



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Metodología para Auditar los Costos Variables de Producción en el Mercado
Eléctrico Dominicano

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Rubén Antonio Coste Díaz

Director

Luis Julián Zuluaga López

Tutor

Michel Rivier

1 de marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno:

Rubén Antonio Coste Díaz

EL DIRECTOR

Luis Julián Zuluaga López

Fdo.:



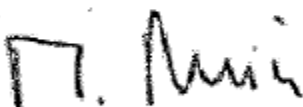
Fecha:

14, 12, 2012

EL TUTOR

Michel Rivier

Fdo.:



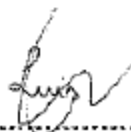
Fecha:

13, 1, 2013

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luis Olmos

Fdo.:



Fecha:

12, 02, 2013

Resumen

En la República Dominicana el Operador del Mercado tiene la responsabilidad del cálculo de los costos de operación del sistema, por ende los agentes al suministrar los datos requeridos para la realización de la planificación de la operación del sistema deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas dentro del periodo establecido en el reglamento. Con estas informaciones el Operador del Mercado actualiza la base de datos, para cada tipo de máquina térmica instalada en la central y de combustible que puede consumir, de forma tal que estos valores sean utilizados para la Programación de la Operación para sanción de los precios horarios de energía. Además en los casos que corresponda, se puede verificar si los costos variables suministrados por los agentes se mantienen dentro de los rangos de los valores máximos adoptados en el Reglamento.

En la actualidad, el Operador del Mercado no cuenta con un procedimiento que permita obtener indicadores de seguimiento e identificación de aquellas variables cuyo comportamiento necesiten ser sustentado por el agente generador térmico, y a su vez, permita al ente regulador tener las informaciones necesarias para realizar auditoria técnicas conforme al comportamiento evolutivo en las declaraciones de costos informados por el Operador del Mercado.

Para ello, se realizó un análisis de las mejores prácticas metodológicas utilizadas en países latinoamericanos y recomendaciones de consultorías externas realizadas al Operador del Mercado relacionados con el proceso de declaración, verificación y validación de los costos variables de producción.

Como resultado del análisis de las diferentes metodologías que se emplean en los países latinoamericanos se comprueba que están orientadas al seguimiento de las declaraciones realizadas por los agentes generadores en los respectivos plazos acorde con la regulación de cada país. Esta vigilancia, que ejecuta el ente regulador u otra institución que tenga a su cargo esta función, es efectuada utilizando métodos que van desde el seguimiento a la evolución histórica de los valores declarados hasta la ejecución de auditorías cuando los valores declarados se encuentren fuera de los rangos establecidos como referencia o por solicitud de otro agente.

Se realizó un análisis de los costos variables de producción que semanalmente declaran los agentes generadores térmicos para ser utilizados en la elaboración del proceso de Programación de la Operación de Corto Plazo en la determinación de los costos marginales y despacho óptimo del SENI.

De acuerdo al Artículo 183 del RLGE, las variables utilizadas en los cálculos de los costos variables de producción están compuestas por el precio del combustible, el consumo específico y el costo variable no combustible.

En este sentido, primero se realizó un análisis de la coherencia de las declaraciones emitidas del consumo específico para el proceso de la Programación Semanal de Operación versus los datos de balance mensual de consumo y producción de energía ofrecidos por los agentes en el periodo

correspondiente, dando como resultado que el 35% de las declaraciones del consumo específico se mantuvieron invariables durante el periodo de enero – octubre del 2012.

El precio de combustible es analizado para los casos de tecnologías que utilizan fuel oil #2, fuel oil #6 o Gas Natural comparados con los precios spot de combustibles de la revista Platts US Marketscan y para las tecnologías que utilizan carbón mineral se realizará la comparación entre los precios declarados versus los precios publicados por la revista McCloskey`s.

Con este análisis comparativo de los precios de los combustibles se evidencia la necesidad de que el Operador del Mercado tenga a su disposición los contratos de combustible de cada uno de los agentes generadores térmicos con el propósito de comprobar, en relación a las variaciones de precio del mercado a los cuales están suscritos los contratos de combustible, posibles incongruencias en los datos suministrados.

También se realizó un análisis del comportamiento de las declaraciones de los CVNC y su adaptación para mantenerse dentro de los rangos porcentuales establecidos por el RLGE para cada tipo de tecnología y combustible utilizado.

El comportamiento desigual que presentan algunas declaraciones del CVNC obedece al hecho de que el mecanismo actual que utiliza el Operador del Mercado para la verificación de este costo solo se limita a la aprobación del CVNC declarado que cumpla con la condición de estar por debajo o igual al valor porcentual correspondiente para cada tipo de central.

En el último capítulo se presenta la propuesta de mejora a las componentes del Costo Variable de Producción (Consumo Específico, Precio de Combustible y Costo Variable No Combustible) desde su proceso de vigilancia, declaración, cálculo y verificación acorde con las mejores prácticas presentadas en esta tesis.

Esta propuesta plantea lo siguiente:

- Declaración de manera unificada del Consumo Específico Neto
- Declaración del Precio de Combustible acorde con su contrato de suministro y transporte vigente.
- Declaración durante un periodo de seis meses de las informaciones necesarias para el cálculo de los valores referenciales del CVNC por tipo de central y combustible utilizado.
- Verificación de la coherencia del Consumo Específico Neto declarado en la Programación Semanal versus el calculado en el Informe de Balance Mensual de Combustible y Producción de Energía Neta.

- Vigencia de los contratos de suministro y transporte de combustible.
- Comparar las declaraciones del Precio de Combustible y del Transporte a través de los indicadores de seguimiento que serán definidos por el precio de referencia que contiene su contrato de suministro y transporte de combustible.

También es mostrado el Procedimiento de Auditoria del CVP, donde se señala que el Ente Regulador tenga la potestad de decidir cuándo aplicar auditoría o en los casos en que se amerite conforme a inconsistencia en los valores declarados que requieran de su verificación.

Al final se presenta un análisis cuantitativo que permite medir el impacto económico de aplicar este procedimiento propuesto tomando como muestra las incongruencias halladas en las declaraciones del consumo específico.

En este sentido, se realiza un escenario de despacho donde se modificaron las siguientes informaciones:

- Actualización del costo variable de producción en aquellas centrales identificadas con el consumo específico fijo en la declaración de la programación semanal conforme a su declaración del consumo específico resultante del balance mensual.
- Se tomó como horizonte de estudio un mes de programación, haciéndolos coincidir con el periodo de cálculo de las transacciones económicas.
- Se realizan cuatro (4) listas de mérito que permiten reconstruir los costos marginales de corto plazo de energía resultantes de la operación en tiempo real del SENI en el periodo considerado.
- Los costos marginales de energía reconstruidos serán considerados para valorizar las transferencias entre los agentes del MEM.
- Se realiza la simulación del cálculo de las Transacciones Económicas de Energía (TEE) para analizar el impacto económico, ya que este cálculo representa el 66% de las Transacciones Económicas del MEM.

El resultado del análisis cuantitativo demostró que la propuesta planteada para la declaración y verificación del consumo específico no significa un impacto transcendental en las TEE simuladas, pero su importancia de aplicación se apoya en mantener unificada su declaración ya que permitirá la sana competencia entre los agentes generadores térmicos acorde con el Reglamento.

Summary

In the Dominican Republic, the market operator is responsible for the calculation of the operating costs of the system, therefore the agents to provide the data required to carry out the planning of the operation of the system must declare the variable costs of production power plants within the period specified in the regulations. With this information, the market operator updates the database, for each type of heat engine installed in the plant and fuel it can consume, so that these values are used for programming to sanction Operation schedules of prices energy. Also in appropriate cases, you can check if variable costs supplied by agents remain within the range of the maximum values adopted in the Regulations.

At present, the market operator does not have a process for obtaining monitoring indicators and identification of those variables whose behavior need to be supported by the heat generating agent, and in turn, allow the regulator to have the evidence needed for audit behavior under evolutionary techniques in cost statements reported by the Market Operator.

To this end, we conducted an analysis of best practice methodologies used in Latin American countries and external consultants made recommendations to the Market Operator regarding the declaration process, verification and validation of the variable costs of production. As a result of analysis of the different methodologies used in Latin American countries is shown to be oriented monitoring of the statements made by the agents in the respective periods generators according to the regulations of each country. This monitoring, which executes the regulator or other institution that has the care this function is performed using methods ranging from tracking the historical evolution of the values declared to the execution of audits when the declared values are outside the ranges established by reference or by request of another agent?

An analysis of the variable production costs those agents weekly state thermal generators to be used in the development of the programming process of short-term operation in determining the marginal costs and optimal dispatch of SENI.

According to Article 183 of the RLGE, the variables used in the calculation of variable production costs consist of the price of fuel, the fuel economy and fuel cost variable.

In this sense, first performed an analysis of the consistency of the statements made in the specific consumption for the process of the weekly schedule of operation data versus monthly balance energy consumption and production offered by agents in the respective period, giving result that 35% of the statements in the specific consumption remained unchanged during the period January to October 2012.

The price of fuel is analyzed for the case of technologies that use fuel oil # 2, # 6 fuel oil or natural gas spot prices compared with fuel Platts U.S. Marketscan magazine and for technologies that use coal will be the comparison between the declared prices versus the prices published by the magazine `s McCloskey.

With this comparative analysis of fuel prices is evidence of the need for the market operator has available fuel contracts each thermal generating agent in order to verify, in relation to changes in price market to which they are subscribed fuel contracts, potential inconsistencies in the data provided.

We also performed an analysis of the behavior of the statements of CVNC and adapting to stay within the ranges set by the RLGE percentage for each technology and fuel used.

The uneven performance presenting some CVNC statements due to the fact that the current mechanism that uses the Market Operator for verification of this cost is confined only to the approval of CVNC declared that meets the condition of being below or equal to corresponding percentage value for each type of plant.

The final chapter presents the proposed improvements to the components of variable cost of production (Specific Consumption, Fuel Price and Cost Variable No Fuel) from your monitoring process, declaration, calculation and verification in accordance with the best practices presented in this thesis.

This proposal suggests the following:

- Declaration of a unified Net specific consumption
- Declaration fuel price commensurate with its supply contract and transportation regulations.
- Declaration for a period of six months of the information necessary for the calculation of the reference values of CVNC by plant type and fuel used.
- Verification of consistency declared net specific consumption in the weekly schedule versus the calculated Monthly Report Balance Fuel and net energy production.

- Validity of contracts for fuel supply and transportation.
- Compare the statements in fuel prices and transport through the monitoring indicators to be defined by the reference price contract containing its fuel supply and transportation.

It is also shown the auditing procedure of the CVP, which states that the regulator has the power to decide when to apply audit or in cases where warrants are subject to inconsistency in the reported values that require verification.

Finally we present a quantitative analysis to measure the economic impact of implementing this proposed procedure taking as example the inconsistencies found in the statements of specific consumption.

In this regard, it performs a dispatch stage where modified the following information:

- Updating the variable cost of production in those plants identified with specific consumption in declaring fixed weekly schedule according to his statement of specific consumption resulting from the monthly balance.
- Horizon was taken as one month study program, matching with the calculation period of economic transactions.
- are held four (4) merit lists that allow reconstructing short-run marginal costs of energy resulting from the real-time operation of SENI in the period considered.
- The marginal costs of energy will be considered to enhance rebuilt transfers between MEM agents.
- Performed simulation calculations of the economic transactions of Energy (TEE) to analyze the economic impact, since this estimate represents 66% of the economic transactions of MEM.

The quantitative analysis results showed that the proposal made to the declaration and verification of specific consumption does not mean a momentous impact on simulated TEE, but its importance in maintaining application supports unified his statement as it will allow healthy competition among generating agent's thermal line with the Regulations.

Indices

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVO DE LA TESIS.....	3
3. CONCEPTOS GENERALES.....	4
4. ANTECEDENTES	9
4.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	9
4.2 Parque de Generación del SENI.....	11
4.2.1 Capacidad Instalada por Tecnología y Tipo de Combustible.....	11
4.3 Red de Transmisión.....	13
4.4 Descripción Red de Distribución	14
4.5 Fases Principales de la Administración del MEM	14
4.5.1 Programación de la Operación	14
4.5.1.1 Programación del Mantenimiento Mayor, PLP y PMP	16
4.5.1.2 Programación de Corto Plazo	17
4.5.2 Transacciones Económicas del Mercado Mayorista	21
4.5.2.1 Transacciones Económicas de Energía.....	22
4.5.2.2 Peaje de Transmisión.....	23
4.5.2.3 Regulación de Frecuencia.....	24
5. REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL SOBRE COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN.....	28
5.1 Literatura Científica	28
5.2 Caso Argentina	30
5.2.1 Introducción.....	30
5.2.2 Mercado Spot y Precio Spot de la Energía	31
5.2.3 Definición Costo Variable de Producción	31
5.2.4 Precios de Referencia: Valores Máximos Reconocidos	32
5.2.5 Precio de Referencia: Flete.....	33
5.2.5.1 Responsabilidad y Justificación para cambio en el Periodo Estacional	33
5.2.6 Precios Mensuales y Estacionales de Combustible	33
5.2.6.1 Precios de Combustibles Líquidos	34
5.2.6.2 Precios a Futuro	35

5.2.6.3	Precios de Referencia Estacional y Mensual de Combustibles Líquidos	35
5.2.7	Costo Variable No Combustible (CVNC)	35
5.2.8	Determinación y Cálculo del Costo Variable Mantenimiento (CVM)	36
5.2.9	Valor Máximo Reconocido para CVNC y CVM	37
5.2.10	Proceso de Validación del CVNC y CVM	37
5.2.11	Declaración del Costo Variable de Producción Estacional	37
5.3	Caso Perú.....	39
5.3.1	Introducción.....	39
5.3.2	Determinación del Costo Variable Combustible (CVC)	40
5.3.2.1	Determinación Consumo Específico de Calor (HR) y Costo Combustible (CC).....	40
5.3.2.2	Periodicidad de Declaración y Aplicación Factores de Actualización (FA)	42
5.3.3	Costo Variable No Combustible (CVNC)	45
5.3.3.1	Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC).....	45
5.3.3.2	Costo Variable de Mantenimiento (CVM)	46
5.4	Caso Ecuador.....	47
5.4.1	Introducción.....	47
5.4.2	Determinación del Precio de Combustible	48
5.4.3	Cálculo de los Componentes de Costos Variables de Producción (CVP).....	48
5.4.3.1	Costos de Combustible (cc)	49
5.4.3.2	Costos de Transporte de Combustible (CTC).....	50
5.4.3.3	Costos de Lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO)	50
5.4.3.4	Costo del Agua Potable (CAP).....	51
5.4.3.5	Costo de Energía Eléctrica para Servicios Auxiliares (CEE).....	51
5.4.3.6	Costo Variable No Combustible.....	52
5.4.3.7	Costo Variable de Mantenimiento (CM)	52
5.4.3.8	Costo Variables de Operación y Mantenimiento de los Equipos e Instalaciones Usados para el Control y Mitigación de Impacto Ambiental (CVIAM).....	52
5.4.4	Cálculos del Costo Variable de Producción	53
5.4.5	Proceso de Auditoria de Costos Variables de Producción	53
5.4.6	Periodos Declaración de Costos	53
5.5	Caso Chile	54

5.5.1	Introducción.....	54
5.5.2	Consumo Específico de las Unidades Generadoras	54
5.5.2.1	Programación y realización de las Pruebas de CEN.....	54
5.5.3	Costos de Combustibles.....	56
5.5.3.1	Costos de Combustibles Solidos.....	56
5.5.3.2	Costos de Combustibles Líquidos	58
5.5.3.3	Costos Gas Natural	58
5.5.4	Actualización periódica de la Información.....	60
5.5.5	Validación de la Información	60
5.5.6	Costo Variable No Combustible.....	60
5.5.6.1	Información y Actualización periódica del CVNC	61
5.5.7	Costo Variable de Operación.....	61
5.5.7.1	Composición del Costo Variable	61
5.5.7.2	Vigencia del Costo Variable.....	62
5.5.8	Control de Inventario.....	62
5.6	Caso Panamá	63
5.6.1	Introducción.....	63
5.6.2	Consumo Específico de la Unidad Generadora	64
5.6.2.1	Declaración del Consumo Específico por tipo de unidad.....	65
5.6.3	Factor de Desempeño	65
5.6.4	Costo de Combustible y Otros.....	65
5.6.4.1	Declaración del Costo de Combustible	66
5.6.5	Factores de Costo Variable de Mantenimiento.....	66
5.7	Resumen Metodologías cálculo del Costo Variable de Producción de Países Referenciados	67
5.8	Análisis Cualitativo de las diferentes metodologías de cálculo del Costo Variable de Producción de Países Referenciados	72
6.	METODOLOGÍA ACTUAL PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN EN EL MEM Y RECOMENDACIONES DE CONSULTORIA EXTERNA REALIZADAS AL OPERADOR DEL MERCADO.....	75
6.1	Antecedentes	75
6.2	Metodología actual para el cálculo del Costo Variable de Producción en el MEM	77

6.2.1	Consumo Específico de Combustible.....	77
6.2.2	Precio del Combustible.....	77
6.2.3	Costo Variable No Combustible.....	77
6.3	Evaluación de la Metodología Actual para el cálculo del CVP en el MEM.....	79
6.4	Procedimientos recomendados por las firmas consultoras CESI y Mercados Eléctricos relacionados con los Costos Variables de Producción	81
6.4.1	Procedimiento recomendado por la firma consultora CESI	81
6.4.1.1	Cálculo del Costo Variable Combustible	82
6.4.1.2	Cálculo del Costo Variable No Combustible	85
6.4.1.3	Beneficios del Estudio CESI	85
6.4.2	Procedimiento recomendado por la firma consultora Mercados Energético.....	86
6.4.3	Estado de Cumplimiento de las recomendaciones realizadas por las firmas consultoras respecto a los Costos Variables de Producción.....	88
7.	ANÁLISIS DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DECLARADOS POR LOS AGENTES GENERADORES TÉRMICOS DEL SENI.....	91
7.1	Introducción	91
7.2	Proceso Declaración y Verificación del Costo Variable de Producción	92
7.3	Evolución Declaraciones del CVP	93
7.3.1	Consumo Específico (CE)	93
7.3.1.1	Consumo Específico Declarado por Tipo de Centrales.....	93
7.3.2	Precios de Combustibles.....	96
7.3.2.1	Comparación evolución precios del mercado spot de combustible.....	97
7.3.3	Costo Variable No Combustible (CVNC).....	101
7.3.3.1	CVNC Centrales Turbina de Gas (TG)	101
7.3.3.2	CVNC Centrales Ciclo Combinado (CC).....	102
7.3.3.3	CVNC Centrales Turbina de Vapor (TV).....	102
7.3.3.4	CVNC Centrales Turbina de Vapor usando Carbón	103
7.3.3.5	CVNC Centrales Motores Diesel	103
8.	APLICACIÓN DE LA PROPUESTA A MERCADOS BASADOS EN COSTOS VARIABLES	105
8.1	Introducción	105
8.2	Propuesta de mejoras a las componentes del Costo Variable de Producción	105

8.2.1	Proceso de Vigilancia del CVP	106
8.2.2	Procedimiento para Declaración, Cálculo y Verificación del Costo Variable de Producción.....	106
8.2.2.1	Responsabilidad.....	106
8.2.2.2	Declaración y Cálculo del Costo Variable de Producción	107
8.2.2.3	Verificación de las componentes del Costo Variable de Producción	110
8.3	Procedimiento para Auditar los Costos Variables de Producción.....	111
8.4	Análisis Cuantitativo al Procedimiento Propuesto	111
9.	CONCLUSIONES.....	115
10.	BIBLIOGRAFIA	117

1. INTRODUCCIÓN

La promulgación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, en el año 2001, estableció el marco normativo sobre el cual debía operar el mercado eléctrico dominicano. En el mismo se establecieron los siguientes principios fundamentales que debían regir el subsector eléctrico: i) La promoción de la participación privada en el sector eléctrico, ii) La promoción de una sana competencia en aquellas actividades que se desarrollen en régimen de competencia y iii) Regulación de las actividades de carácter monopólico que permitan remunerar adecuadamente al concesionario, al tiempo de aplicar tarifas razonables al usuario final.

El rol del Estado se reorientó a las funciones de planificación y regulación, lo que dio lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), encargada de trazar las políticas energéticas; la Superintendencia de Electricidad (SIE), como regulador del subsector eléctrico y el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), entidad autónoma encargada de planificar la operación del sistema eléctrico y de calcular las transacciones comerciales.

La generación eléctrica en República Dominicana se realiza fundamentalmente sobre la base de combustibles fósiles. Según la Memoria Anual 2011 del OC-SENI los generadores térmicos representaron el 81% del total de capacidad instalada y como restantes repartidos entre la generación hidroeléctrica (18%) y la generación eólica en 1% respectivamente.

Hasta la fecha la producción termoeléctrica depende en su totalidad de la importación de los combustibles utilizados en esas centrales. Esta situación tiene como consecuencia que los costos del sistema eléctrico dominicano sean muy vulnerables a las fluctuaciones en los precios internacionales de estos productos.

En el Mercado Eléctrico se realizan transacciones de potencia y energía a costo marginal. Estas transacciones se efectúan entre generadores, generadores y distribuidoras y generadores y usuarios no regulados.

Las transferencias de energía se valorizan sobre la base del costo marginal de corto plazo de energía, correspondiente al mayor costo variable de producción referido a la barra de referencia (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h” que estén vinculadas a la barra de referencia del sistema y que cuenta con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora “h”.

El costo variable de producción se calcula como la suma del costo variable combustible más el costo variable no combustible, cuyas componentes están asociados con el Consumo Específico, Precio del Combustible y el porcentaje asociado al CVC por tipo de central y combustible utilizado.

La Superintendencia de Electricidad (SIE) como ente regulador del Sector Eléctrico Dominicano, tiene establecido en el artículo 31 literal gg del Reglamento para la Aplicación de la Ley General

de Electricidad (RLGE 125 – 01) como una de sus facultades la realización de auditorías financieras y de cualquier otra naturaleza a las Empresas Eléctricas. A tales fines, estará autorizada a tener libre acceso a sus libros de contabilidad y costos, así como a requerir toda la información financiera, técnica y económica que estime necesaria para lograr el buen funcionamiento del mercado eléctrico.

En este sentido, se realizará la revisión del comportamiento de todos los parámetros que inciden dentro del cálculo de los Costos Variables de Producción desde su declaración, verificación y evolución dentro del proceso de la Programación de la Operación que permita obtener indicadores de seguimiento e identificación de aquellas variables cuyo comportamiento necesiten ser sustentado por el agente generador térmico.

