en el IHH, y que seguramente contribuye a explicar por qué mantiene su vigencia en los ámbitos regulatorios, es su sensibilidad para medir los cambios en el mercado.

Supongamos por ejemplo que cuatro empresas controlan el 60% de la oferta de un mercado, y dos de ellas anuncian una fusión. El IE seguirá dando la misma información

antes y después de la fusión, lo cual sería de poca ayuda para la autoridad regulatoria que fuese convocada a pronunciarse sobre la fusión.

De esa fusión podría resultar una nueva empresa que ocupe el 50% del mercado, o que sólo alcance, por ejemplo, el 8%. Un abanico de escenarios de este tipo es posible y obliga a atender las dimensiones relativas de las empresas actuantes, y el regulador debería ser capaz de ponderar las diferencias.

Un antecedente interesante de aplicación tuvo lugar en el mercado de generación eléctrica argentino en el año 2001, cuando el grupo AES Corp. incorporó al grupo chileno GENER. En el mercado eléctrico argentino, ambos formaban parte del conjunto de cuatro mayores conglomerados propietarios de centrales, conjunto que incluía la familia de generadoras estatales.

El análisis efectuado por el Ente Regulador de Electricidad de la Argentina puso de manifiesto que en ese mercado –que en ese momento registraba un grado de concentración todavía moderada– la fusión propuesta provocaría un incremento del índice de concentración IHH del orden de 200 puntos en cuanto a la oferta de energía y de más de 400 puntos en cuanto a la potencia instalada.

Ello resultaba agravado por la circunstancia de que en esa época el gobierno argentino había decidido modificar el régimen de formación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista. Se preveía pasar de un sistema de costos auditados a un sistema de precios libremente declarados (aunque esta modificación quedó finalmente sin efecto).

Al mismo tiempo, el Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) realizó simulaciones de las que resultaba que, de aceptarse la fusión, el grupo adquiriría poder de mercado suficiente como para estar en capacidad de provocarse beneficios adicionales significativos, a través de manejos oportunistas de las “declaraciones de máquinas indisponibles”-

En virtud de estos argumentos, la fusión fue autorizada sólo cuando el adquirente revendió a un tercer grupo los activos de generación de GENER en la Argentina.

Anexo A Planteamiento del problema de optimización inherente al esquema de regulación de frecuencia

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:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N CMg_i * P_i \quad (3.1)$$

Sujeta a las siguientes restricciones:

Balance entre producción y demanda

$$\sum_{i=1}^N P_i = D \quad (3.2)$$

Requerimiento mínimo de reserva

$$\sum_{i=1}^N R_i \geq R_{\min r} \quad (3.3)$$

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

Límites de reserva en las unidades de generación

$$\begin{aligned} R_{\min 1} &\leq R_1 \leq R_{\max 1} \\ R_{\min 2} &\leq R_2 \leq R_{\max 2} \\ &\cdot \\ &\cdot \\ R_{\min N} &\leq R_N \leq R_{\max N} \end{aligned} \quad (3.4)$$

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

$$\begin{aligned} P_1 + R_1 &\leq P_1^{\max} \\ P_2 + R_2 &\leq P_2^{\max} \\ &\cdot \\ &\cdot \\ P_N + R_N &\leq P_N^{\max} \end{aligned} \quad (3.5)$$

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.