En base a los resultados obtenidos y utilizando las mejores prácticas manejadas en países latinoamericanos e informes realizados por firmas extranjeras al OC-SENI, se aspira presentar un Procedimiento que permita al Regulador contar con las herramientas necesarias para realizar una auditoría técnica a los agentes generadores térmicos con el propósito de mantener la sana competencia en el SENI.

2. OBJETIVO DE LA TESIS

- Establecer el Procedimiento para la Auditoria de Costos Variables de Producción que permita vigilar la evolución de los diferentes parámetros involucrados en las declaraciones, procurando transparentar la libre competencia del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Proponer mejoras a la estructura de cálculo de las variables de costos conforme a las mejores prácticas utilizadas en otros países y recomendaciones de consultorías realizadas al OC-SENI.
- Recomendar la complementación de la normativa vigente para mejorar la eficiencia del mercado.

3. CONCEPTOS GENERALES

La electricidad se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinitud de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. Es muy difícil de reemplazar en la mayoría de sus usos y aplicaciones, por lo que puede afirmarse que la calidad de vida y el propio funcionamiento de las sociedades dependen de una forma significativa de la disponibilidad de la energía eléctrica. La electricidad se ha convertido en estas sociedades en un bien de consumo esencial¹.

En principio la energía eléctrica podría considerarse como un bien de consumo más, que se produce, se transporta, se comercializa y se consume.

Los procesos de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad están irremediablemente condicionados por el hecho de que tiene que existir un equilibrio instantáneo y permanente entre la generación y la demanda.

Es claro que la demanda agregada del sistema deberá ser cubierta con la generación eléctrica producida por las distintas centrales. Será el perfil desigual de la curva de demanda agregada del sistema lo que justifique económicamente la existencia de distintas tecnologías de generación para cubrir la demanda.

Para cumplir con su cometido de generar electricidad, una central eléctrica habrá incurrido en dos tipos de costos claramente distintos. Por un lado el costo de inversión para construir la central, también llamado costo fijo, y por otro el costo del combustible empleado para producir energía, también llamado costo de operación o costo variable. El segundo depende obviamente de la cantidad de energía producida o, dicho de otra manera, del número de horas de funcionamiento de la central, mientras que el primero es independiente del uso realizado de la central.

En las centrales térmicas su energía primaria es un combustible fósil (carbón, fuel oil, gas y nuclear), denominándose centrales de carbón, de fuel o de gas y nucleares, respectivamente. El principio de funcionamiento de este tipo de centrales es básicamente el siguiente:

- i. El combustible es quemado en la caldera para calentar agua que circula por tubos dentro de la propia caldera y producir vapor de agua,
- ii. El vapor a alta temperatura es transformado a través de la turbina de vapor en energía mecánica, y
- iii. La energía mecánica se convierte en energía eléctrica gracias al generador.

¹“ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA” McGraw-Hill/Interamericana de España, ISBN: 94-481-3592-X

De este modo, en las centrales térmicas se presentan las conversiones de energía térmica-mecánica-eléctrica y, por tanto, su eficiencia energética dependerá fundamentalmente del poder calorífico² del combustible, que se define más adelante.

Las centrales hidráulicas o hidroeléctricas utilizan como fuente de energía primaria el agua, que energéticamente se expresa en términos de caudal y velocidad. La energía hidráulica se transforma en mecánica que se manifiesta por un par mecánico y una velocidad en un eje de acoplamiento del generador eléctrico. Una ventaja de este tipo de centrales, además del costo del combustible y no contaminación, es su flexibilidad para su conexión y desconexión y para cambiar de forma prácticamente instantánea su producción, lo cual las hace muy adecuadas como centrales de regulación para ajustar la producción a las necesidades de la demanda.

La producción masiva actualmente se realiza en las denominadas centrales convencionales (las centrales térmicas e hidráulicas mencionadas previamente). No obstante, existe otro tipo de centrales que están empezando a tener, dependiendo de los países, cierta relevancia; éstas son las centrales complementarias o alternativas, muchas de ellas denominadas de energía renovable por el reducido impacto ambiental que provocan: eólicas, biomásicas, fotovoltaicas y de cogeneración.

La conversión de energía que tiene lugar en las centrales fotovoltaicas es directa desde la energía solar a energía eléctrica en forma de corriente continua. Las demás requieren una transformación intermedia: eólica-mecánica-eléctrica para la eólica, y térmica-mecánica-eléctrica para la biomasa y cogeneración.

La planificación y operación real de un sistema eléctrico es el resultado de una compleja cadena de toma de decisiones que comienzan en el largo plazo (expansión de la capacidad, contratos de combustibles), continúan en el medio plazo (gestión hidroeléctrica, programación de mantenimientos de las instalaciones), se concretan en el corto plazo (acoplamiento de los grupos generadores, reservas de operación) y se materializan en la explotación real (despacho de los grupos, regulación de la frecuencia, respuesta a eventuales condiciones de emergencia).

Las decisiones de expansión y operación de un sistema eléctrico deben guiarse por consideraciones de eficiencia económica de forma que se minimice el costo de proporcionar energía eléctrica al consumidor o cliente con una calidad satisfactoria.

En la República Dominicana, el organismo encargado de realizar el despacho tiene la responsabilidad del cálculo de los costos de operación del sistema, por ende los agentes al suministrar los datos requeridos para la realización de la planificación de la operación del sistema deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas dentro del periodo establecido en el reglamento. Con estas informaciones el organismo encargado del

² El poder calorífico es la cantidad de energía que la unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación.
http://es.wikipedia.org/wiki/Poder_calorifico

despacho actualiza la base de datos, para cada tipo de máquina térmica instalada en la central y de combustible que puede consumir, de forma tal que estos valores sean utilizados para la Programación de la Operación para sanción de los precios horarios de energía. Además en los casos que corresponda, se puede verificar si los costos variables suministrados por los agentes se mantienen dentro de los rangos de los valores máximos adoptados en el Reglamento.

En los mercados eléctricos competitivos basados en costos, los agentes generadores realizan sus declaraciones de los costos incurridos en los combustibles denominados Costos Variables en el cual presentan el desglose del costo asociado al combustible utilizado para su producción, según se detalla en las siguientes formulas:

1. $\text{Costo Total Combustible} \left(\frac{\$}{\text{Unidad de Comb}} \right) = \text{Precio de Combustible} + \text{Transporte} + \text{Otros}$
2. $\text{Rendimiento} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Consumo Específico Neto} \left(\frac{\text{gr}}{\text{Unidad de Comb}} \right) \times \text{Poder Calorífico Combustible} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Unidad de Comb}} \right)}{(3.7854) \times (1000) \times \text{Densidad Combustible} \left(\frac{\text{gr}}{\text{Unidad de Comb}} \right)}$

donde:

3. $\text{Consumo Específico Neto} \left(\frac{\text{gr}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Consumo Combustible (TON)}}{\text{Energía Entregada (MWh)}}$
4. $\text{Costo Variable Combustible} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) = \left[\frac{\text{Costo Total Combustible} \left(\frac{\$}{\text{Unidad de Comb}} \right) \times \text{Rendimiento} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} \right)}{\text{Poder Calorífico Combustible} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{Unidad de Comb}} \right)} \right] \times 1000$
5. $\text{CVP} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) = \text{CVC} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) + \text{CVNC} \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right)$

Cuyas definiciones de cada una de estas variables son las siguientes:

Precio de Combustible: Es el declarado por los agentes generadores, utilizado para obtener los Costos Variables de las unidades e insumo para el cálculo de la programación de la operación de corto plazo, operación en tiempo real y la valorización de las transferencias de energía y potencia del MEM.

Transporte: Costo asociado al traslado del combustible del puerto de embarque a la central generadora.

Otros: Es referida a los gastos aduanales, peajes, etc.

Costo Total de Combustible: Suma de todos los costos asociados Precio de Combustible + Transporte + Otros.

Rendimiento: Se obtiene del producto del Poder Calorífico por su Consumo Específico dividido por la Densidad.

Poder Calorífico³: El poder calorífico de un combustible es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible.

Densidad⁴: Es la magnitud escalar referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen de una sustancia. Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa.

Consumo Específico⁵: Es la capacidad de la máquina para convertir una cantidad determinada de combustible en trabajo.

Costo Variable Combustible: Se define como el Costo Total Combustible por el Rendimiento y dividido entre el Poder Calorífico.

Costo Variable No Combustible: Es el costo en insumos varios distintos del combustible, en que incurre una máquina termoeléctrica al producir una unidad adicional de energía eléctrica.

Costo Variable de Producción: El costo variable de producción de una unidad generadora termoeléctrica se obtiene mediante la adición del Costo Variable Combustible y del Costo Variable No Combustible.

Costo Variable de Despacho: Se define como el cociente entre el Costo Variable de Producción y el Factor de Nodo⁶.

Tipo de unidad de medida: la unidad de medida depende del tipo de combustible utilizado en la central, para combustible líquido (\$/Gal), combustible sólido (\$/Ton. Métricas) y en combustible gaseoso (\$/MMBTU).

Un mercado organizado incluye normalmente un mercado spot, típicamente de horizonte diario y con intervalos de casación horarios o semi-horarios, que sirven de referencia a las restantes transacciones.

En el mercado spot organizado los generadores ofrecen su energía, típicamente para cada una de las 24 horas (o 48 semi-horas) del día siguiente, siendo estas ofertas de producción casadas con las ofertas de demanda haciendo uso de procedimientos muy diversos, atendiendo en todo caso a criterios de precedencia económica. Cada generador es pagado en cada hora por la energía que produce al precio marginal del sistema, que es básicamente el precio de la oferta marginal en

³http://www.redproteger.com.ar/poder_calorifico.htm

⁴<http://es.wikipedia.org/wiki/Densidad>

⁵http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/ingenieria/2001766/Temas/General/06_FactoryConsumo.htm

⁶ “El Factor de Nodo describen como cambian las pérdidas en el sistema de transmisión (pérdidas marginales de transmisión) cuando ocurre un pequeño cambio en la demanda o generación en un determinado nodo”. Fuente: G. Argüello, “Sistema nodal para la determinación de precios marginales en mercados eléctricos mayoristas”, CENACE, 1998.

dicha hora (la oferta más cara aceptada para esa hora). La teoría económica demuestra que cuando la capacidad instalada de una determinada tecnología está bien adaptada a la demanda del sistema y al resto de todo el parque generador, esta retribución de la energía a precio marginal del sistema permite recuperar tanto los costos fijos como variables de producción.

El reto de las autoridades administrativas y regulatorias es diseñar las reglas del mercado liberalizado de forma tal que el comportamiento estrictamente empresarial e individual de cada uno de los agentes conduzca a una minimización global de los costos del sistema y esto se refleje en la tarifa al usuario final.

4. ANTECEDENTES

En este capítulo inicia con una descripción del modelo del Mercado Eléctrico Mayorista en República Dominicana, su tipo de mercado y los agentes que la componen tales como el Ente Normativo, el Ente Regulador, el Operador del Mercado y los Agentes del MEM.

También se realiza una breve descripción del parque de generación, transmisión y distribución, así como la participación del Operador del Mercado en el proceso de planificación de la operación y de las transacciones económicas del Mercado Spot.

Por último se realiza un resumen de todos los procesos de cálculo de las Transacciones Económicas donde se incurre utilizar los Costos Variables de Producción, con el propósito de conocer en cuales procesos de remuneración es requerida esta información.

4.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Es definida como el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

En República Dominicana, el modelo de Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está basado en una estructura tipo pool con participación obligatoria y existencia de Mercado a Terminos o de Contratos.

El Mercado a Terminos o de Contratos no afectan a la programación de las centrales (los agentes siguen teniendo que presentar sus ofertas de compra o venta al mercado spot como si no hubieran firmado dichos contratos) y que son liquidados entre las partes por diferencias con respecto al precio del mercado spot.

El pool, por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos los agentes, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad, que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación a mínimo costo respetando las restricciones de la red de transporte por parte del operador de mercado.

El despacho centralizado, a cargo del Organismo Coordinador (OC), se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas.

El diseño de mercado no contempla en forma explícita la representación de un comercializador sino que las empresas de generación y empresas de distribución son las que ejercen este rol.

El MEM es conformado por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito. Aquellas, que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respectivo OC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal (Cmg) resultante de la operación del sistema en esa hora. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia correspondiente.

Su estructura está esquematizada en la siguiente figura:

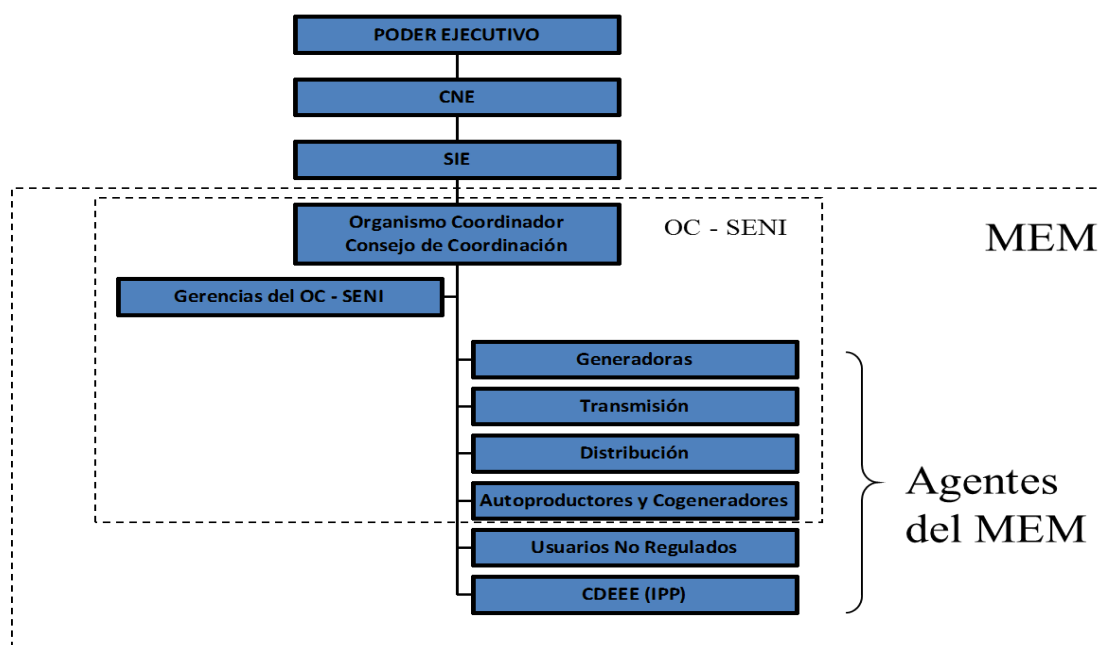


Figura 1 Estructura del Mercado Eléctrico Dominicano

Donde los agentes del MEM son cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, auto-productores y cogeneradores que vendan sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas y Estatales mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores independientes de energía (IPPs), cuya operación sea coordinada por el Organismo Coordinador o realice transacciones económicas en el MEM.

4.2 Parque de Generación del SENI

El parque de generación en República Dominicana esta compuesto por tecnologías de generación tradicionales tales como turbinas a vapor, turbinas a gas, motores diesel y ciclos combinados que utilizan combustibles fósiles: petróleo, carbón y gas natural.

Este conjunto de tecnologías de generación tradicional componen el 81% del total de capacidad instalada y como restantes repartidos entre la generación hidroeléctrica (18%) y la generación eólica en 1% respectivamente.

Por esta razón, la producción termoeléctrica depende en su totalidad de la importación de los combustibles utilizados en esas centrales. Esta situación tiene como consecuencia que los costos del SENI sean muy vulnerables a las fluctuaciones en los precios internacionales de estos productos.

Más adelante se presenta la capacidad instalada que posee el parque de generación por tipo de tecnología y por tipo de fuente primaria de combustible.

4.2.1 Capacidad Instalada por Tecnología y Tipo de Combustible

Las centrales que se encuentran interconectadas al SENI están caracterizadas por estar compuestas por tres clases:

Tipo de Central	Tecnología	Tipo de Fuente Primaria
Centrales Tradicionales	• Ciclo Combinado • Turbina a Vapor • Turbina a Gas • Motores Diesel	• Fuel Oil #2 • Fuel Oil #6 • Gas Natural • Carbón
Hidráulica	Hidroeléctrica	Agua
Renovable	Eólicas	Viento

La capacidad instalada que actualmente se encuentra en el SENI por tecnología y tipo de combustible se presenta en las siguientes figuras:

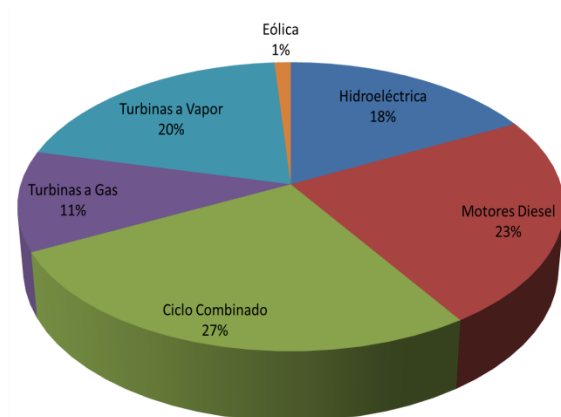


Figura 2. Capacidad Instalada por Tecnología

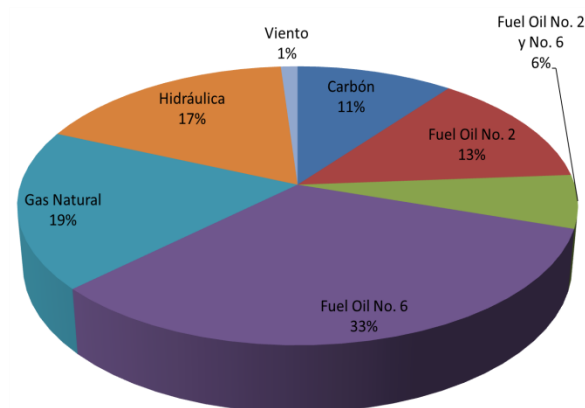


Figura 3. Capacidad Instalada por Tipo de Combustible

Ambas figuras muestran que la producción termoeléctrica depende en su totalidad de la importación de combustibles fósiles utilizados en esas centrales. Esta situación tiene como consecuencia que los costos del SENI sean muy vulnerables a las fluctuaciones en los precios internacionales de estos productos.

4.3 Red de Transmisión

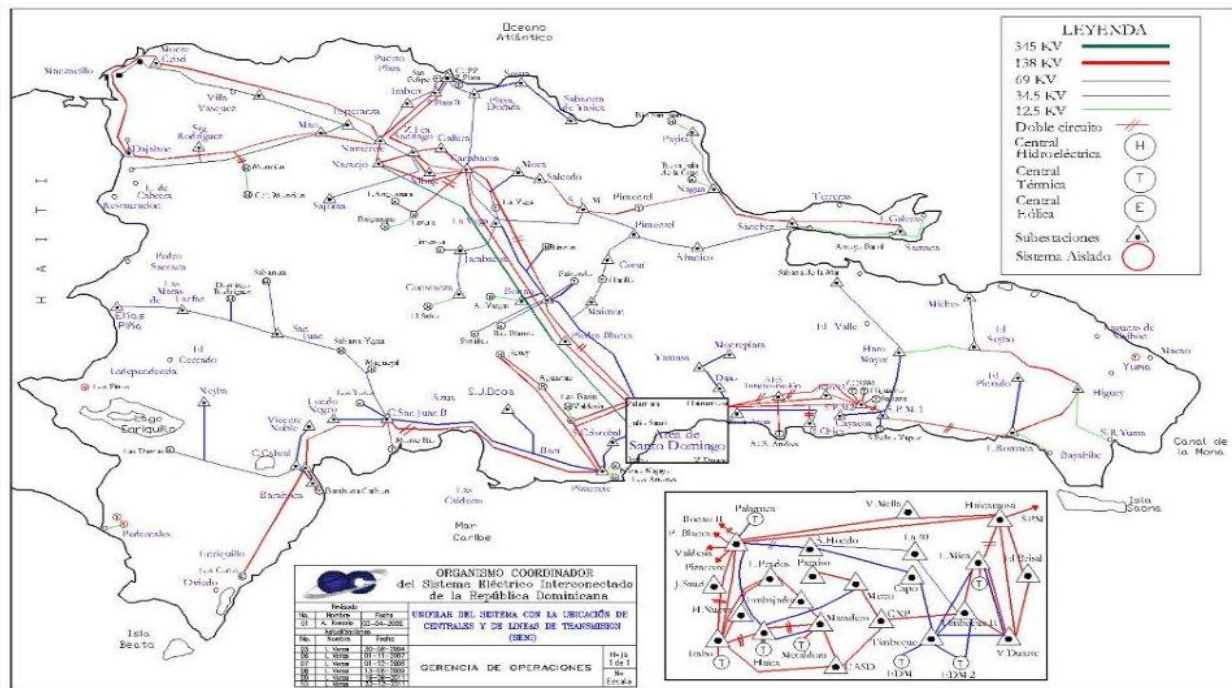


Figura 4 Red de Transmisión Dominicana

La red eléctrica de transmisión cuenta con niveles de tensión y longitud conforme a los siguientes datos:

Nivel de Tensión (kV)	Longitud de línea (km)
345	130
138	2,288
69	1,785

El sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado es propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), la cual es de capital estatal.

4.4 Descripción Red de Distribución

En la República Dominicana, el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado cuenta con tres empresas distribuidoras de energía eléctrica. Estas son: la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE). Estas tres empresas en la actualidad son totalmente del Estado.

En lo que se refiere a las compras de energía de las empresas distribuidoras en el mercado mayorista, la Ley General de Electricidad (LGE) establece que las mismas no podrán ser mayor al 80% en el mercado de contratos de largo plazo, mientras que en el mercado spot las compras no deberían ser menores a un 20%, de la demanda del sistema eléctrico interconectado.

4.5 Fases Principales de la Administración del MEM

El Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RLGE) establece como objetivos del Operador del Mercado la coordinación de la operación, administrar el abastecimiento confiable, seguro, a mínimo costo económico y determinar las transacciones económicas del Mercado Spot.

Bajo este lineamiento, se presentan la Planeación de la Operación en sus diferentes horizontes al igual que las remuneraciones de los servicios que se transan en el MEM.

4.5.1 Programación de la Operación

La planificación de la operación del SENI comprenderá las programaciones que se indican:

- a) Programación del Mantenimiento Mayor
- b) Programación de Largo Plazo
- c) Programación de Mediano Plazo
- d) Programación de Corto Plazo

La programación de la operación de corto, mediano y largo plazo se determinará con estudios de planificación de la operación, que garanticen una operación confiable y de mínimo costo económico, que lleve a minimizar los costos de operación para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones y de los contratos de suministro,

La Empresa de Transmisión y las Empresas de Generación que participen en el SENI entregarán al Operador del Mercado las siguientes informaciones necesarias para realizar la planificación de la operación según corresponda:

Empresas de Generación	Empresa de Transmisión
• Existencia de combustibles almacenados en las centrales. • Precios y calidades de los combustibles • Nivel de embalse, caudal afluente y características de producción de las centrales hidroeléctricas • Consumo Específico Medio de combustible por kWh neto entregado a la red de transmisión y costo variable no combustible. • La información de los contratos de suministro y transporte de combustible. • El esquema de alimentación de combustible de cada unidad generadora incluyendo tanques de almacenamiento, puntos de medición y características técnicas de dichos sistemas de medición. • Deberán informar además los análisis de calidad de combustible y el balance mensual de combustible y producción de energía eléctrica de cada una de sus unidades o grupo de unidades según los elementos de medición disponibles (balance simple entre producción de energía eléctrica y consumo de combustible)	Estado y características topológicas del Sistema de Transmisión.

La información relativa a precios y calidad de los combustibles en centrales termoeléctricas, para la programación de la operación tendrá una vigencia mínima de una semana.

4.5.1.1 Programación del Mantenimiento Mayor, PLP y PMP

El Operador del Mercado coordinará el Mantenimiento Mayor de las unidades generadoras y líneas de transmisión para el año calendario siguiente, sobre la base de las informaciones proporcionadas por los Agentes del MEM cuyo objetivo es minimizar el Costo Anual de Operación y Racionamiento del SENI.

Programación	Declaraciones Agentes	Resultados
Mantenimiento Mayor	Programa mantenimiento para el próximo año.	• Escenario que minimiza el costo anual y de racionamiento
Largo Plazo (4 años)	a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios de cada mes. b) Energía no suministrada, por bloques horarios de cada mes. c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios de cada mes. d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual. e) Consumo mensual de combustible por planta generadora, según el tipo de combustible.	• Producción Anual Esperada por empresa y tipo de fuente primaria. • Promedio de los Costos Marginales Esperados para los siguientes cuatro años.
Mediano Plazo (12 meses)	a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios y días típicos de cada mes. b) Energía no suministrada, por bloques horarios y días típicos de cada mes. c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios y días típicos de cada mes. d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual. e) Consumo mensual de	• Producción Mensual Esperada por empresa y tipo de fuente primaria. • Promedio de los Costos Marginales Esperados para los siguientes doce meses

Programación	Declaraciones Agentes	Resultados
	combustible por planta generadora, y según el tipo de combustible.	

A continuación se muestra la evolución de la composición de los recursos energéticos primarios resultantes de la operación del SENI para el periodo 2013-2015:

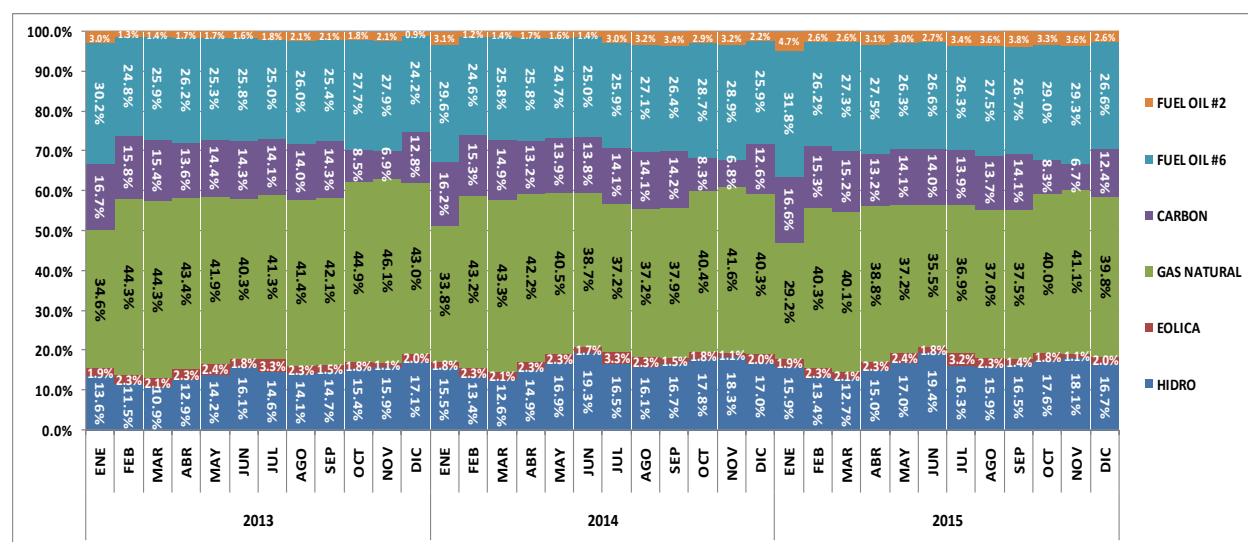


Figura 5 Evolución de composición de los recursos energéticos primarios utilizados en el SENI 2013-2015

4.5.1.2 Programación de Corto Plazo

La programación de corto plazo tiene como objetivo determinar el ingreso de potencia de cada unidad generadora que minimice el costo total de producción necesario para alimentar la carga del sistema, respetando consideraciones de seguridad operativa y calidad de servicio.

La programación de la operación de corto plazo del SENI se realiza según los procedimientos que se especifican:

- Procedimiento Programación Semanal
- Procedimiento Programación Diaria

4.5.1.2.1 Programación Semanal

El Operador del Mercado elabora el Programa Semanal de Operación, contando con vigencia de siete días contados desde cada sábado hasta cada viernes subsiguiente de cada semana.

El Programa Semanal de Operación deberá contener las siguientes informaciones:

- a) La producción semanal, con detalle horario, de cada una de las máquinas del SENI.
- b) Los Costos Marginales esperados en el Nodo de Referencia y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía.
- c) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora y la distribución del déficit entre las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados.
- d) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte.
- e) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia.
- f) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva.
- g) La Reserva Fría y las unidades que aportarán a dicha reserva.

La demanda del SENI es utilizada sobre la base de la información contenida en la base de datos semanal y las estadísticas de consumos de Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, así como el estimado de la potencia correspondiente a la energía no servida.

Despacho de Centrales Hidroeléctricas

El despacho de las centrales hidroeléctricas es realizado de la siguiente forma:

- Centrales Hidroeléctricas de Pasada: Tendrán la primera prioridad de colocación en la curva de carga
- Centrales Hidroeléctricas de Embalse: La empresa hidroeléctrica informará sus condiciones de embalse en:

- a) Energía a producir en cada día de la semana por requerimientos aguas abajo, según normas relativas al uso del agua para las centrales hidroeléctricas.
- b) Energía semanal a producir por decisión económica.

Despacho Centrales Termoeléctricas

El despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor Costo Variable de Despacho (CVD), hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del Sistema de Transmisión.

El costo variable de despacho se define como sigue:

$CVD = \text{Costo Variable de Producción} / \text{factor de nodo de energía},$

El costo variable de producción de una unidad generadora termoeléctrica se obtiene mediante la adición del costo variable combustible y del Costo Variable No Combustible.

Dónde:

CVP: Costo Variable de Producción

$CVP: \text{Consumo Específico Medio} * \text{Precio Combustible en planta} + \text{Costo Variable No Combustible}$

De forma más detallada se obtiene:

- 1) El costo variable combustible se calcula como el producto del consumo específico y del precio de combustible.
- 2) El Costo Variable No Combustible, informado por cada Empresa de Generación, no será superior al:

Tabla 1. Tope Máximo Declaración CVNC

Tecnología	Combustible	Porcentaje Tope del CVC
Turbina de Gas	Petróleo	2%
Ciclo Combinado	Petróleo	6%
Turbina de Vapor	Petróleo	7%
Turbina de Vapor	Carbón	12.5%
Motores Diesel	Petróleo	4%

Nota: Aun el ente regular no ha definido el porcentaje del CVNC correspondiente a las centrales que utilizan Gas Natural como combustible.

- En el caso de que incursionen en el mercado de generación tecnologías y tipos de combustibles no indicados anteriormente, la SIE establecerá mediante resolución los porcentajes de Costo Variable No Combustible que apliquen.

El Factor de Nodo aplicado para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en una Barra “i” vinculado a la Barra de Referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i},$$

Dónde: $\frac{\partial Perd}{\partial P_i}$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_i , asumiendo como Barra libre la Barra De Referencia del SENI.

4.5.1.2.2 Programación Diaria

El Operador del Mercado elabora el Programa Diario de Operación para las 24 horas del día siguiente.

El Programa Diario de Operación contendrá las siguientes informaciones:

- a) El programa de producción diaria (potencia activa y reactiva), con detalle horario, de cada una de las plantas generadoras del SENI.
- b) Configuración del Sistema de Transmisión.
- c) Los Costos Marginales esperados en el Nodo de Referencia y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía.
- d) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora, y la distribución del déficit entre las Empresas de Distribución y los Usuarios No Regulados.
- e) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte en cada hora.
- f) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia en cada hora.

- g) Las instrucciones para corregir el programa de operación ante desviaciones.
- h) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva en cada hora.
- i) La Reserva Fría y las unidades que aportarán a dicha reserva en cada hora.
- j) Las decisiones adoptadas por la Dirección del OC con relación a las observaciones formuladas por los Agentes del MEM.

Igualmente, el despacho de las centrales térmicas guarda el mismo procedimiento que en el programa semanal.

De forma gráfica presentamos la distribución del despacho conforme al horizonte de 24 horas

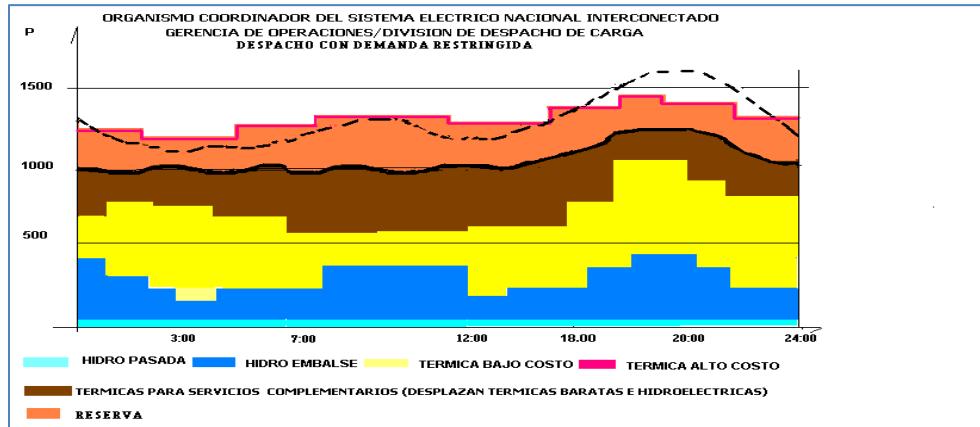


Figura 6. Despacho por Costo en Programación Diaria.

4.5.2 Transacciones Económicas del Mercado Mayorista

Dentro de las funciones del Operador del Mercado se encuentra la elaboración del cálculo mensual de las Transacciones Económicas del Mercado Spot.

Los métodos de cálculo de estas transacciones envuelven las correspondientes a Energía, Peaje de Transmisión y los servicios complementarios de Regulación de Frecuencia que involucran utilizar los CVP declarados por los agentes generadores térmicos.

4.5.2.1 Transacciones Económicas de Energía

El Operador del Mercado calcula para cada hora, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía (CMg) del SENI, en las Barras de las subestaciones en que se realicen inyecciones y/o retiros de energía.

Los CMg, serán aquellos en que incurra el sistema eléctrico durante una hora, para suministrar una unidad adicional de energía en la Barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el Operador del Mercado, incluyendo las pérdidas marginales en el Sistema de Transmisión. Se entenderá por operación óptima aquella que minimiza el costo de suministro.

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en la Barra De Referencia para cada hora “h”, ($CMGREF_h$) corresponderá al mayor Costo Variable De Producción, referido a la Barra De Referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h” que estén vinculadas a la Barra De Referencia del sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora “h”.

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía en una Barra “i” (CMG_{ih}), en la hora “h”, vinculado a la Barra De Referencia se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CMG_{ih} = CMGREF_h \times Fn_{ih}$$

Dónde:

Fn_{ih} : Es el factor de nodo correspondiente a la Barra “i” en la hora “h” relativo a la Barra De Referencia del sistema.

Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía resultantes de la operación real del SENI son utilizados para valorizar las transferencias de energía entre los Agentes del MEM.

Esto implica que las variaciones en los CVP declarados por los agentes generadores térmicos tendrá un impacto directo en el cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía.

La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre Agentes del MEM son contabilizados por el Operador del Mercado, en forma mensual, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a. En las Barras en las cuales se realicen transferencias, se efectuará la medición y/o cálculo para determinar las inyecciones y retiros horarios de energía de cada Agente del MEM involucrado;
- b. La energía entregada y retirada por cada Agente del MEM será valorada multiplicando por el Costo Marginal de Corto Plazo la energía activa de la Barra correspondiente;

- c. Para cada Agente del MEM, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros valorizados ocurridos en el SENI durante el mes. Las inyecciones se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo neto acreedor o deudor, respectivamente, de cada Agente del MEM.
- d. La suma de todos los saldos netos a que se refiere el punto anterior, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de energía activa. Este Derecho de Uso será atribuido a los dueños del Sistema de Transmisión y constituirá un saldo neto acreedor si resulta negativo o un saldo neto deudor si resulta positivo, para efectos del pago entre Agentes del MEM.
- e. Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.

En resumen, para el proceso del cálculo de los costos marginales de corto plazo de energía se tiene una relación directa con las declaraciones de los CVP declarados por los agentes generadores durante el proceso de la Programa Semanal y vimos como su resultante calculado en tiempo real es utilizado para el proceso de valorización de las transferencias de energía y correspondientes pagos de todos los agentes según la reglamentación vigente.

4.5.2.2 Peaje de Transmisión

El Ente Regulador es el responsable de establecer el valor del peaje de transmisión, el cual de acuerdo con la Ley debe generar los ingresos necesarios para cubrir el costo total anual del sistema de transmisión, el cual está compuesto por la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de un sistema de transmisión eficientemente dimensionado.

A nivel de remuneración, su medio de recaudación es a partir del ingreso tarifario por intermedio de dos conceptos: derecho de uso y derecho de conexión.

El derecho de uso es la diferencia entre el total de las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorizados a costo marginal (pérdidas valorizadas a costo marginal). El derecho de conexión de un mes determinado es la diferencia entre el costo total mensual del Sistema de Transmisión y el derecho de uso correspondiente a dicho mes.

Por medio de este mecanismo de remuneración se identifica su relación que tiene con los costos variables por su utilización en la definición de los costos marginales de corto plazo.

4.5.2.3 Regulación de Frecuencia

La regulación vigente en la República Dominicana establece que los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI, cuya operación está a cargo del Operador del Sistema.

El Operador del Mercado debe verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la regulación de frecuencia. El Operador del Sistema hace cumplir la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la Reserva Rotante.

En la Programación Semanal y Diaria, el Operador del Mercado debe asignar a las máquinas despachadas la reserva para RPF según la lista de mérito de regulación, hasta agotar el margen de reserva total. Las máquinas despachadas habilitadas para RPF que no fueron designadas quedarán de respaldo para reasignar la reserva en caso de falla de alguna de las unidades participantes en la RPF.

La asignación de las máquinas para la RSF es realizada por el Operador del Mercado en función de los Costos Variables de Operación de las unidades y los parámetros de regulación de frecuencia, de modo de minimizar el costo de la RSF.

La calidad de la regulación de frecuencia se determinará en base al factor de eficiencia que depende del desvío entre la frecuencia nominal y la frecuencia real en valores absolutos.

$$IndEficiencia = \sum_i |FrecNom - FrecReal_i| \times 10$$

Donde se definen los siguientes valores para el Factor de Eficiencia:

Factor_Eficiencia = 0.0 si IndEficiencia > IE1

Factor_Eficiencia = 0.5 si IE2 < IndEficiencia < IE1

Factor_Eficiencia = 1.0 si IndEficiencia < IE2

4.5.2.3.1 Compensación por Regulación de Frecuencia y Generación Forzada

Cada unidad generadora que participa en la RPF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RPF, recibe como compensación un monto dado por:

$$CompRPF_{hi} = (CMGCP_{energia_{hi}} - CVP_i + IR) \times MRAsignadoRPF_{hi}$$

Dónde:

$CompRPF_{hi}$: Es la compensación por RPF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.

$CMGCPenergia_{hi}$: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra i que inyecta el generador en la hora h.

CVP_i : Costo Variable de Producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.

IR : Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por el Ente Regulador.

$MRAsignadoRPF_{hi}$: Es el Margen de Reserva Asignado para RPF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.

Cada unidad generadora que participa en la RSF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RSF, recibirá como compensación un monto dado por:

$$CompRSF_{hi} = (CMGCPenergia_{hi} - CVP_i + IR \times Factor_Eficiencia_{hi}) \times MRAsignadoRSF_{hi}$$

Aquellas unidades generadoras forzadas y despachadas para regular frecuencia, son compensadas del siguiente modo:

$$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCPenergia_{hi}) \times EnergiaGenerada_{hi} + IR \times Factor_Eficiencia_{hi} \times MRAsignadoRSF_{hi}$$

Se determina el monto total horario M_h correspondiente a la suma de compensación por RPF, RSF y Compensación por generación forzada para regulación de frecuencia en cada hora en el sistema y en cada uno de los subsistemas temporalmente aislados.

$$M_h = \sum_{h,i} CompRPF_{hi} + \sum_{h,i} CompRSF_{hi} + \sum_{h,i} CompCVP_{hi}$$

El pago por RPF y RSF de cada generador será en proporción a la energía generada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_j = \sum_h M_h \times \left(\frac{G_{jh}}{\sum_{k=1}^n G_{kh}} \right)$$

En conclusión, la incidencia de la declaración de los CVP en el proceso de las Transacciones Económicas se puede observar en la siguiente tabla resumen:

Proceso Transacciones Económicas	Costo Variable de Producción	Descripción
Transacciones Económicas de Energía	$CMG_{ih} = CMGREF_h \times Fn_{ih}$	- El Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en la Barra De Referencia para cada hora “h”, ($CMGREF_h$) corresponderá al mayor Costo Variable De Producción, referido a la Barra De Referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h”. - Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía resultantes de la operación real del SENI son utilizados para valorizar las transferencias de energía entre los Agentes del MEM.
Peaje de Transmisión		- Su medio de recaudación es a partir del ingreso tarifario por intermedio de dos conceptos: derecho de uso y derecho de conexión. - El derecho de uso es la diferencia entre el total de las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorizados a costo marginal (pérdidas valorizadas a costo marginal). El derecho de conexión de un mes determinado es la diferencia entre el costo total mensual del Sistema de Transmisión y el derecho de uso correspondiente a dicho mes.

Proceso Transacciones Económicas	Costo Variable de Producción	Descripción
Regulación de Frecuencia	$CompRPF_{hi}$ $= (CMGCP_{energia_{hi}} - CVP_i + IR)$ $\times MRAsignadoRPF_{hi}$	
	$CompRSF_{hi}$ $= (CMGCP_{energia_{hi}} - CVP_i + IR$ $\times Factor_Eficiencia_{hi})$ $\times MRAsignadoRSF_{hi}$	
	$CompCVP_{hi}$ $= (CVP_i - CMGCP_{energia_{hi}})$ $\times EnergiaGenerada_{hi}$ $+ IR$ $\times Factor_Eficiencia_{hi}$ $\times MRAsignadoRSF_{hi}$	

5. REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL SOBRE COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN

En este capítulo se examinarán las diferentes metodologías utilizadas para el seguimiento y verificación de las declaraciones de los Costos Variables de Producción asociados a las Centrales Térmicas en los países latinoamericanos como Argentina, Perú, Ecuador, Chile y Panamá, donde se desarrollan mercados competitivos basados en declaraciones de Costos Variables de Producción, con el propósito de conocer los mecanismos empleados para su adquisición y validación en los procesos de Programación de Corto Plazo. Se identificarán en una tabla comparativa las principales diferencias entre las distintas experiencias internacionales analizadas. Previamente se realizará una búsqueda en la literatura científica que permita establecer un estado del arte sobre el tema abordado en esta tesis.

5.1 Literatura Científica⁷

Los Costos Variables de una unidad generadora son los costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden:

- Costos Variables Combustibles
- Costos Variables No Combustibles
- Costos Variables de Mantenimiento

El costo variable combustible es aquel determinado en función del consumo específico de la máquina, del poder calorífico del combustible y del precio correspondiente. El precio del combustible declarado por la central, a su vez se obtiene como el costo de compra de combustible más el costo del flete hasta la central. Para el precio del combustible también se consideran otros costos relacionados al combustible, como gastos administrativos, seguros, inspecciones, tratamientos químicos y mecánicos, etc.

$$CVComb \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \frac{Cons. Esp. \left[\frac{kcal}{kWh} \right] \times Precio \left[\frac{\$}{unidad de comb} \right]}{Poder Calorifico \left[\frac{kcal}{unidad de comb} \right]}$$

El costo variable no combustible es el costo en insumos varios distintos de combustible, en que incurre una máquina termoeléctrica al producir una unidad adicional de energía eléctrica. Entre los insumos se encuentran el aceite lubricante en las unidades reciprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogases, etc.

⁷“Análisis de Metodologías para la Evaluación de los Costos Variables de Producción de las Unidades Térmicas de Generación en Mercados Competitivos”, Alejandro Jesús Maturano, Noviembre 2007

La fórmula de cálculo se puede expresar de la siguiente manera:

$$CVNCombi \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{Nj} (ga_{i,j}^t \times ca_{i,j})$$

Donde:

$ga_{i,j}^t$ = Consumo de la unidad i del agregado⁸ j durante el tiempo t (gal/kWh, m3/kWh, lb/kWh).

$ca_{i,j}$ = Costo del agregado j (\$/gal, \$/m3, \$/lb) de la unidad i.

t = Intervalo de tiempo adoptado, normalmente es 1 hora o ½ hora.

T = Periodo total de tiempo considerado

Nj = Cantidad de agregados correspondientes a una central

Existen distintas metodologías para calcular este costo, una de las cuales es la indicada previamente. Otra forma muy común de calcular el costo mencionado, es sumar todos los consumibles agregados al proceso de combustión y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad, y al resultado obtenido dividirlo por una cantidad de energía determinada correspondiente a un período de tiempo definido, para poder obtener un valor de costo expresado en por unidad de energía.

Los costos variables de mantenimiento son aquellos que incluyen los costos de mantenimiento de las maquinarias auxiliares, de la turbina y alternador, los cuales varían de acuerdo a la producción y se expresan en \$/kWh.

También se pueden considerar en estos costos los correspondientes costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental (CVIAM), durante el ciclo operativo.

Las diferentes metodologías que se emplean en los países latinoamericanos están orientadas al seguimiento de las declaraciones realizadas por los agentes generadores en los respectivos plazos acorde con la regulación de cada país. Esta vigilancia, que realiza el ente regulador u otra institución que tenga a su cargo esta función, es realizada utilizando métodos que van desde el seguimiento a la evolución histórica de los valores declarados hasta la realización de auditorías cuando los valores declarados se encuentren fuera de los rangos establecidos como referencia o por solicitud de otro agente.

A continuación se presenta en detalle las diferentes metodologías de cálculo de los costos variables de producción y los mecanismos de vigilancia a las declaraciones realizadas por los agentes generadores para la realización del Programa de Operación de Corto Plazo.

⁸Se refiere a los insumos varios distintos de combustible: Aceites Lubricantes, Vapor de Agua, etc.

5.2 Caso Argentina

5.2.1 Introducción

La competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) esta basado en los costos determinados a partir de los mejores precios en el insumo combustible, el rendimiento de cada unidad generadora y su ubicación en la red.

Este Mercado tiene establecidos valores tope para las declaraciones de los precios de cada combustible reportados por los agentes generadores térmicos de la siguiente manera:

Fuel Oil y Gas Oil:

- Valor de Paridad de importación base New York, más
- Porcentaje definido por la Secretaria de Energía (SE)

Gas Natural:

- Valor máximo del Tarifario aprobado por el ente regulador de Gas (ENARGAS) para cada distribuidora y tipo de vinculación, más
- Porcentaje definido por la SE

Carbón

- Valor calórico equivalente al Fuel Oil al 90% en invierno y del Gas Natural al 87% en verano

Cada Generador pacta las condiciones más convenientes de suministro de combustible y declara con anticipación a cada Programación Estacional, sus precios de combustible para competir en el Mercado.

El Costo Variable de producción (CVP) está formado por la suma de los Costos Variable de Combustibles y los Costos Variables No Combustibles.

Dadas estas informaciones a continuación se presenta la metodología de cálculo del Precio Spot de Energía en el MEM y los diferentes métodos de validación para los precios de combustible, Flete, Costos Variables No Combustibles (CVNC) y Costo Variable de Mantenimiento (CVM), siendo este costo agregado al CVNC, en comparación con sus respectivos valores de referencia calculados por el Organismo Encargado del Despacho (OED).

5.2.2 Mercado Spot y Precio Spot de la Energía

En Argentina la ley establece la existencia de un organismo específico que cumpla las funciones de operador técnico del sistema y de administrador del mercado, el Organismo Encargado del Despacho (OED). Dichas funciones han sido asignadas a una compañía privada denominada CAMMESA, pero cuyo estatuto está establecido por un decreto.

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte de CAMMESA, con independencia de los contratos suscritos por los generadores, para determinar los precios spot basados en la obtención de la operación de mínimo costo empleando procesos de optimización de los costos de generación declarados libremente por los generadores térmicos, valores del agua declarados por los generadores hidráulicos y máquinas ficticias que representan el costo de falla.

Los generadores térmicos declaran mensualmente su costo, mediante la declaración de costos de sus insumos variables (principalmente combustibles). Los generadores hidráulicos declaran semanalmente el valor del agua para distintas bandas de volumen de llenado de sus embalses. Los autogeneradores y cogeneradores ofertan libremente precios por su energía.

Para el despacho se considera a un nodo específico de la red, localizado en el centro de cargas del sistema, como nodo mercado. Para su empleo en el despacho los costos ofertados son afectados por un factor de nodo calculado diariamente para cada hora del día y cada nodo de la red, que refleja las pérdidas marginales de transmisión de energía entre dicho nodo y el nodo del mercado.

El precio spot de la energía en el mercado es el costo marginal de la energía en dicho nodo y a partir del mismo se calculan los precios de energía por nodo afectando el precio de mercado por los factores de nodo.

5.2.3 Definición Costo Variable de Producción⁹

El CVP de una central térmica, convencional o nuclear, se denomina al costo variable previsto por el Generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles, los costos asociados a los ciclos de arranque y parada para las máquinas de semi-base y de punta (grupos TV), y cualquier otro costo variable requerido.

⁹Anexo 13: Valores de Referencia y Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción” de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. CAMMESA, Argentina, Versión: Oct - 1999

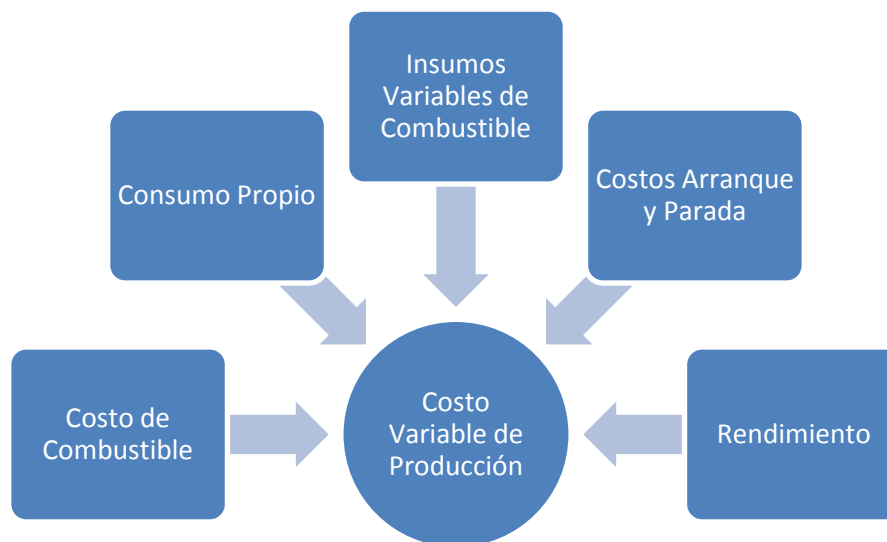


Figura 7. Definición Costo Variable de Producción (CVP)

Este costo es expresado por tipo de máquina instalada en la central, los cuales se encuentran establecidos en Turbovapor, Turbogas o Motores, Ciclo Combinado y Nuclear.

En consecuencia, el número de valores que definen el CVP de una central térmica depende de la cantidad de tipos de máquinas instaladas en la central y la cantidad de tipos distintos de combustibles que puedan consumir.

5.2.4 Precios de Referencia: Valores Máximos Reconocidos

El Valor Máximo Reconocido es aquel que define el valor tope registrado en el MEM para el precio de combustible, el precio de flete y los costos variables de producción de la siguiente manera:

- Precio de Combustible y Flete: El valor máximo reconocido corresponde al Precio de Referencia
- CVP: Corresponde al obtenido del incremento del precio de referencia del combustible en un porcentaje denominado Porcentaje para el Costo Variable de Producción (%CVP), cuyo valor es definido en el MEM en 15%

Ya para el proceso de ejecución del despacho a mínimo costo se escoge el menor entre el CVP declarado y/o el Máximo Reconocido aplicados a cada generador según corresponda.

5.2.5 Precio de Referencia: Flete

Los precios de referencia de fletes definen el costo de transporte de combustible para una central, que depende de la ubicación geográfica de la central, el combustible involucrado, el origen del mismo y el tipo de transporte a utilizar. En la programación y el despacho se utiliza como precio de flete de una central para un tipo de combustible el precio de referencia estacional vigente.

Para los combustibles líquidos, el precio de combustible puesto en central estará dado por el precio en el punto de referencia más el costo del transporte hasta la central dado por el precio de referencia de flete.

Los precios de flete se definen junto con la Programación Estacional y no se modifican durante el semestre. En la programación semanal y diaria el OED debe utilizar los mismos valores que en la programación estacional.

5.2.5.1 Responsabilidad y Justificación para cambio en el Periodo Estacional

Los Generadores deben suministrar las modificaciones requeridas para el próximo período estacional a los precios de referencia de flete vigentes, junto con la justificación del cambio.

De considerar el OED que el cambio es válido, informará su aceptación al Generador y lo introducirá como nuevo precio de referencia dentro de las bases de datos.

El conjunto de precios establecidos conformará los Precios de Fletes de Referencia y serán incluidos en las bases de datos para ser utilizados en la programación, despacho y definición de precios del siguiente Período Estacional.

Si a lo largo de un Período Estacional se presenta una situación extraordinaria que modifica el flete de un Generador en más del 20% respecto del valor de referencia vigente, el Generador podrá solicitar su ajuste.

El OED deberá incorporar las modificaciones realizadas a los precios de referencia de flete, que pasará a utilizar a partir de esa fecha en la programación, despacho y definición de precios. En ningún caso se aplicará un cambio con fecha retroactiva.

5.2.6 Precios Mensuales y Estacionales de Combustible

La definición del Precio de Referencia de Combustible Estacional y Mensual se puede esquematizar de la siguiente manera:

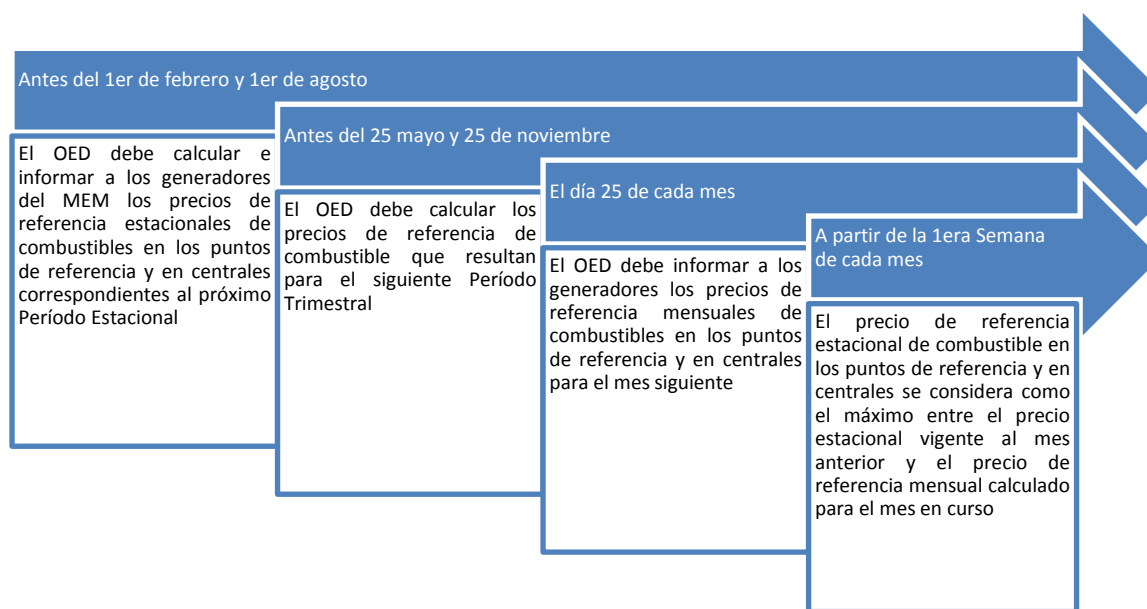


Figura 8. Precio de Referencia Combustible Estacional y Mensual

5.2.6.1 Precios de Combustibles Líquidos

Los precios de referencia de los combustibles líquidos se calculan a partir del precio del combustible en el Mercado Internacional, precios registrados y precios futuros, al cual se le adiciona:

- a) Para combustible importado, el costo de importación del producto hasta un punto referencial del País, en el cual se realizan las transacciones;
- b) Para el combustible de origen nacional, un sobreprecio al valor FOB¹⁰ que representa gastos de comercialización

En situaciones extraordinarias en que se presenten condiciones en los mercados de combustibles que se aparten significativamente de las condiciones normales, el cálculo de los precios de referencia de combustibles líquidos podrá ser modificado por la Secretaria de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. La Secretaria de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos notificará al OED de dicha modificación con anticipación a la fecha en que se debe informar a los Generadores los precios de referencia.

¹⁰Las siglas FOB (acrónimo del término en inglés Free OnBoard, «franco a bordo, puerto de carga convenido») se refieren a una cláusula de comercio internacional, que se utiliza para operaciones de compraventa en que el transporte de la mercancía se realiza por barco (mar o vías de navegación interior). Se debe utilizar siempre seguido de un puerto de carga. Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Free_on_board

5.2.6.2 Precios a Futuro

Para el Gas Oil: se toman los valores correspondientes al combustible indicado en las cotizaciones registradas a futuro en el mercado internacional (New York).

Para Fuel Oil: Al no existir un mercado futuro consolidado de este producto, su precio futuro se calcula relacionado con el comportamiento del Mercado Futuro del Crudo (CR) y del Gas (GO).

5.2.6.3 Precios de Referencia Estacional y Mensual de Combustibles Líquidos

Estacional: Es el promedio del puerto de referencia de los meses futuros, donde los meses a considerar para los precios New York son los meses comprendidos entre el mes anterior al primer mes del período y el mes anterior al último mes del periodo, ambos inclusive.

Mensual: para un mes "m" es el precio del punto referencial para dicho mes, promediando los precios Nueva York calculados entre el día 21 del mes m-2 y el día 20 del mes m-1, ambos inclusive, para todos aquellos días en que hubo operaciones.

5.2.7 Costo Variable No Combustible (CVNC)

El CVNC¹¹ es definido como el provisto por un generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un periodo, donde se incluye el costo a los consumos propios como lubricantes, aceites, vapor de agua, etc.

En Argentina, el OED es quien tiene la responsabilidad de recibir, calcular y validar las informaciones declaradas por los generadores térmicos relacionados con los CVNC expresado en \$/MWh.

Para poder realizar estos cálculos, se requiere de la Energía Prevista correspondiente a un ciclo de mantenimiento mayor (EPhs) y se aplica la siguiente formulación:

$$EPhs(GW|cmm) = FU \times Hs. Marcha. prev. cmm \times Pot$$

Donde:

FU: Factor de Utilización Previsto en un ciclo de mantenimiento mayor.

HS Marcha prevcmm: Es la cantidad de horas prevista para en un ciclo de mantenimiento mayor, en hrs.

Pot: Potencia efectiva de la unidad en MW.

¹¹“Análisis de Metodologías para la Evaluación de los Costos Variables de Producción de las Unidades Térmicas de Generación en Mercados Competitivos”, Alejandro Jesús Maturano, Noviembre 2007.

Con el resultado obtenido y el Costo Total No Combustible declarado por el generador, el OED procede a calcular el CVNC con la siguiente formula:

$$CVNC(\$|MWh) = \frac{Total\ no\ combustible}{EP_{hs}}$$

5.2.8 Determinación y Cálculo del Costo Variable Mantenimiento (CVM)

El CVM es definido como aquel costo marginal o incremental de mantenimiento que conlleva una mayor producción de la unidad generadora. Este costo está representado, a criterio del generador, como el costo de mantenimiento por unidad de combustible o KWh generado.

Al igual que el CVNC, el OED es el responsable de recibir, calcular y validar las informaciones declaradas por los generadores térmicos relacionadas con el CVM expresado en \$/MWh.

Para la realización del cálculo, el OED recibe las siguientes informaciones declaradas por los generadores:

- Las horas de marcha previstas en un Ciclo de Mantenimiento Mayor (hs.prev.cmm)
- Factor de Utilización prevista en un Ciclo de Mantenimiento Mayor (FU)
- Potencia efectiva de la unidad en MW
- Numero de arranques previstos en un Ciclo de Mantenimiento Mayor (No Arranques)
- Horas de Operación Equivalentes (HOE)

Con estos datos declarados, el OED procede con el cálculo de la Energía Prevista de un Ciclo de Mantenimiento en HOE (EP.HOE), utilizando la siguiente formula:

$$EP.HOE = \frac{HOE \times Pot \times FU}{1 + N^o\ arranq \times \frac{HOE_{arranq}}{hs.prev.cmm}}$$

Ya con el resultado obtenido y el Costo Total de Mantenimiento, se procede a calcular el valor unitario de mantenimiento con la siguiente formula:

$$CVM = \frac{Total\ Mantenimiento}{EP.HOE}$$

5.2.9 Valor Máximo Reconocido para CVNC y CVM

El mecanismo utilizado por el OED para la validación de los CVNC y CVM está basado en los Valores Máximos de Referencia. Estos Valores Máximos Reconocidos son determinados mediante estudios realizados por la Secretaría de Energía (SE), el cual corresponde a la suma de los CVNC mas el CVM.

En la actualidad estos valores son los siguientes:

Tipo de Unidades	Valor Máximo Reconocido (CVNC + CVM)
TG < 35 MW	11.92 \$/MWh
TG > 35 MW	10.81 \$/MWh
TV < 100 MW	9.95 \$/MWh
TV > 100 MW	7.96 \$/MWh
CC integradas	9.37 \$/MWh

Tabla 2. Valores Máximos Reconocidos para CVNC y CVM

5.2.10 Proceso de Validación del CVNC y CVM

Cuando el generador declara la suma correspondiente al CVNC y CVM al OED, se realiza el siguiente procedimiento:

- Comparación del valor declarado con el Valor Máximo Reconocido
- Si el valor declarado es menor al Valor Máximo Reconocido, se adopta el declarado por el generador
- Si el valor declarado es mayor al Valor Máximo Reconocido, el OED adoptará el Valor Máximo Reconocido
- Solo se acepta otros costos superiores al Valor Máximo Reconocido en los casos en que el generador sustenta un informe técnico al OED, suscrito por una Auditoria Externa, que demuestre que su valor declarado resulta por encima del Máximo Reconocido.

5.2.11 Declaración del Costo Variable de Producción Estacional

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación Estacional, los generadores deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas.

El Generador debe declarar el costo variable de producción de cada central térmica como un conjunto de valores, que corresponden a cada tipo de máquina y cada tipo de combustible que pueden consumir. Dentro del período, el Generador puede discriminar sub-períodos de uno o más meses de forma tal que los sub-períodos cubran la totalidad del período, cada uno con sus propios costos declarados.

La declaración de costo variable de producción de una central térmica, ya sea convencional o nuclear, debe indicar:

- La identificación de la central y el o los tipos de combustible disponibles a consumir en el período;
- La definición de los sub-períodos en que se divide el período;
- Para cada sub-período definido, el costo variable de producción para cada tipo de máquina instalada en la central y cada combustible que puede consumir, definido en \$ por unidad de combustible.

La metodología utilizada por el OED para definir en cada central térmica su costo variable de producción estacional (CVPE) es la siguiente:

- Si el Generador declaró en el costo variable de producción de la central el valor correspondiente al tipo de máquina y tipo de combustible, el costo variable de producción estacional es el costo declarado salvo que el mismo supere el correspondiente tope, en cuyo caso es el valor máximo reconocido de la central para el combustible.
- Si el Generador en su declaración de costo variable de producción en la central no indicó valor para el correspondiente tipo de máquina y tipo de combustible, el costo variable de producción estacional es el precio de referencia de dicho combustible en la central.

El OED debe incorporar los costos variables de producción estacional de las centrales térmicas a las Bases de Datos de forma tal que estos valores sean utilizados para la Programación Estacional (indicativa, provisoria y definitiva), definición de precios estacionales, programación semanal y diaria, y sanción de los precios horarios de la energía.

5.3 Caso Perú

5.3.1 Introducción

En el caso peruano, el diseño de la oferta eléctrica permite que se cuente con un esquema de pool de electricidad bajo un ente de coordinación. La re-estructuración de la industria eléctrica en los noventa significó la desintegración vertical de la industria en tres sectores: generación, transmisión (alta tensión) y distribución-comercialización (baja tensión). Esto dio lugar a la entrada de participantes privados en cada etapa del proceso de servicio eléctrico, configurándose de esta manera tres mercados eléctricos: un mercado regulado, un mercado libre y un mercado spot¹².

En el Perú el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es quien tiene la facultad de coordinar el despacho de electricidad.

La programación del despacho se realiza en base al mínimo costo marginal de corto plazo, independientemente de los contratos que los generadores deban cumplir. Si uno de ellos no puede producir la energía suficiente para cumplir con sus contratos, debido a sus costos, pueden “comprar” energía a otros generadores. Esto determina la existencia de un mercado intermedio conocido como mercado spot, donde las transferencias de energía y potencia entre generadores son determinadas por el COES, así como los precios a los que éstas se realizan.

El precio spot se establece para intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al año¹³.

En el caso de los Costos Variables de Producción (CVP), estos son determinados de la siguiente manera:

$$CVP = CVC + CVNC$$

Donde:

CVP = Costo Variable de Producción de la unidad termoeléctrica (S./KWh)

CVC = Costo Variable Combustible de la unidad termoeléctrica (S./KWh) (Costo Medio)

CVNC = Costo Variable No Combustible de la unidad termoeléctrica (S./KWh) (Costo Medio)

A continuación se presentan cada uno de los componentes de costo que involucran el CVP desde su formulación hasta la recepción y validación que debe realizar el COES en el envío de estas informaciones por parte de los generadores térmicos para la realización del Programa de Operación de Corto Plazo.

¹²“La oferta eléctrica y la coordinación operativa del SEIN”, Por Willy Anaya, agosto - 2008

¹³“Informe Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución - Año 2011”, Comisión de Integración Energética Regional (CIER), año 2011

5.3.2 Determinación del Costo Variable Combustible (CVC)

El CVC¹⁴ de cada unidad generadora termoeléctrica esta definida por la siguiente expresión:

$$CVC = HR * cc$$

Donde:

HR = Es el Consumo Especifico de Calor (HeatRate) expresado en MMBTU/KWh

cc = Costo o Precio del combustible (\$./MMBTU)

Todos estos valores deberán estar referidos al poder calorífico inferior del combustible (PCinf), éste estará expresado en unidad de calor por unidad de masa o volumen. Para ello y de ser necesario, el COES establecerá la relación de conversión respectiva entre los valores referidos a PCinf y los valores referidos al poder calorífico superior del combustible (PCsup).

5.3.2.1 Determinación Consumo Específico de Calor (HR) y Costo Combustible (CC)

El HR es determinado por la siguiente expresión:

$$HR_i^t = f(P_i)^t \text{ Función de la potencia de la unidad } i \text{ en } t.$$

La función proviene de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento

El Costo de Combustible (cc) se compone dependiendo del tipo de combustible en:

Tipo de Combustible	Formulación	Donde
Líquido	$cc_i = pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i + cfc_i$	pc_i: Precio de planta del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). ctc_i: Costo de transporte del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). $ctmc_i$: Costo de tratamiento mecánico del combustible de la unidad (\$/MMBTU). $ctqc_i$: Costo de tratamiento químico del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). cfc_i: Costo financiero del combustible (\$/MMBTU).

¹⁴Procedimiento_N32: "Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES", COES – SINAC, febrero 2006

Tipo de Combustible	Formulación	Donde
Solido	$cc_i = pfob_i + cts_i + cad_i + cdes_i + li + cfc_i$	$pfob_i$: Precio FOB (en puerto de embarque) del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). cts_i : Costos de seguros y flete marítimo del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). cad_i : Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). $cdes_i$: Costos de descarga y flete terrestre hasta silos del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). li : Impuestos que no generan crédito fiscal del combustible de la unidad i (\$/MMBTU). cfc_i : Costo financiero del combustible (\$/MMBTU).
Gaseoso	El valor de cci será el precio del gas natural puesto en la central correspondiente referido al poder calorífico superior.	

El costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en transferencias de energía.

$$cfc_i = (pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i) \times \left[(1 + i_a)^{\frac{t_{cf}}{360}} - 1 \right]$$

i_a : Tasa de interés efectiva anual (12%)

t_{cf} : Período del costo financiero (15 días)

El precio del gas natural estará representado por un Precio Único, el cual será aplicado a la potencia efectiva de cada central de generación que utiliza gas y estará expresado en US\$/MMBTU.

5.3.2.2 Periodicidad de Declaración y Aplicación Factores de Actualización (FA)

Los generadores tienen la responsabilidad de proveer al COES de las siguientes informaciones según el tipo de combustible:

Combustibles Líquidos¹⁵

- Informaciones relativas a precios, costos y calidad del combustible en cada oportunidad de compra de combustible acompañada de un informe sustentatorio de los valores entregados
- La información presentada tendrá una vigencia de dos meses

En caso de transcurrir el periodo establecido como vigencia y el generador no informa modificaciones al precio de combustible, el COES automáticamente actualizará el precio del combustible aplicando el siguiente procedimiento:

- Se multiplica el precio ex – planta de la última información presentada por el Factor de Actualización (FA)
- El FA se determina con la siguiente formulación:

$$FA = \frac{PPF}{PPI}$$

Donde:

PPF: Precio de planta del combustible, correspondiente al reporte de PETROPERU, en la planta de referencia del lugar de compra. Este precio será el de más próxima publicación vigente disponible a la fecha que se va a actualizar.

PPI: Precio de planta del combustible correspondiente al reporte de PETROPERU, en la planta de referencia del lugar de compra. Este precio será el de más próxima publicación vigente al momento de la última información presentada por la empresa de generación.

Los otros precios asociados (costo de flete, costos de tratamientos químicos y mecánicos) se mantendrán de acuerdo a la última información presentada por el generador termoeléctrico.

En caso de no figurar el precio del tipo de combustible a ser actualizado en la planta de referencia en el reporte de PETROPERU, este precio será calculado tomando en consideración el precio del combustible de características más semejantes a los del combustible por actualizar en la planta de referencia más cercana.

¹⁵Procedimiento_N31-A:“ INFORMACION DE COSTOS DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS”, COES – SINAC, julio 2001

Combustible Carbón¹⁶

- La información relativa a precio, costos y calidad del combustible carbón utilizado en centrales termoeléctricas, en cada compra de combustible acompañada de un informe que sustente los valores entregados.
- La información entregada tendrá una vigencia de cuatro meses.

En caso de transcurrir el periodo establecido como vigencia y el generador no informa modificaciones al precio de combustible, el COES automáticamente actualizará el precio del combustible aplicando el siguiente procedimiento:

- Se multiplica el precio FOB de la última información presentada por el FA
- El FA se determina de la siguiente formulación:

$$FAC = \frac{FOB_1}{FOB_0}$$

Donde:

FAC: Factor de Actualización del Precio FOB del Carbón.

FOB₁: Precio FOB del carbón que figura en la revista “Coal Week International”, de más próxima publicación vigente disponible a la fecha que se desea actualizar. Este precio corresponderá al lugar más cercano de donde se adquirió el carbón y al poder calorífico más cercano al informado inicialmente.

FOB₀: Precio FOB del carbón que figura en la revista “Coal Week International”, de más próxima publicación vigente al momento de la última información presentada por la empresa de generación. Este precio corresponderá al lugar más cercano de donde se adquirió el carbón y al poder calorífico más cercano al informado inicialmente.

El precio final actualizado es el precio FOB actualizado más los otros precios asociados (costos de seguros y flete marítimo, impuestos que no generen crédito fiscal, costos de aduanas, costos de descarga y fletes terrestres hasta silos).

Los precios asociados se mantendrán de acuerdo a la última información presentada por la empresa.

¹⁶Procedimiento_N31-B: “INFORMACION DE PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLES CARBON”, COES – SINAC, feb 2006

Combustibles Gaseosos¹⁷

- Precio Único, el cual será aplicado a la potencia efectiva de cada central de generación que utiliza el gas y deberá desagregarse en costo de suministro, costo de transporte y costo de distribución, según corresponda.
- Copia de contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.
- La información entregada tendrá una vigencia de doce meses (1 año).

El COES actualizará mensualmente el Precio Único del gas natural aplicando la fórmula de reajuste sobre el costo de suministro, de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$PG_1 = FAG \times PG_0$$

Donde:

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural

PG_1 : Precio del gas natural actualizado

PG_0 : Precio Único del gas natural presentado

En caso la fórmula de reajuste no cumpliera con el criterio anterior o la entidad generadora la omitiera, el COES aplicará el siguiente procedimiento de actualización:

- a) Se multiplica el Precio Único del gas natural de la ultima presentación de información por el FAG

$$PG_1 = FAG \times PG_0$$

- b) El FAG se determina con la siguiente formula:

$$FAG = \frac{FO_x}{FO_1}$$

Donde:

FAG: Factor de actualización del Precio Único del gas natural

FO_x : Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del Fuel Oil No 6 US Gulf Cost Waterborne (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en los Platt'sOligram Price Report, determinado por el COES considerando la información disponible al mes anterior a la fecha que desea actualizar

¹⁷Procedimiento_N31-C:“ INFORMACION DE PRECIOS Y CALIDAD DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL”, COES – SINAC, diciembre 2002

FO_1 : Promedio aritmético de los últimos doce (12) meses del precio del Fuel Oil N° 6 US GulfCostWaterbone (1% de Azufre), tomado diariamente de los precios publicados en el Platt's Oilgram Price Report, determinado por la DOCOES considerando la información disponible correspondiente al mes anterior a la fecha más próxima al de la última presentación de información por la Empresa de Generación.

5.3.3 Costo Variable No Combustible (CVNC)

El Costo Variable No Combustible (CVNC)¹⁸ representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación entre arranques); a partir de esta función se deriva el CVNC como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.

El CVNC es determinado con la siguiente expresión:

$$CVNC_i^t = CVON_i^t + CVM_i$$

Donde:

$CVNC_i^t$ Costo variable de operación no combustible de la unidad i en t (S./KWh)

CVM_i Costo variable de mantenimiento de la unidad i (S./KWh)

$CVON_i$ Costo variable de operación no combustible de la unidad i en t (S./KWh)

5.3.3.1 Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)

Es el costo variable relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad. Entre éstos se encuentra el aceite lubricante en las unidades reciprocantes, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogases entre otros.

La función de consumo y los costos de los agregados serán sustentados por el generador y aprobados por el COES.

$$CVONC_i^t = \sum ga_{i,j}^t \times ca_{i,j}$$

¹⁸RESPUESTAS_PROCEDIMIENTO_DP_CVNC

Donde:

$ga_{i,j}^t$: Consumo de la unidad i del agregado j en t (gal/kWh, m3/kWh, lb/kWh).

$ga_{i,j}^t = f_{i,j}(P_i)^t$ Es función de la potencia media de la unidad i en t.

$ca_{i,j}$ Costo del agregado de la unidad i (\$/gal, \$/m3, \$/lb)

La Potencia Media (P_i) se calcula tomando como consideración los números de arranques y paradas, las energías involucradas en los procesos, los tiempos implicados en cada arranque y parada y la energía total entregada al sistema.

5.3.3.2 Costo Variable de Mantenimiento (CVM)

Es la parte de los costos de mantenimiento de una unidad que guardan proporción directa con la producción de la unidad y se obtiene mediante la siguiente formulación:

CVM = Parte variable del Costo de Mantenimiento (\$./KWh).

5.4 Caso Ecuador

5.4.1 Introducción

En el caso de Ecuador, la formación de los precios del mercado de corto plazo resulta de un despacho económico, en el cual no intervienen los sobrecostos operativos originados por congestiones en la red de transmisión, ni tampoco las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. La operación de los embalses tiene lugar en forma centralizada y se emplean en el despacho costos variables auditados para las centrales térmicas. El precio de corto plazo está dado por el costo variable de la más cara de las unidades despachadas¹⁹.

El organismo encargado de regular y planificar el sector eléctrico ecuatoriano esta a cargo del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), mientras que el encargado del despacho es la Centro Nacional de Energía (CENACE).

La metodología empleada en la declaración del Costo Variable es basado en la declaración por separado de dos componentes de costos, uno relacionado directamente con el combustible y el otro correspondiente al flete o transporte del mismo.

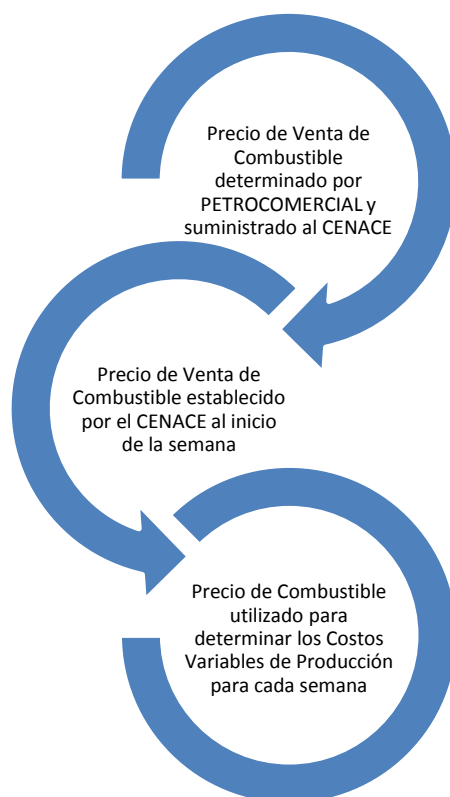
En Ecuador se tiene la particularidad de que a diferencia de otras metodologías de costos, los Costos Variables de las Centrales Térmicas son definidos a través de los precios en que se transan en el mercado nacional, expresados en dólares por galones. Estos precios son calculados e informados a los agentes productores por PETROCOMERCIAL, filiar de PETROECUADOR, quien tiene la facultad de almacenar, transportar y abastecer de combustible al país dentro de un mercado de libre competencia.

La aplicación de auditorios de costos se realiza mediante la verificación de las informaciones de los Costos Variables de Producción declarados por los generadores, con el propósito de llevar un control estricto de las informaciones.

¹⁹“Informe Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución - Año 2011”, Comisión de Integración Energética Regional (CIER), año 2011

5.4.2 Determinación del Precio de Combustible²⁰

El Precio de Combustible se establece de obtiene de la siguiente manera:



Los costos relacionados con el transporte deben ser declarados de forma separada por parte de los generadores térmicos en los Costos Variables de Producción.

5.4.3 Cálculo de los Componentes de Costos Variables de Producción (CVP)²¹

Para el cálculo de los componentes de los CVP se define:

- Generación bruta estimada para un ciclo operativo (GB): La generación total incluyendo servicios auxiliares para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual.

El ciclo operativo, en horas de operación y entre dos mantenimientos mayores, para cada tipo de unidad, será parte de la declaración del Agente, justificando el período y

²⁰“Análisis de Metodologías para la Evaluación de los Costos Variables de Producción de las Unidades Térmicas de Generación en Mercados Competitivos”, Alejandro Jesús Maturano, Noviembre 2007

²¹“Declaración de Costos Variables de Producción”, REGULACION No. CONELEC 003/03, Noviembre 2002

mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o estadística de costos de mantenimiento de cada unidad.

- Unidad de volumen: Para las unidades que consumen combustible líquido es el galón y para el caso de combustible gas es el pie cúbico.
- Potencia efectiva: Es la máxima potencia que puede alcanzar una unidad generadora en régimen de operación continuo, descontando la correspondiente a servicios auxiliares

A continuación los cálculos de las diferentes componentes para obtener el CVP

5.4.3.1 Costos de Combustible (cc)

El generador debe declarar cuatro costos de combustible, para cada uno de los rendimientos que se considerarán, expresados en US\$/kWh, estos costos se determina de la siguiente forma:

$$CC = \frac{\sum_j PC_j \times \%Consumo_j}{RC}$$

Donde:

PC_j Precio promedio de venta del combustible j al generador, sin incluir tasas e Impuestos, en dólares por unidad de volumen.

Para el caso del gas natural, si el Estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio de compra del gas que pague el generador termoeléctrico al suministrador del combustible. El generador termoeléctrico, dentro de la declaración de costos, incluirá las facturas que respalden el precio del gas declarado.

$\%Consumo_j$: Porcentaje consumido de Combustible j respecto del total de los combustibles.

RC : Rendimiento de la unidad tomado de los resultados de las pruebas operacionales para la determinación de las curvas de eficiencia, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible. En este caso el costo total correspondiente a la unidad es la suma de los costos de los combustibles consumidos.

5.4.3.2 Costos de Transporte de Combustible (CTC)

El Costo de Transporte de Combustible para cada uno de los puntos de rendimiento considerado, también debe ser expresado en US\$/kWh, y se calcula de la siguiente forma:

$$CTC = \frac{\sum_j PGT_j \times \%Consumo_j}{RC}$$

Donde:

PGT_j : Precio del transporte por unidad de volumen de cada combustible utilizado (US\$/unidad de volumen)

$\%Consumo_j$: Porcentaje consumido de Combustible j respecto del total.

RC : Rendimiento de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente.

Por lo tanto para el Costo de Combustible, Costo de Transporte de Combustible y por ende el Costo de Energía Eléctrica para Servicios Auxiliares se deberán determinar para los cuatros puntos de rendimientos de la unidad declarados.

5.4.3.3 Costos de Lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO)

Expresados en US\$/kWh y se define con la siguiente formula:

$$CLYO = \frac{\sum(PU_i \times MC_i)}{GB}$$

Donde:

PU_i = Precio unitario del insumo “i” para el mes de la declaración

MC_i = Consumo del insumo “i” durante el ciclo operativo

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

5.4.3.4 Costo del Agua Potable (CAP)

Expresados en US\$/kWh y se define con la siguiente formula:

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB}$$

Donde:

PA = Precio del agua potable (US\$/m³) para el mes de la declaración

CAA = Consumo de agua potable (m³) durante el ciclo operativo

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

5.4.3.5 Costo de Energía Eléctrica para Servicios Auxiliares (CEE)

Expresados en US\$/kWh y se define con la siguiente formula:

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{1 - \frac{CAX}{GB}} \times \frac{CAX}{GB}$$

Donde:

CC = Combustible

CTC = Transporte de Combustible

$CLYO$ = Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.

CAP = Agua Potable

CEE = Energía eléctrica para servicios auxiliares

CM = Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideren el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.

$CVIAM$ = Costos variables de Operación y Mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

CAX = Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, durante el ciclo operativo, en kWh

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

Este costo se determina para cuatro valores de rendimiento, es decir para cuatro puntos de la curva de eficiencia, incluidos el de potencia efectiva y el de potencia mínima. Esto se debe a que en este costo intervienen las componentes del costo de combustible, el cual se calcula para los cuatros valores de rendimientos ya mencionados.

5.4.3.6 Costo Variable No Combustible

Con la obtención de los resultados de CLYO, CAP y CEE, se calcula el CVNC con la siguiente formula:

$$CVNC = CLYO + CAP + CEE$$

5.4.3.7 Costo Variable de Mantenimiento (CM)

La fórmula para el cálculo del Costo de Mantenimiento en US\$/ kWh es la siguiente:

$$CM = \frac{(RPTM + OIM + MOAM)}{GB}$$

Donde:

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo

MOAM = Valor de la mano de obra adicional a se contratada para los mantenimientos programados.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh)

5.4.3.8 Costo Variables de Operación y Mantenimiento de los Equipos e Instalaciones Usados para el Control y Mitigación de Impacto Ambiental (CVIAM)

Son los Costos Variables de Operación y Mantenimiento de los equipos e instalaciones destinadas al control y mitigación del impacto ambiental, durante el ciclo operativo, en US\$/kWh.

Por lo tanto el Costo Variable de Mantenimiento es:

$$CVM = CM + CVIAM$$

5.4.4 Cálculos del Costo Variable de Producción

Con los diferentes resultados de los componentes, se procede a realizar el cálculo del CVP de las centrales térmicas de la siguiente manera:

$$CVP = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE$$

El equivalente de esta formula de CVP se puede expresar respecto al CVNC y CVM

$$CVP = CC + CTC + CVNC + CVM$$

5.4.5 Proceso de Auditoria de Costos Variables de Producción

El CENACE realiza la verificación de las informaciones de CVP declarados por los generadores térmicos y mantiene informado sobre los resultados al CONELEC.

El CONELEC tiene la facultad de realizar auditorias de los valores declarados en cualquier momento o en caso de que sea solicitado, de manera justificada, por un agente del MEM.

No se someterán a procesos de auditoria aquellas unidades que se encuentren indisponibles para operar. No obstante, de manera previa a su declaración de disponibilidad, el generador deberá efectuar la correspondiente declaración de CVP.

5.4.6 Periodos Declaración de Costos

El generador debe declarar sus Costos Variables de Producción de sus unidades de forma mensual para ser considerados en el mes siguiente por el CENACE, incluyendo la base de cálculo de cada uno de sus componentes.

En caso de que el generador no declare su CVP en el periodo establecido, el CENACE efectuará las siguientes acciones correctivas:

- a) La primera y segunda vez que el generador no declare, el organismo encargado del despacho tomará el promedio de los valores declarados en los seis últimos meses. El promedio se efectuará para cada uno de los componentes del costo variable de producción. Los costos de combustible (CC), transporte de combustible (CTC) y energía eléctrica para servicios auxiliares (CEE), se calcularán con el promedio de los rendimientos declarados durante el período en cuestión.
- b) Cuando por tres meses consecutivos el generador no declare, el organismo encargado del despacho efectuará la Auditoria Técnica correspondiente, para determinar los Costos Variables de Producción. Los costos de la auditoria serán cubiertos por el generador propietario.

5.5 Caso Chile

5.5.1 Introducción

El costo variable de operación de las unidades generadoras en el Sistema Interconectado de Norte Grande (SING) es definido como el costo que incurre una unidad generadora en producir una unidad de energía, el cual excluye cualquier tipo de costo fijo de operación y mantenimiento asociado a la misma unidad generadora.

Este costo es determinado por la Dirección de Operación (DO) con el propósito de ser utilizado en la elaboración de la Programación de Corto Plazo, la operación real en el Centro de Despacho y Control, y en la valorización de las transferencias de energía y potencia del SING.

El costo variable será calculado por la DO utilizando la información de mediciones de consumo específico neto (CEN), costo de combustible (CC) y el costo variable no combustible (CVNC), que deben ser informados por los generadores en los plazos establecidos por el DO.

En este sentido, presentamos el desglose de cada uno de estos componentes utilizados para obtener el costo variable de operación conforme a su declaración, validación y actualización establecidas en el Procedimiento DO para la determinación del Costo Variable.

5.5.2 Consumo Específico de las Unidades Generadoras²²

El CEN de una unidad generadora - considerado para calcular el costo variable de la misma unidad generadora - estará representado por una función matemática dependiente de la potencia neta de la unidad generadora. Dicha función matemática, será determinada por la DO, basándose en los valores de CEN vigentes, que hayan sido informados por las empresas generadoras para los distintos niveles de operación de sus unidades generadoras, como resultado de las pruebas de rendimiento, según forma y plazos que establezca el Procedimiento DO correspondiente.

5.5.2.1 Programación y realización de las Pruebas de CEN

La DO informará anualmente, durante el mes de noviembre, un programa de pruebas de CEN a realizar durante el siguiente año calendario.

El programa incluirá las unidades generadoras que al 30 de noviembre del año en curso, se encuentren en cualquiera de las siguientes situaciones:

- a) Unidades generadoras que hayan cumplido 10 años, desde la última prueba de CEN.
- b) Unidades generadoras que realicen un mantenimiento preventivo mayor, que involucre detención de la unidad para destape del turbogenerador y re-emplazo de partes críticas.

²²“INFORMACION DE CONSUMO ESPECIFICO PROCEDIMIENTO DO”, Dirección de Operaciones, CDEC-SING P035/2010, mayo 2011

c) A solicitud de la Empresa Generadora que requiera de una prueba de CEN para alguna de sus unidades generadoras.

d) Cambio de combustible o incorporación de un combustible adicional para la generación de electricidad de una unidad generadora.

e) A solicitud de la DO, en aquellos casos donde se observen desviaciones del consumo de combustible teórico calculado por la DO, respecto del consumo real, de acuerdo al control de combustibles que registra la DO. El cálculo teórico se basará en el CEN informado para la unidad y la energía generada para en el período de análisis.

Para el caso de centrales que se incorporen al SING, podrán realizar la prueba de CEN después de haber iniciado la operación comercial, para lo cual tendrán un plazo de 6 meses contados desde la fecha de inicio de operación comercial. En tanto no se realice la prueba de CEN, se deberá informar el CEN de acuerdo a los antecedentes y cálculos proporcionados por el fabricante.

Los valores de CEN, resultantes de las pruebas de rendimiento, se utilizarán expresados como el cociente entre la entrada de combustible por hora (en Kcal/h) y la potencia de salida (expresada en kW) como se muestra:

$$CEN = \frac{\text{Consumo total de calor (kcal)}}{\text{Energía neta de salida (kWh)}}$$

Donde:

a) Consumo total de calor: corresponde al consumo total de combustible de la unidad generadora para producir la energía bruta de salida medida en bornes de la unidad generadora, expresado en kcal, considerando el poder calorífico base para el tipo de combustible respectivo.

Para cada unidad generadora, el poder calorífico (PC) se referirá a los siguientes valores base:

Unidad Generadora	Valor	Unidad
Gas	9300	Kcal/m3
Carbón, carbón/petcoke	6000	Kcal/kg
Petróleo residual o pesado	10500	Kcal/kg
Petróleo diesel	11000	Kcal/kg

Para el cálculo del CEN, el Poder Calorífico Superior (PCS)²³ del combustible a utilizar será el obtenido con el equipamiento que se disponga en las instalaciones en caso que exista, o por

²³ "El PCS es la cantidad total de calor desprendido en el proceso de combustión completo de una unidad de combustible, el cual incluye el calor latente utilizado en la condensación del vapor de agua originado en la combustión", Dirección de Operaciones, CDEC-SING P035/2010, mayo 2011

documento emitido por una empresa que certifique dicho valor a partir de muestras de combustible tomadas con esta finalidad.

b) Energía neta de salida: corresponderá a la energía medida aguas arriba del transformador elevador en la barra de inyección de la subestación respectiva, la cual corresponde a la diferencia entre la energía bruta, medida en bornes de la unidad generadora, y la energía consumida para el funcionamiento de la misma unidad generadora. Este último consumo, refleja las pérdidas eléctricas del generador, pérdidas eléctricas del transformador elevador, y en los casos que corresponda, el suministro de energía a los servicios auxiliares, en adelante SSAA.

De esta manera, los coeficientes del polinomio resultante, determinarán la curva de CEN de cada unidad generadora, que será utilizado para determinar la curva de costo variable de la misma unidad generadora.

5.5.3 Costos de Combustibles²⁴

Las Empresas Generadoras deberán informar a la Dirección de Operación los costos de los combustibles que utilizarán sus unidades generadoras, conforme a los plazos y formas que se establecen en el Procedimiento DO. Los costos informados, así como la disponibilidad de cada combustible, deberán estar respaldados mediante documentos que permitan validar los valores informados.

5.5.3.1 Costos de Combustibles Sólidos

El costo de los combustibles sólidos se entenderá compuesto, entre otros y según corresponda, por los valores de los ítems indicados en el cuadro siguiente:

1. Costo FOB
2. Flete Marítimo
3. Seguro
4. Costo CIF
5. Derechos de Aduana
6. Agentes de Aduana
7. Descarga Muelle
8. Manejo en Cancha
9. Muestreo y Análisis
10. Flete Terrestre
11. Mermas asociadas a transporte y descarga
12. Gastos financieros asociados a transporte y descarga
13. Costo en Cancha (suma de los ítems 4+5+6+7+8+9+10+11+12)

²⁴“COSTOS DE COMBUSTIBLES DE LAS CENTRALES GENERADORAS DEL SING PROCEDIMIENTO DO”, Dirección de Operaciones, CDEC-SING B-0017/2010, junio 2011

El costo final informado se deberá calcular como el promedio ponderado de los costos en cancha considerando los montos comprometidos y suministrados por los distintos proveedores, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CF = \frac{\sum(C_i \cdot Q_{cc_i}) + \sum(C_j \cdot Q_{cc_j})}{\sum(Q_{cc_i} + Q_{cc_j})}$$

Donde:

CF = Costo Final correspondiente al valor promedio ponderado de los costos en cancha

C_i = Costo en cancha de la partida o embarque i, cuya compra se recepcionó dentro de los treinta días anteriores a la fecha que el cálculo se está informando.

C_j = Costo en cancha de la partida o embarque j, cuya compra y/o recepción se encuentra comprometida en los sesenta días a la fecha en que el cálculo se está informando.

Q_{cc_i} = Cantidad equivalente correspondiente a la partida o embarque i, cuya compra fue recepcionada dentro de los treinta días anteriores a la fecha en que el cálculo se está informado.

Q_{cc_j} = Cantidad equivalente correspondiente a la partida o embarque j cuya recepción se encuentra comprometida, ya sea como contrato u opción de compra, en los sesenta días siguientes a la fecha en que el cálculo se está informado.

Los valores de cada uno de los ítemes considerados deberán corresponder a costos especificados en contratos o facturas de compraventa o de servicios, según corresponda.

En caso que QCC i y QCC j sean nulos, es decir, no existan contratos u opciones vigentes, la Empresa Generadora deberá actualizar al menos los costos FOB de sus últimas compras de combustible sólido sobre la base de la última información publicada en la revista International Coal Report para combustibles similares a las últimas compras hechas por la Empresa Generadora, en cuanto a su origen y características técnicas o, en su defecto, sobre la base de cotizaciones de proveedores. Para los ítemes 2 al 13, en caso de existir cambios respecto de los valores informados en la última actualización vigente, se deberá adjuntar la información que justifique dichos cambios.

En caso de costo de la mezcla de combustibles solidos corresponderá a la suma ponderada del costo de cada combustible solido de la mezcla por el volumen correspondiente.

5.5.3.2 Costos de Combustibles Líquidos

Para el costo de los combustibles líquidos se utilizará el valor de la última factura o cotización vigente del proveedor, puesto en estanques de almacenamiento de la central, el cual corresponderá al costo informado por el proveedor del combustible a la Empresa Generadora.

Para acreditar tal información, se deberá adjuntar copia del documento emitido por el proveedor, el cual deberá indicar, al menos, el costo neto final y la cantidad puesta en los estanques de almacenamiento de la central, la identificación de la empresa y la firma del responsable autorizado por la empresa proveedora para emitir dichos documentos.

5.5.3.3 Costos Gas Natural

El costo del combustible gas natural se determinará puesto en cada central y se entenderá compuesto, entre otros y según corresponda, por los costos variables de los ítems definidos a continuación:

	Ítem	Descripción
a	Costo FOB	Costo del gas en la frontera aduanera del país que exporta el combustible, incluyendo todos los costos de transporte hasta esta frontera o costos de compresión si corresponde
b	Gas combustible y Pérdida	Gas utilizado como combustible en las plantas compresoras, incluyendo las pérdidas de gas que se presentan en el gaseoducto
c	Cargo por transporte hasta la frontera	Costos variables adicionales, según lo informado por la Empresa Generadora conforme a lo estipulado en su contrato vigente
d	Seguro	Valor informado por la Empresa Generadora
e	Costo CIF	Costo del gas natural que incluye seguro y transporte hasta frontera
f	Gas combustible y Pérdidas	Gas utilizado como combustible en las plantas compresoras, incluyendo las pérdidas de gas que se presentan en el gaseoducto
g	Derechos de Internación	Impuestos de importación
h	Agentes de Aduana	El valor convenido por la Empresa Generadora. Los valores fluctúan normalmente entre 0.06% y 0.10% del valor CIF
i	Cargo por transporte en Chile	Costos Variables adicionales, según lo informado por la Empresa Generadora conforme a lo estipulado en su contrato vigente
j	Impuestos sustitutivos	Impuesto equivalente al impuesto de Timbres y estampillas aplicado a operaciones de crédito de dinero. Conforme al Artículo No 3 del DL No 3475

	Ítem	Descripción
k	Comisión Bancaria	Corresponde a la comisión que cubre el banco a la Empresa Generadora por la transferencia de fondos en dólares al proveedor de gas y al transportista de gas en territorio argentino, en pago de sus facturas.
l	Costo de Compresión o descompresión de Gas según sea el caso	Costo variable de compresión o descompresión en la central o City Gate de Distribución.
j	Costo Total	Sumatoria: (e) + (f) + (g) + (h) + (i) + (j) + (k) + (l)

El costo total estará representado por los ítems (c) e (i) y del mismo modo, los ítems (b) y (f).

El costo final informado se deberá calcular como el promedio ponderado de los costos totales, considerando los montos comprometidos y suministrados por los distintos proveedores, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CF = \frac{\sum(C_i \cdot Q_{CC_i})}{\sum(Q_{CC_i})}$$

Donde:

CF = Costo Final correspondiente al valor promedio ponderado de los Costos Totales (literal j del cuadro)

C_i = Costo Total equivalente correspondiente al suministro i, cuya inyección o embarque se prevé recepcionar durante los treinta días siguientes a la fecha en que el cálculo se está informando.

Q_{CC_i} = Cantidad equivalente correspondiente a la partida o embarque i, cuya compra fue recepcionada dentro de los treinta días anteriores a la fecha en que el cálculo se está informado.

Los valores de cada uno de los ítems considerados deberán corresponder a costos especificados en contratos o facturas de compraventa o de servicios, de los embarques o inyección de gas natural prevista, según corresponda.

Para el caso de compra local de gas natural, puesto en el gasoducto o estanques de almacenamiento de la central, según corresponda, los costos de combustibles podrán ser acreditados adjuntando copia del documento emitido por el proveedor, especificando, al menos, el costo neto y la cantidad puesta en la central, la identificación de la empresa y la firma del responsable autorizado por la empresa proveedora para emitir dichos documentos.

5.5.4 Actualización periódica de la Información

Para los combustibles sólidos el costo se deberá actualizar periódicamente cada dos meses, para el combustible líquido se deberán actualizar a más tardar las 13:00 horas de cualquier día hábil de la semana en curso y para el gas natural se deberá actualizar periódicamente cada mes.

5.5.5 Validación de la Información

Esta validación consistirá en verificar que toda la información enviada en el informe justificativo se ajusta a las normas establecidas en el Procedimiento y que ésta garantiza que el costo informado se acoge a los respectivos contratos de suministro y transporte de combustible suscritos por la Empresa Generadora que informa el nuevo costo.

5.5.6 Costo Variable No Combustible²⁵

Los CVNC son aquellos costos variables que dependen del nivel de producción, pero que no están asociados al combustible. Estos costos variables serán considerados como una componente lineal de los costos variables de producción de las unidades generadoras.

La dependencia del CVNC respecto del nivel de producción, se deberá reflejar a través de estimaciones de generación de energía y horas equivalentes de operación, según corresponda, que se prevean para la unidad generadora respectiva, para todo el horizonte de evaluación.

Se entenderá por hora equivalente de operación, en adelante HEO, al valor que resulta de incrementar las horas efectivas de operación de una turbina de combustión, a través de factores que permiten reconocer el deterioro que se produce en la turbina, por efectos de las partidas y salidas intempestivas.

El CVNC será informado por la Empresa Generadora a la DO, el cual estará compuesto por costos atribuibles a:

- a) Mantenimiento Preventivo Mayor de las unidades generadoras.
- b) Energía eléctrica para servicios auxiliares sólo en los casos en que, para condiciones normales de operación, la energía para los SSAA sea suministrada desde una fuente ubicada aguas abajo del punto de medición de la potencia neta.
- c) Insumos tales como agua desmineralizada, aceites, filtros de aire y combustible, lubricantes, entre otros.

²⁵“INFORMACION DE COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLE PROCEDIMIENTO DO”, Dirección de Operaciones, CDEC-SING P-033/2010, mayo 2011

d) Monitoreo Ambiental, tales como monitoreo de emisiones o residuos líquidos relacionados con la generación de la unidad.

e) Eliminación de Cenizas y Escorias.

5.5.6.1 Información y Actualización periódica del CVNC

La Empresa Generadora cuyas unidades generadoras se incorporen al SING, deberán informar a la DO, en forma previa al inicio de su operación comercial y coordinación por parte del CDEC-SING, el CVNC de su unidad.

La Empresa Generadora, cuyas unidades generadoras se encuentren en operación comercial y coordinadas por el CDEC-SING, podrán actualizar los CVNC de sus unidades generadoras una vez por año calendario.

En ambos casos, las Empresas Generadoras que desee informar o actualizar la información de los CVNC de sus unidades generadoras, deberán adjuntar un Informe de CVNC en la forma y contenidos que se establecen en el presente Procedimiento.

5.5.7 Costo Variable de Operación

El costo variable de operación de una unidad generadora del SING, en adelante costo variable, al costo que incurre una unidad generadora en producir una unidad de energía, el cual excluye cualquier tipo de costo fijo de operación y mantenimiento asociado a la misma unidad generadora.

El costo variable será calculado por la Dirección de Operaciones (DO) utilizando la información de mediciones de consumos específico neto, costos de combustible y costo variable no combustible, que deben informar a la DO las empresas generadoras, según plazos y formas que establezcan los respectivos Procedimientos DO.

5.5.7.1 Composición del Costo Variable

El costo variable de cada unidad generadora, será calculado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CV_i = CEN_i \cdot CC_{ij} + CVNC_i$$

Donde:

- a) CV_i , corresponde al costo variable de la unidad generadora i , referido a su barra de inyección de energía neta al SING, expresado en US\$/MWh o CLP/MWh²⁶, según lo requiera la DO.
- b) CEN_i , corresponde al consumo específico neto de la unidad generadora i , expresado en ton/MWh o m³/MWh, según corresponda, el cual será determinado por el DO, como una curva de CEN en función de la potencia.
- c) CC_{ij} , corresponde al costo de combustible que utiliza la unidad i , de la central j , expresado en US\$/ton, US\$/m³, CLP/ton o CLP/m³ según corresponda.

Los costos de combustible a considerar para determinar el costo variable, serán aquellos que se encuentren vigentes, según lo establezca el Procedimiento DO, bajo el cual las empresas generadoras deben informar a la DO los costos de combustibles que utilizan sus unidades generadoras.

- d) $CVNC_i$, Costo Variable No Combustible expresado en US\$/MWh o CLP/MWh, según lo requiera la DO

El CVNC será aquel que se encuentre vigente a la fecha, conforme lo establezca en respectivo Procedimiento DO.

5.5.7.2 Vigencia del Costo Variable

Los costos variables que determine el DO tendrán la misma vigencia y serán publicados en los mismos plazos que la PCP (Periodo de 24 horas desde las 00:00 hasta las 24:00 horas)

De esta manera, los costos variables tendrán una vigencia diaria. Para este efecto, cada día hábil la DO calculará los costos variables para el día siguiente.

5.5.8 Control de Inventario

Dentro de los primeros 5 días hábiles de cada mes, las Empresas Generadoras deberán informar a la DO, los consumos reales y la variación de inventarios de los distintos tipos de combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica en sus centrales térmicas, ocurrida durante el mes anterior, de acuerdo al formato que la DO especifique para tal efecto.

Sobre la base de esta información, a más tardar el día 15 de cada mes, la DO enviará a las Empresas Integrantes del CDEC-SING y publicará en el sitio web del CDEC-SING, un “Informe Mensual de Control de Inventarios”

²⁶CLP, siglas en ingles Chilean Peso o pesos chilenos

5.6 Caso Panamá

5.6.1 Introducción

En Panamá el Mercado de Corto Plazo o Spot²⁷ es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación.

El Costo Variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;
- c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes.

Estos Costos Variables son auditados por el CND en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

Estas auditorias son realizadas al menos una vez al año o en los casos en que se amerite conforme a inconsistencia en los valores declarados que requieran de su verificación.

El Costo Marginal del Sistema (CMS) corresponde al Costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema.

En la presentación de la metodología se hace referencia a algunas de las cuentas contables establecidas en el Sistema de Clasificación Uniforme de Cuentas para Empresas Eléctricas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos – 1971, basado en el “UniformSystem of Accounts de la Federal EnergyRegulatoryComission”, a fin de definir los rubros que se deberán utilizar para la determinación de cada costo variable.

De forma esquemática el Costo Variable se expresa como sigue:

²⁷“Informe Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución - Año 2011”, Comisión de Integración Energética Regional (CIER), año 2011

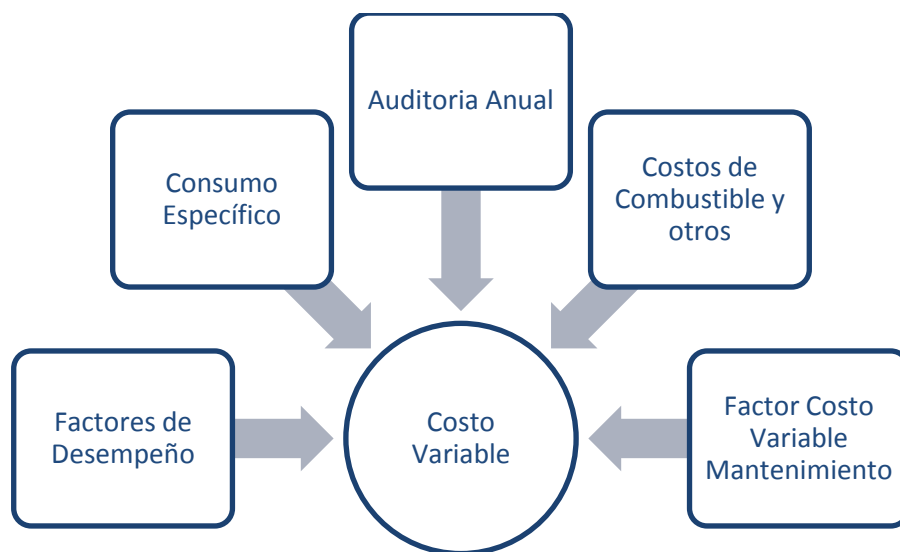


Figura 9 Esquema declaración Costos Variable en Panamá

A continuación se presentan los detalles de cada uno de estos componentes necesarios para obtener el Costo Variable desde la forma en que deben ser declarados por los generadores al CND como también su validación tomando como referencia las cuentas contables establecidas.

5.6.2 Consumo Específico de la Unidad Generadora²⁸

Todos los Generadores Térmicos desarrollan las curvas de consumo específico donde se grafique el consumo total de combustible versus la potencia neta entregada (MW) por cada unidad, medida lo más cerca posible al punto de entrega de la energía y/o potencia que permita diferenciar una unidad de otra.

Estas curvas de consumo específico estarán basadas en la información de diseño de la unidad, o en data de una unidad comparable, modificada por resultados de pruebas que se hayan hecho a la unidad y serán utilizadas como base para definir el consumo incremental y el factor de desempeño.

Estas curvas de consumo incremental, definidas como la primera derivada de la curva de consumo específico, se determinarán mediante métodos matemáticos o gráficos establecidos de común acuerdo con el CND.

²⁸“Metodología para la Definición de Costos Variables y Costo de Arranque”, Sesión Ord. No. 196, marzo año 2009

5.6.2.1 Declaración del Consumo Específico por tipo de unidad

Tipo de Unidad	Declaración del Consumo Específico
Vapor	Deberán incluir puntos de carga máximo y mínimo, y por lo menos dos puntos de carga intermedia
Combustión Interna, Turbina de gas y Ciclo Combinado	Deberá incluir puntos de carga mínimo, carga base y generación máxima de emergencia

5.6.3 Factor de Desempeño

Es un multiplicador utilizado para actualizar el Consumo Específico y representa la relación estimada en un periodo particular de tiempo entre el consumo de combustible actual o real con respecto al teórico o estándar.

El consumo de combustible actual puede diferir del teórico debido a factores como el envejecimiento o modificación de la unidad, cambios en las propiedades del combustible o en variaciones en el medio ambiente.

Este Factor de Desempeño es calculado en base al consumo total de combustible o a través de pruebas en puntos específicos de carga.

Para los diferentes tipos de unidades este Factor se actualiza como sigue:

Tipo de Unidad	Actualización del Factor de Desempeño
Vapor	Cada año
Combustión Interna, Turbina de gas y Ciclo Combinado	Cada año, o en el año en que lleguen a 1,000 horas acumuladas de operación desde la última actualización

En cualquiera de los dos casos anteriores, no pueden exceder los cinco años.

En caso de que el generador declare al CND un cambio en el rendimiento en una o en todas sus unidades, el mismo deberá ser sustentado, por lo menos con el correspondiente cálculo del factor de desempeño.

5.6.4 Costo de Combustible y Otros

El costo de combustibles y otros se define como el costo de adquisición del Combustible más los costos asociados al transporte, manejo y tratamiento del mismo, expresado en valores unitarios, excluyendo el combustible utilizado en el arranque de la(s) unidad(es).

5.6.4.1 Declaración del Costo de Combustible

Los generadores tienen la responsabilidad de ejecutar los siguientes pasos:

- Establecer su propio método de calcular el precio del combustible (correspondiente al costo inventariado o al costo de re-emplazo o al combinado de ambos métodos) de tal forma que refleje cómo el combustible es realmente comprado o programa para comprar.
- Documentar su método de calcular el precio de combustible consumido y someterlo para su aprobación por parte del CND. Esta documentación contendrá ejemplos de cálculos, así como la fuente de la información que sustente sus cálculos.
- Los costos asociados al combustible contendrán los precios de transporte, fletes, seguros, aditivos, etc.

La definición de estos costos asociados al tipo de central de la siguiente manera:

- Plantas de Vapor: El monto en la Cuenta asociada a “Combustibles” (Cuenta 501) menos los gastos de combustibles de la Cuenta “Inventario de Aceite Combustible” (Cuenta 151) que fueron cargados a la Cuenta asociada a “Combustibles” (Cuenta 501).
- Plantas de Turbina de Gas y Unidades Diesel: El monto en la Cuenta “Combustibles” (Cuenta 547) menos los gastos de combustible de la Cuenta “Inventario de Aceite Combustible” (Cuenta 151) que fueron cargados a la Cuenta “Combustibles” (Cuenta 547) todo dividido por la cantidad del combustible que fue transferido de la Cuenta “Inventario de Aceite Combustible” (Cuenta 151) a la Cuenta “Combustibles” (Cuenta 547).

Cada Generador deberá someter semanalmente al organismo encargado del despacho, debidamente documentando, el Costo de Combustible. Si a criterio del Generador existiese una variación importante en el Costo de Combustible. Solamente se podrá hacer entrega de este costo de combustible en un día específico de la semana, el cual corresponderá al indicado en la Metodología de Programación Semanal.

5.6.5 Factores de Costo Variable de Mantenimiento

Corresponde al costo marginal, o incremental, de mantenimiento que conlleva una mayor producción de la unidad generadora, y está representado como el costo de mantenimiento por unidad de combustible o kWh generado, a criterio del Generador y que no podrá ser modificado en un período de seis (6) meses.

Para la definición de estos Factores de Costos Variables de Mantenimiento se utilizan las siguientes cuentas:

- Para Plantas de Vapor: El monto en la Cuenta “Mantenimiento de Calderas y Accesorios” (Cuenta 512) y la Cuenta “Mantenimiento de Equipo Eléctrico” (Cuenta 513), menos los costos incluidos en estas cuentas que la Generadora considere están relacionados a costos de arranque, todo dividido por el combustible consumido o kWh generado, según sea el caso.
- Para Turbinas y Unidades Diesel: El monto en la Cuenta “Mantenimiento de Equipo Eléctrico” (Cuenta 553), menos los costos incluidos en esta cuenta que la Generadora considere están relacionados a costos de arranque, dividido por el combustible consumido o KWh generado, según sea el caso.

Para efectos de definir precios, el CND realiza una auditoria contable de los Costos Variables de Mantenimiento, que solo puede ser cambiado con una periodicidad establecida.

5.7 Resumen Metodologías cálculo del Costo Variable de Producción de Países Referenciados

En este capitulo presentamos un cuadro resumen de las diferentes metodologías de cálculo y seguimiento de los parámetros utilizados en los CVP en los países utilizados como referencia en esta tesis para fines de aglomerar todas las informaciones necesarias para el análisis de las mejores prácticas a utilizar en el Caso Dominicano.

País	Metodología de cálculo del Costo Variable de Producción (CVP)						
	Calculo de parámetros considerados y verificaciónEl CVP se obtiene de la sumatoria=CVC+CVNC+CVM						
	Precio combustible	Rendimiento	ConsumoEs pecífico	CVC	CVNC	CVM	Auditoria
Argentina	Usa precios de referencia (combustible y fletes). Se define precios estacionales y mensuales.		Valor declarado por el agente reconocido por el organismo encargado del despacho.	Valor determinado o en función de: Precio. Poder calorífico. Consumo específico.	Estructura de costos informado por los generadores y analizados estadísticamente por el encargado del despacho.	Estructura de costos informado por los generadores y analizados estadísticamente por el encargado del despacho.	El Encargado del despacho en caso que se presenten apartamiento en algún valor declarado procede analiza los mismo realizando estudios de evolución histórica de los valores declarado y una comparación con unidades generadoras de características similares ubicadas en zonas geográficas
	Cálculo basado en Mercado Internacional.				Valores máximo reconocidos Es determinado o con el precio de referencia	Valor de CVNC son expresado por tipo de maquina instalada(TV, TG, CC, NC)	
	Se consideran puntos geográficos de referencia.			Encargado del despacho	Encargado del despacho con		
	Precio reconocido estará dado por el mínimo entre						

País	Metodología de cálculo del Costo Variable de Producción (CVP)						
	Calculo de parámetros considerados y verificaciónEl CVP se obtiene de la sumatoria=CVC+CVNC+CVM						
	Precio combustible	Rendimiento	ConsumoEs pecífico	CVC	CVNC	CVM	Auditoría
	precio declaro y precio de referencia definido.			incrementa do un 15%, consumo bruto de la maquina al mínimo técnico y el poder calorífico LHV	con la información obtenida calcula valor CVNC en \$/MW. Es necesario calcular previamente energía prevista para un ciclo de mantenimiento mayor. Se fija valor máximo	la información obtenida calcula valor CVM en \$/MW. Es necesario calcular previamente energía prevista para un ciclo de mantenimiento mayor. Se fija valor máximo	equivalentes.
Ecuador	Los precio son determinado por el mercado nacional y el Costo de transporte es declarado separado por cada generador.	Valor declarado mensual Se declaran rendimiento para cuatro valores de la curva de eficiencia		El generador declara cuatro costo para cada rendimiento considerado Se determina en función del precio promedio de venta del combustible %consumo de combustible Rendimient o.	Se determina en base a la suma de los costo de tres componente s lubricantes, agua potable, energía para servicios auxiliares	Este valor se determina en base a los costocorrespo ndiente a los repuestos, mano de obra y otros insumos para los mantenimiento programado durante ciclo operativo expresados en US\$/kWh	El organismo encardo verifica la información declarada de CVP y mantiene informado a un ente nacional.
	Los precios son suministrados por el ente nacional al encargado del despacho para determinar los	Se realizan Pruebas de eficiencias.		Cada generador es responsabl e de establecer el método	Se define, generación bruta estimada, potencia efectiva y ciclo	Se define, generación bruta estimada, potencia efectiva y ciclo operativo para	Las auditorias a los valores declarados se pueden realizar en cualquier momento que solicite el ente

País	Metodología de cálculo del Costo Variable de Producción (CVP)						
	Calculo de parámetros considerados y verificaciónEl CVP se obtiene de la sumatoria=CVC+CVNC+CVM						
	Precio combustible	Rendimiento	ConsumoEs pecífico	CVC	CVNC	CVM	Auditoría
Panamá	CVP de cada semana.			de calculo y someterlo para su aprobación por parte de la CND	operativo para expresar los costos en US\$/kWh	expresar los costos en US\$/kWh	encargado u otro agente.
	Los agentes tienen la libertad de elegir el método de cálculo, limitado al costo inventario, o al costo de re-emplazo. El encargado del despacho recibe y aprueba información declarada				Se define, generación bruta estimada, potencia efectiva y ciclo operativo para expresar los costos en u\$/kWh Estos valores son declarados y respaldado por documentaci ón pertinente.	Estos valores son declarados y respaldado por documentació n pertinente.	El organismo encargado del despacho realiza auditorias a los valores declarado al menos una vez al año, o cuando se observen inconsistencia
Perú	Está determinado por el tipo de combustible: Líquido, Solido y Gaseoso. En el caso de los combustibles líquidos, su precio corresponde al precio del mercado nacional de combustible calculado por PETROPERU utilizando una metodología		Esta determinado en función de la potencia de la unidad y cuya función proviene de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento	Se obtiene del producto entre el Consumo Específico y el Precio o Costo del Combustible	Es determinado en función de costo total de las unidades termoeléctric as (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación	Guardan proporción directa con la producción de la unidad	En caso de transcurrir el tiempo establecido o el generador no informe modificaciones al precio de combustible, el COES actualizará este precio aplicando un Factor de Actualización dependiendo del tipo de combustible.

País	Metodología de cálculo del Costo Variable de Producción (CVP)						
	Calculo de parámetros considerados y verificaciónEl CVP se obtiene de la sumatoria=CVC+CVNC+CVM						
	Precio combustible	Rendimiento	ConsumoEs pecífico	CVC	CVNC	CVM	Auditoría
	que refleja el precio internacional del petróleo llamado "Precios de Paridad" En cada cálculo del Precio por tipo de combustible se adicionan las componentes de transporte, flete, financieros y otros. Precio declarado acompañado de un informe sustentatorio Periodo Establecido de vigencia : Liquido, dos meses Solido, cuatro meses Gas, doce meses				entre arranques)		
Chile	Declaración de Precio se realiza por tipo de combustible (Líquidos, sólidos y gas natural) Los costos totales de combustibles sólidos y de		Determinado por la Dirección de Operaciones basándose en los valores de CEN vigentes, que hayan sido informados por los		Depende del nivel de producción y se deberá reflejar a través de estimaciones de generación de energía y horas equivalentes		Los costos variables no son auditados por el Ente Regulador, pero son verificados y contrastados por cada DO

País	Metodología de cálculo del Costo Variable de Producción (CVP)						
	Calculo de parámetros considerados y verificaciónEl CVP se obtiene de la sumatoria=CVC+CVNC+CVM						
	Precio combustible	Rendimiento	ConsumoEs pecífico	CVC	CVNC	CVM	Auditoría
	gas natural están compuestos por su costo más los costos de transporte, seguro, CIF, comisión cambiaria, entre otros y calculado como el promedio ponderado de los costos totales. Para el costo de combustibles líquidos se utilizara el valor de la última factura o cotización vigente del proveedor Actualización de la información: Combustibles sólidos, cada dos meses Combustibles líquidos, una vez a la semana Combustible gas natural, cadames		generadores para distintos niveles de operación, como resultado de las pruebas de rendimiento.		de operación Su declaración se realiza una vez al año		

5.8 Análisis Cualitativo de las diferentes metodologías de cálculo del Costo Variable de Producción de Países Referenciados

En este capítulo se hace un análisis cualitativo de las metodologías empleadas por Argentina, Ecuador, Panamá, Perú y Chile para la declaración, verificación y cálculo del Costo Variable de Producción en las centrales térmicas en este tipo de mercado.

Argentina	• Valores Referenciales ○ El Operador del Sistema calcula los valores referenciales de combustible, los cuales se pueden determinar en función de un mercado internacional, nacional o local. ○ El precio del flete depende de la ubicación geográfica, del combustible involucrado, del origen del mismo y el tipo de transporte a utilizar. ○ Por último se determina el Precio de Referencia del Combustible en la Central como el precio de referencia combustible en el punto de referencia más el costo de transporte hasta la central, dado por el precio de referencia de flete. • Valores Máximos Reconocidos ○ El Operador del Sistema determina el Valor Máximo Reconocido, correspondiente a los valores calculados en función de su Valor de Referencia. ○ Por tanto, se tendrán Valores Máximos Reconocidos del precio de combustible, del precio de flete, CVNC y de los costos variables de producción. ○ En el caso de que un generador no declare su CVC, el operador del mercado adopta directamente los Valores Máximo Reconocidos correspondiente. • El responsable de verificar las informaciones declarada y en el caso de registrarse un apartamiento en algún valor, que supuestamente no ha sido justificado de manera adecuada, se realiza un estudio de la evolución histórica de los valores antes declarados y una comparación con unidades generadoras de características similares ubicadas en zonas geográficas equivalentes.
Ecuador	• PETROCOMERCIAL se encarga de determinar los precios de venta de los combustibles para el sector eléctrico e informar al OED al inicio de cada semana. Los precios vigentes de los combustibles son utilizados en la determinación de los costos variables de producción para cada semana. • Los costos correspondientes al traslado del combustible hasta la central son declarados de forma separada por los agentes generadores térmicos en el costo variable de producción dentro del rubro Transporte. • Periódicamente y ante señales de duda, se les hacen auditorias a los generadores, con el propósito de llevar un control estricto. El operado del sistema verifica la declaración del Costo Variable de Producción y mantiene informado sobre los resultados de dicha verificación a un ente nacional. Este ente se reserva el derecho de efectuar auditorias de los valores declarados por los generadores en cualquier momento, o cuando lo solicite justificadamente un agente del MEM.

	• Se declara rendimientos para cuatro valores de curva de eficiencia, incluidos el de potencia efectiva y el de potencia mínima, con los que el Agente determina la correspondiente curva polinómica de segundo orden. • El generador debe declarar cuatro costos de combustible, para cada uno de los rendimientos que se considerarán. • El costo del transporte de combustible también debe ser determinado para cada uno de los cuatro puntos de rendimiento.
Perú	• Los precios de los combustibles líquidos tienen relación con el precio del mercado nacional de combustible, los cuales son calculados por PETROPERU utilizando una metodología llamada “Precios de Paridad” que refleja el precio internacional del petróleo. • Los costos correspondientes al traslado del combustible hasta la central son declarados de forma separada por los agentes generadores térmicos en el costo variable de producción dentro del rubro Transporte. • El precio declarado por los generadores térmicos se corrobora con facturas e informes que sustenten estos precios. Además poseen un sistema de actualización, que consiste en multiplicar el precio de la última información presentada por un factor de actualización, que se obtiene en función de publicaciones de referencia. • La determinación de costo de combustible según su tipo estará compuesto por el precio en la central más el transporte y otros costos asociados al seguro, impuestos, gastos financieros, etc. • Conocido el costo de combustible, se calcula el CVC como $CVC = \text{Consumo Específico (HR)} \times \text{costo de combustible}$. • El Consumo Específico se expresa en función de la potencia de la unidad y cuya función proviene de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento correspondiente.
Panamá	• El precio del combustible se obtiene como la suma de los costos del combustible propiamente dicho (excluyendo el combustible utilizado para el arranque de las unidades), del transporte, de los tratamientos, etc. • Los productores tienen la libertad de elegir el método con el que desea calcular el precio del combustible consumido. • Este método de cálculo está limitado al costo inventario, o al costo de reemplazo, o a una combinación de ambos, de tal forma que refleje cómo el combustible es realmente comprado o programado para comprar. • Para efecto de definir el precio, el organismo encargo del despacho debe considerar: ○ Pruebas de eficiencia: utilizado para garantizar el correcto costo variable de los generadores. ○ Declaración Semanal del costo combustible: que es una variable para verificar un cambio de precio entre una y otra semana de manera ordenada. ○ Auditoria contable de los costos declarados asociados a los no combustible y mantenimiento, que solo puede ser cambiado con una periodicidad establecida. • El organismo encargado del despacho debe realizar auditorias a los valores declarados por cada generador por lo menos una vez al año, a fin de verificar la correcta aplicación de la metodología o cuando se observen inconsistencias en los valores declarados.
Chile	• Los agentes generadores térmicos deben informar a la Dirección de Operaciones (DO) los costos de los combustibles que utilizarán sus unidades, conforme a los plazos y

	formas establecidos bajo procedimiento de la DO. • Los costos totales de combustibles solidos y gas natural están compuestos por su precio más los costos de transporte, seguro, CIF, FOB, comisión cambiaria, impuestos, entre otros. El costo finales esta formulado como el promedio ponderado de los costos totales según el tipo de combustible. • En el caso de los combustibles líquidos se utilizará el valor de la última factura o cotización vigente del proveedor. • Los costos informados, así como la disponibilidad de cada combustible, deberán estar respaldados mediante documentos que permitan validar los valores informados. • El Consumo Específico esta representado como una función matemática dependiente de la potencia neta de la unidad generadora. Dicha función matemática, será determinada por la DO, basándose en los valores de consumo específico neto vigente, que hayan sido informados por las empresas generadoras para los distintos niveles de operación, como resultado de las pruebas de rendimiento.
--	--

6. METODOLOGÍA ACTUAL PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN EN EL MEM Y RECOMENDACIONES DE CONSULTORIA EXTERNA REALIZADAS AL OPERADOR DEL MERCADO

Con el propósito de continuar la adquisición de informaciones relacionadas con metodologías y propuestas de mejoras en lo concerniente a la verificación y validación de los parámetros que componen los Costos Variables de Producción, se presentan en este capítulo los procedimientos y los soportes regulatorios en el manejo de las informaciones de los costos variables declarados por los agentes generadores térmicos dentro de los plazos del Programa de Operación de Corto Plazo del MEM.

Otro tema a ser tratado corresponde a los diferentes trabajos de consultoría externa efectuados para el OC por las firmas consultoras Centro ElettrotecnicoSperimentale Italiano (CESI) y Mercados Energéticos durante los años 2003 y 2007 respectivamente, con el propósito de extraer las evaluaciones y recomendaciones emitidas en sus informes finales relacionados con los costos variables.

6.1 Antecedentes

Desde el inicio del MEM se emitieron una serie de Resoluciones desde el Consejo de Coordinación del OC y Decretos Gubernamentales que dieron las pautas para la declaración y forma de reporte monetaria de los Costos Variables Declarados por los agentes generadores bajo es siguiente esquema:

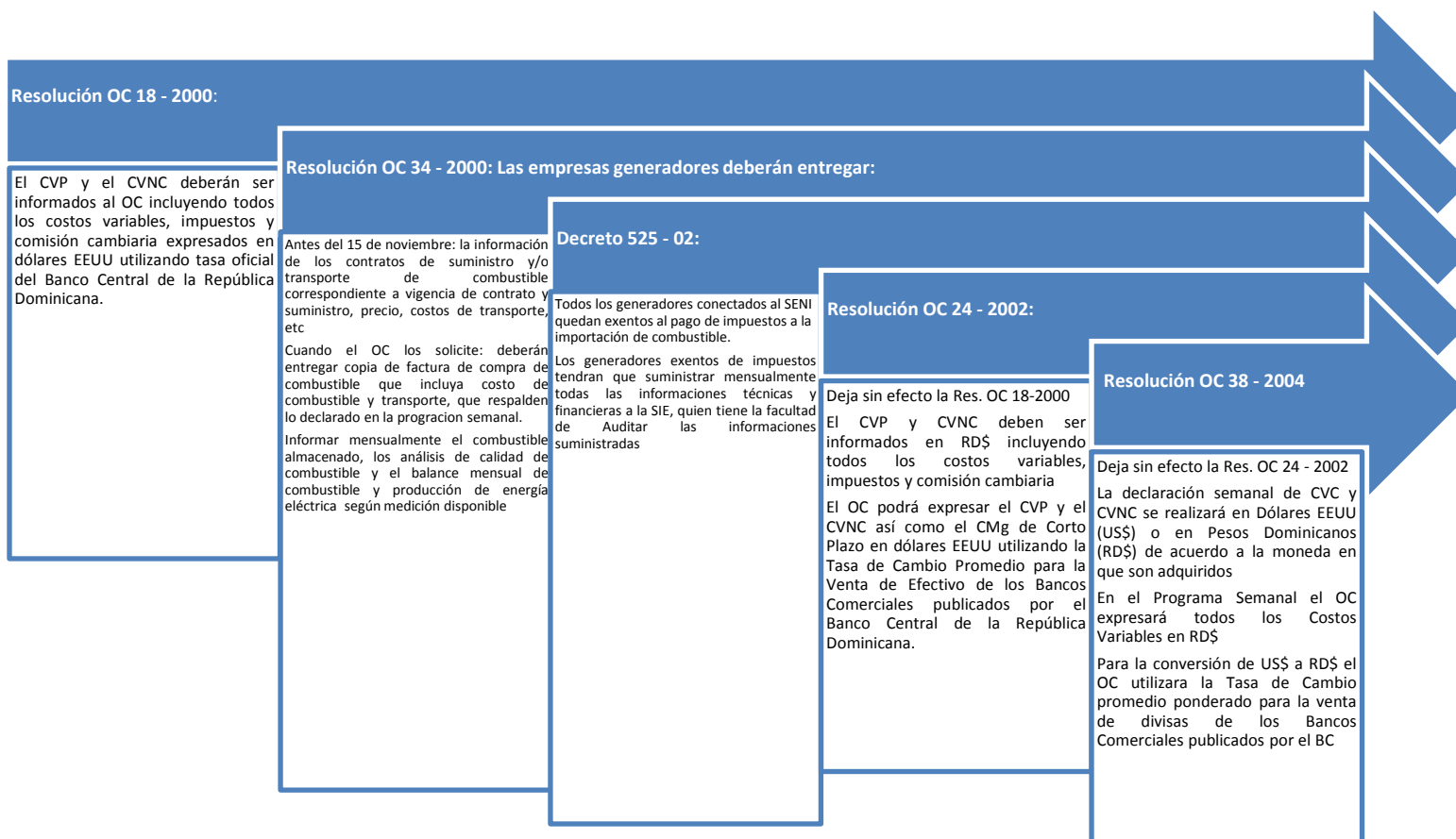


Figura 10 Resoluciones OC y Decreto Gubernamental relacionados con los Costos Variables del SENI

6.2 Metodología actual para el cálculo del Costo Variable de Producción en el MEM

En el Proceso de Programa de la Operación de Corto Plazo, los agentes generadores envían las declaraciones de CVP y sus componentes que lo respaldan como son: el Consumo Específico del combustible (CEC), el Precio de combustible y el Costo Variable No Combustible (CVNC), cuyas formas de declaración se detallan a continuación.

6.2.1 Consumo Específico de Combustible

El CEC es declarado mensualmente por los agentes generadores a partir del consumo de combustible y los datos de producción neta registrados en el mes (ex post).

6.2.2 Precio del Combustible

Se considera el precio del último abastecimiento (costo de reposición) o valores promedios declarados para el cálculo del costo del combustible.

6.2.3 Costo Variable No Combustible

El CVNC declarado por los agentes es verificado por el OC por medio de la comparación de esta declaración versus el Tope Máximo establecido en la Art. 183 del RLGE para cada tipo de central, asumiendo en caso necesario el menor de ambas comparaciones.

Estos parámetros son declarados semanalmente por los agentes térmicos en el proceso de la Programación Semanal y verificados por el OC-SENI bajo las siguientes tablas de entrega de informaciones:

Tabla 3. Cálculo del Costo Variable Programación Semanal

CALCULO DEL COSTO VARIABLE												
CUADRO No 2												
SEMANA: NOMBRE DE LA EMPRESA: TASA DE CAMBIO:		RD\$/US\$ USADA POR LA EMPRESA PARA LA COMPRA DE COMBUSTIBLE, SOLO PARA AQUELLAS QUE COMPRAN CON ACUERDOS DE MERCADO INTERNACIONAL										
CALCULO DEL COSTO VARIABLE												
NOMBRE	TIPO DE COMBUSTIBLE	PRECIO DEL COMBUSTIBLE RD\$/GAL (A)	TRANSPORTE RD\$/GAL (B)	OTROS RD\$/GAL (C) *	COSTO TOTAL DE COMBUSTIBLE RD\$/GAL (1)=(A+B+C)	RENDIMIENTO KJ/KWH (2)=(3)*(9)/(8)*(3.7854)	PODER CALORIFICO DEL COMBUSTIBLE KJ/GAL (3)	COSTO VARIABLE DE COMBUSTIBLE RD\$/MWH (4)=((1)*(2)/(3))*1000	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE RD\$/MWH (6)	COSTO DE PRODUCCION RD\$/MWH (7)=(5)+(6)	DENSIDAD GR/LITROS (8)**	CONSUMO ESPECIFICO PROMEDIO DEL MES GR/KWH (9)
CENTRAL 1												
UNIDAD A					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
UNIDAD B					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
UNIDAD C					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
CENTRAL 2												
UNIDAD A					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
UNIDAD B					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
UNIDAD C					0.000	#DIV/0!		#DIV/0!		#DIV/0!		
NOTAS: *Costo de Gestión del Suplidor, Etc. ** Densidad a 15°C.												
####		Valores Calculados										
Formato de Semana		xx (Día)-xx (Mes) xx (Día)-xx (Mes)-xxxx (Año)										

Tabla 4. Balance Mensual Consumo Combustible y Producción Energía Eléctrica

BALANCE MENSUAL CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA OCTUBRE AÑO 2000					
COMBUSTIBLE		TIPO DENSIDAD	3650	GASOIL (gr/GALS)	
Fechas de lecturas		1 octubre 12:00 horas			
Inicial		1 Noviembre 12:00 horas			
Final					
UNIDAD O GRUPO DE UNIDADES	INICIAL (GALS)	FINAL (GALS)	RECIBIDO COMPRAS (GALS)	CONSUMO (GALS) (Ton)	
UNIDAD 1	550000	278000	3000000	=+E17+C17-D17 =+F17*SD\$8/1000000	
GRUPO UNIDADES XXX	1350000	11000	5200000	=+E19+C19-D19 =+F19*SD\$8/1000000	
UNIDAD A					
UNIDAD B					
UNIDAD C					
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA					
UNIDAD O GRUPO DE UNIDADES	PRODUCCIÓN BRUTA (MWh)	ENTREGAS A LA RED (MWh)	SERVICIOS AUXILIARES (MWh)	CONSUMOS PROPIOS (MWh)	
UNIDAD 1	=860*30	23994	=0.03*C31	250	
GRUPO UNIDADES XXX	47560	43755	1260	=320	
UNIDAD A					
UNIDAD B					
UNIDAD C					
	CONSUMO ESPECIFICO BRUTO (gr/KWh)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA		CONSUMO ESPECIFICO NETO (gr/KWh)	
		(MWh)	(%)		
UNIDAD 1	=+\$G\$17/\$C\$31	=+C31-D31-E31-F31	=100*D42/C31	=+\$G\$17/((C31-E31-D42)	
GRUPO UNIDADES 1	=+\$G\$19/\$C\$33	=+C33-D33-E33-F33	=100*D44/C33	=+\$G\$19/((C33-E33-D44)	
UNIDAD A					
UNIDAD B					
UNIDAD C					
Notas:					
1) Se considera el Poder Calorífico LHV (Lower Heating Value)					
2) La densidad del combustible será la que corresponde a 15° C					
3) Servicios auxiliares: Todos los consumos asociados directamente a la operación de la unidad o grupo de unidades					
4) Consumo Propio: Consumo de Administración y otras cargas no asociadas a la operación de la unidad o grupo de unidades					

Se puede observar que en la Tabla 3 se define la periodicidad de declaración del Precio de Combustible, Transporte y Otros costos asociados al combustible de forma semanal en la declaración de los agentes térmicos. Mientras que en la Tabla 4 se define la periodicidad para la obtención del Consumo Específico basado en el cálculo promedio mensual del balance de combustible y la potencia neta entregada a la red.

Ambas tablas tienen en particular que el Consumo Específico a utilizar en el proceso de la Programa Semanal es la resultante del balance mensual registrada por la central en el mes anterior.

6.3 Evaluación de la Metodología Actual para el cálculo del CVP en el MEM

La metodología actual utilizada para el cálculo del CVP contiene algunas debilidades en cada uno de sus componentes, los cuales se analizarán en detalle en la siguiente tabla:

Componentes del CVP	Evaluación del cálculo CVP
Consumo Específico	• Su declaración mensual dificulta aplicar un seguimiento efectivo al comportamiento de la central. • Se mantiene constante durante todo el mes, lo cual provoca un desfase entre el valor actual y el valor declarado • El RLGE no define con claridad cual es el consumo de combustible (neto o bruto) a ser utilizado en el cálculo del CEC. Para solucionar este impase, se acordó entre los agentes generadores y el OC (en comunicación OC 685 de julio del 2003) que el consumo específico a declarar sea el CEC Neto. • En el Art. 180 del RLGE inciso h, se indica que los generadores deberán entregar el “Consumo Específico medio de combustible por kWh neto entregado a la red de transmisión”, pero no define la periodicidad para el cálculo del CE. No obstante en el Art. 181 establece que “la información señalada en el artículo anterior, será entregada, justificada y actualizada en la forma, oportunidad y periodicidad que el OC establezca” por tanto, el OC estableció siete (7) días después de finalizar cada mes para la entrega de esta información, al igual que la energía neta, los datos de abastecimiento y almacenamiento de combustible.

Componentes del CVP	Evaluación del cálculo CVP
Precio de Combustible	• El Precio declarado por los agentes es el correspondiente al Costo de Reposición (last in – first out), lo cual implica que toda la mezcla de combustible tiene el mismo precio y se asume que todo el combustible tiene las características del combustible declarado como último suministro. • El RLGE no define qué precio de combustible utilizar, si el precio de reposición del combustible o un precio promedio de la mezcla de combustible • El método actual utilizado por el OC no cuenta con valores referenciales de parámetros adicionales componentes del precio de combustible en que incurren las centrales de generación, tales como pagos transporte, entre otros gastos.
Costo Variable No Combustible	• Topes Máximo reglamentario al CVNC en proporción directa con el CVC declarado, según tecnología y tipo de combustible • En la actualidad, la SIE aun no establece mediante resolución el CVNC para centrales de ciclo combinando usando gas natural, en cumplimiento con el art. 184 párrafo II del RLGE. • El RLGE no establece un método de cálculo del CVNC.

Tabla 5 Evaluación metodología actual para el cálculo del costo variable de producción

6.4 Procedimientos recomendados por las firmas consultoras CESI y Mercados Eléctricos relacionados con los Costos Variables de Producción

Luego de analizar las metodologías utilizadas para el cálculo de los CVP en el MEM, se estudiarán las diferentes propuestas de procedimientos para la adquisición, validación y seguimiento de los parámetros relacionados con los CVP elaborados por las firmas consultoras CESI y Mercados Energéticos en los años 2003 y 2007.

6.4.1 Procedimiento recomendado por la firma consultora CESI²⁹

El proyecto “Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables” elaborado por la firma consultora CESI en el año 2003, tuvo dentro de sus objetivos la verificación independiente de los costos variables declarados por los operadores de las centrales de generación térmica.

Para ello, analizaron los datos suministrados por el OC sobre consumo específico, HeatRate, poder calorífico y densidad del combustible, costos variables combustibles y no combustibles reportados por los agentes en el Cuadro No. 2³⁰ y verificaron la coherencia de los datos al compararlos con los datos del consumo obtenido de la declaración de consumo combustible y producción de energía mensuales en el Cuadro No. 3³¹.

También fue verificada la coherencia del cálculo del costo variable combustible a partir de los datos del consumo y precio del combustible; y el costo variable no combustible con la eventual dependencia del costo variable combustible.

El primer punto de la metodología propuesta se refiere a la definición de las mediciones necesarias y del período de referencia del cálculo. El cálculo debe ser sencillo y utilizar las mediciones actualmente disponibles para todas las unidades. Además, sugirieron un cálculo semanal que utiliza una media móvil calculada en el periodo temporal de las cuatro semanas antes de la declaración de consumo.

En este sentido, se presentan los procedimientos recomendados por el Estudio CESI para el cálculo del Costo Variables Combustible y Costo Variable No Combustible elaborado para el OC.

²⁹“Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables – Informe final”, mayo 2003.

³⁰Cuadro que envían los agentes generadores térmicos para el cálculo del costo variable de producción utilizado en la Programación Semanal de Corto Plazo elaborado por el OC (Cuadro No. 2).

³¹Cuadro del Balance Mensual Consumo de Combustible y Producción de Energía Eléctrica que envían los agentes generadores térmicos al OC (Cuadro No. 3).

6.4.1.1 Cálculo del Costo Variable Combustible

Datos de combustible a utilizar:

- *Masa*, desde mediciones de nivel, tablas de cálculo de tanques y mediciones de temperatura para corrección de densidad del combustible, deben calcularse la masa inicial, la masa final y el combustible abastecido.
- *Calidad*, densidad (referenciado a 15°C) y poder calorífico desde los certificados de calidad.
- *Precio*, desde las facturas de compra de combustible

Datos para determinar el CVC:

- Consumo específico, realizar un cálculo semanal a partir de valores ponderados. Cálculo fundamentado en la energía neta, nivel del tanque y combustible abastecido a cada unidad generadora.
- Para la definición de las características promedio del combustible (precio, densidad y poder calorífico) en el periodo de referencia (cuatro semanas) que serán utilizadas en el cálculo del CVC, se utiliza un cálculo de valores promedios calculados sobre la base del efectivo consumo de combustible³².

El valor promedio móvil de las cuatro semanas de las características del combustible sería cálculo con las siguientes ecuaciones:

Precio	$C_i = \frac{M_i C_{i-1} + Ma_i C_{ai}}{M_i + Ma_i}$
Densidad	$\rho_i = \frac{M_i \rho_{i-1} + Ma_i \rho_{ai}}{M_i + Ma_i}$
Poder Calorífico	$LHV_i = \frac{M_i LHV_{i-1} + Ma_i LHV_{ai}}{M_i + Ma_i}$

Tabla 6 Ecuaciones Precio, Densidad y Poder Calorífico sugerido por el CESI

³²La modalidad de cálculo de los valores promedios se fundamenta en calcular un promedio ponderado de las características del combustible con la masa del combustible almacenado antes del suministro y la masa del combustible suministrado, esto se hace para cada abastecimiento.

Donde:

C_i = Precio Promedio entre abastecimientos “i” e “i+1”

M_i = Masa combustible almacenada antes de abastecimiento “i” (desde medición de nivel)

M_{ai} = Masa combustible abastecido; densidad: ρ_{ai} ; Poder Calorífico: LHV_{ai} ; Precio: C_{ai}

ρ_i = Densidad Promedio entre abastecimientos “i” e “i+1”

LHV_i = Poder Calorífico Inferior Promedio entre abastecimientos “i” e “i+1”

El valor del promedio del precio $\bar{C}$ se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\bar{C} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} [(M_i + M_{ai} - M_{i+1}) C_i]}{M_0 - M_N + \sum_{i=0}^{N-1} M_{ai}} \quad \text{Con } M_0 = 0$$

El valor de $(M_i + M_{ai} - M_{i+1})$ es equivalente al consumo de combustible entre los abastecimientos “i” y “i+1”

Los valores promedios de densidad $\bar{\rho}$ y de poder calorífico $\bar{LHV}$ se calculan usando las siguientes formulas análogas:

$$\bar{\rho} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} [(M_i + M_{ai} - M_{i+1}) \rho_i]}{M_0 - M_N + \sum_{i=0}^{N-1} M_{ai}}$$

$$\bar{LHV} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} [(M_i + M_{ai} - M_{i+1}) LHV_i]}{M_0 - M_N + \sum_{i=0}^{N-1} M_{ai}}$$

En el caso de unidades a carbón y gas el consumo de combustible de cada período se obtiene directamente de las mediciones de consumo de combustibles medidos por instrumentación certificada.

Tareas a realizar: Cada semana el OC calcula

- Los valores promedios del precio, densidad y poder calorífico (LHV) de combustible según procedimiento de calculo propuesto.
- El consumo total de combustible
- La energía neta producida
- El valor promedio de costo variable combustible con la formula

$$\circ \text{ CVC Promedio} = \frac{(\text{Consumo Combustible}) \times (\text{Precio Promedio})}{\text{Energía Neta}}$$

Cada semana el Operador del Mercado verifica:

- Los valores de masa de combustible desde los valores de nivel, de temperatura y las tablas de cálculos (nivel / volumen) de los tanques; en particular verifica la coherencia de los datos de combustible abastecidos y de la masa de combustible antes y después de cada abastecimiento.
- El valor de HeatRate promedio de la unidad generadora con la fórmula:

$$\circ \text{ Heat Rate (kj/kWh)} = \frac{\text{Consumo (kg)} \times \text{LHV (kj/kg)}}{\text{Energía Neta (kWh)}}$$

La verificación del valor de HeatRate es importante para evidenciar eventuales variaciones de eficiencia de la referida unidad.

6.4.1.2 Cálculo del Costo Variable No Combustible

Se plantean dos (2) metodologías para el cálculo del CVNC

- Método 1: basado en cálculo de costo variable no combustible promedio por tipo de unidades a partir de los datos disponibles (cálculo realizado cada seis meses), para ser utilizados como referencia.
- Método 2: Además de lo anterior, considerar las horas de operación. Puede ser utilizado solamente si se dispone de los datos de costos de todas las unidades.

6.4.1.3 Beneficios del Estudio CESI

Dentro de los beneficios que se obtendrían con la aplicación del Procedimiento propuesto por el CESI serían los siguientes:

1. Permite realizar el cálculo de consumo específico a partir de los datos fuentes
2. Fortalece el sistema de verificación y control de los datos suministrados
3. Reduce las variaciones bruscas de los costos declarados
4. Sustituye el costo de reposición por el costo promedio ponderado
5. Ofrece métodos para obtener valores referenciales para el CVNC, permitiendo al OC la solicitud de sustentación en los casos que corresponda

6.4.2 Procedimiento recomendado por la firma consultora Mercados Energético³³

Los objetivos planteados en su informe fueron los siguientes:

- Estudio de los procesos que el Organismo Coordinador debe aplicar dentro del marco legal.
- Analizar y evaluar con profundidad cada uno de los procesos, procedimientos, herramientas y datos utilizados actualmente en la coordinación de la operación del SENI, y pronunciarse sobre cada uno, estableciendo si es razonable seguir aplicando la solución que hasta ahora le ha dado el OC y la que contempla la normativa.
- De encontrarse debilidades conceptuales, de aplicación, o de procedimiento, proponer soluciones con rumbos de acción específicos más adecuados para las condiciones del SENI.

El alcance de este proyecto relacionado con los costos variables establecía evaluar los procedimientos de cálculo, declaración y auditoría de los CVP, para mejorar o establecer un procedimiento para el cálculo y verificación de CVP.

Las debilidades identificadas al proceso que utiliza el OC respecto a los CVP y sus propuestas de solución fueron las siguientes:

Debilidades	Observación
Consumo Específico	- Se recibe semanalmente y varían de acuerdo a las declaraciones, generalmente semana a semana - Esto implica que el rendimiento de las unidades generadoras térmicas presentan variaciones, que a veces son significativas (valor superior al 5%) y que inciden directamente en los costos combustibles determinados
Precio del Combustible	- La verificación por parte del OC, resulta tediosa y dificultosa y el mecanismo desarrollado no permite efectuar una autogestión de la compra de combustible por parte de los generadores térmicos ni ser más eficientes a través de incentivos
Costo Variable No Combustible	- Tienen componentes que no varían en forma proporcional a la variación de los precios de combustibles, por lo que, fijar un porcentaje determinado³⁴ que fluctúe de acuerdo a la variación del precio de combustible (que depende de variables exógenas), no se considera una medida acertada

Tabla 7 Debilidades al proceso de cálculo CVP en el OC

³³“Evolución de los Procesos del Organismo Coordinador del Mercado Eléctrico Dominicano – Informe Capítulo III Servicios Auxiliares y Costos Variables”, junio 2007.

³⁴Artículo 183 párrafo I del RLGE.

Al identificar las debilidades encontradas en los procesos de verificación de los CVP que realiza el OC, se presentan a continuación las recomendaciones propuestas por esta firma consultora en su informe:

Consumo Específico

- Que los consumos específicos de las unidades generadoras sean valores fijos declarados por los agentes generadores y verificados a través de una auditoria técnica efectuada por el OC-SENI. Si varían más de un 5%³⁵, los agentes generadores deberán justificarlo.
- En caso de que la variación supere un valor máximo establecido, los agentes generadores deberán presentar un informe que sustente esta variación y justificarlos mediante auditoria específica a satisfacción del OC, quien deberá adicionalmente verificar los nuevos valores declarados por los agentes.

Precio del Combustible

- Establecer Precios Techo, con base en referencias internacionales de acceso público y transparente, ej. Revista Platts.
- En el esquema actual, es necesario efectuar auditorias para determinar la veracidad de la declaración de los costos por parte de los generadores y además verificar si los mismos realizaron las gestiones adecuadas que reflejen costos que deban y correspondan ser pagados por los usuarios.
- Precios establecidos por el Regulador y calculados periódicamente por el OC de la siguiente forma:
 - Fuel Oil #2 y #6: El valor de paridad de importación base New York, más un porcentaje definido por el Regulador.
 - Gas Natural: El precio limite seria el aprobado por el organismo regulador de gas, más un porcentaje definido por el Regulador.
 - Carbón: El valor calórico equivalente al fuel oil en invierno y del gas natural en verano.
- Declaración de precio de combustibles mensual

³⁵De acuerdo al “General Electric Gas Turbine Performance Characteristics” referenciado en el Informe III.

- Valores máximos reconocidos al flete para el transporte de combustible dependiendo de la ubicación geográfica de la central, el combustible involucrado, el origen del mismo y el tipo de transporte a utilizar. Esta metodología se recomienda sea fijada por el Regulador y aplicada periódicamente por el OC.

Costo Variable No Combustible

- Precio de Referencia Techo con independencia de la variación de los precios del combustible.
- Valor fijado por el Regulador para que el generador administre el riesgo inherente a estos costos
- Para mantenerlos actualizados, podrán ser indexados para cada tipo de tecnología, considerando la fórmula de indexación, una componente que varíe en función de los insumos importados, otra componente en función de los insumos a precios locales y finalmente otra componente que refleje la variación de los insumos relacionados directamente con el combustible, como son lubricantes y aceites derivados.

Poder Calorífico

- Establecer Poder Calorífico Referencial para los diferentes tipos de combustibles, de esta manera se deja la gestión de la calidad del combustible a quien puede gestionar mejor esta variable que es el propio agente generador

6.4.3 Estado de Cumplimiento de las recomendaciones realizadas por las firmas consultoras respecto a los Costos Variables de Producción

Como forma de realizar un resumen de las recomendaciones realizadas por las firmas consultoras CESI y Mercados Energéticos, se presenta un cuadro que refleja el estado de cumplimiento de cada una de las recomendaciones por parte del OC.

CESI

Recomendaciones	Estado de Cumplimiento
Consumo Específico Semanal con valores ponderados sobre la base de promedios móviles.	No se aplica
Verificación de valores de HeatRate.	No se aplica
Nueva modalidad de cálculo de CVC.	No se aplica
Comparación de datos de eficiencia en condiciones normales de diseño y en condiciones normales de operación.	No se aplica
Limites mínimos de reserva de combustible para garantizar la continuidad operativa.	No se aplica
Utilizar sistemas de medición de combustible con función de temperatura integrada.	No se aplica
Definición única de la modalidad de cálculo del consumo específico.	No se aplica
Solicitud copias de contratos para verificación.	Se aplica
Nuevos valores de la relación CVNC / CVC.	No se aplica
Introducir los costos típicos de mantenimiento vs costos variables de producción.	No se aplica
Adecuada distribución de los costos de toda la cadena de declaraciones acorde con los tipos de remuneraciones (capacidad instalada, energía, etc.).	No se aplica
Redefinir modalidad de cálculo y declaración de costos usando métodos homogéneos.	No se aplica
Nuevos procedimientos para el cálculo del CVNC.	No se aplica
Consideraciones de mayor cantidad de parámetros para calcular el CVC y el CVNC.	No se aplica
Verificación del Eficiencia.	En Proyecto

Mercados Energético

Recomendaciones	Estado de Cumplimiento
Consumo específico fijo declarado por los agentes y verificados por el OC	No se aplica
Precio de combustible techado con base a referenciamientos internacionales	No se aplica
Frecuencia de declaración mensual del precio de combustible	No se aplica
Definir valor máximo para los fletes	No se aplica
Establecer poder calorífica de referencia	No se aplica

7. ANÁLISIS DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DECLARADOS POR LOS AGENTES GENERADORES TÉRMICOS DEL SENI

7.1 Introducción

En este capítulo se realizará un análisis de los costos variables de producción que semanalmente declaran los agentes generadores térmicos para ser utilizados en la elaboración del proceso de Programación de la Operación de Corto Plazo en la determinación de los costos marginales y despacho óptimo del SENI.

De acuerdo al Artículo 183 del RLGE, las variables utilizadas en los cálculos de los costos variables de producción están compuestas por el precio del combustible, el consumo específico y el costo variable no combustible.

En este sentido, primero se realizó un análisis de la coherencia de las declaraciones emitidas del consumo específico para el proceso de la Programación Semanal de Operación versus los datos de balance mensual de consumo y producción de energía ofrecidos por los agentes en el periodo correspondiente, dando como resultado que el 35% de las declaraciones del consumo específico se mantuvieron invariables durante el periodo de enero – octubre del 2012.

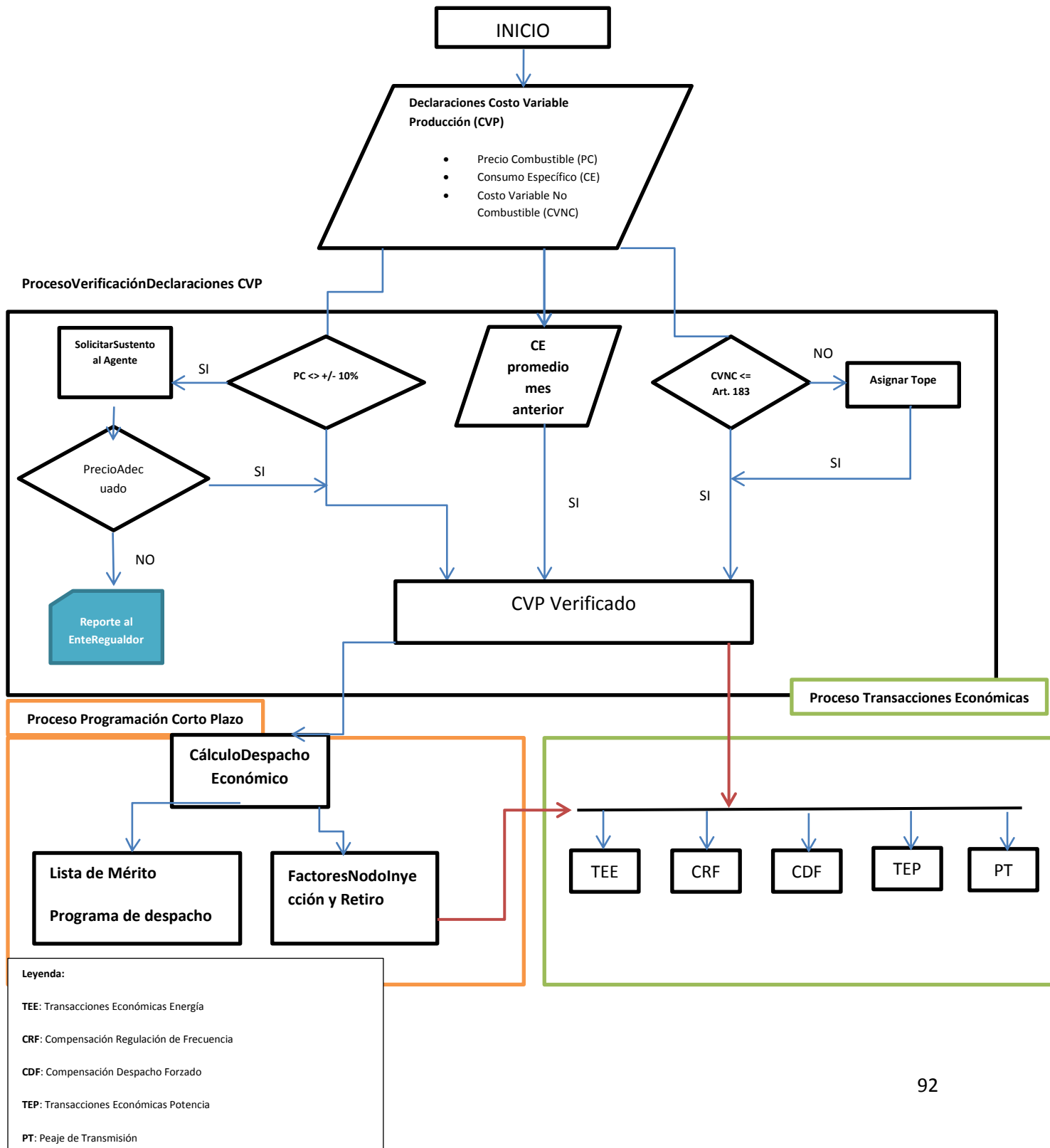
El precio de combustible es analizado para los casos de tecnologías que utilizan fuel oil #2, fuel oil #6 o Gas Natural comparados con los precios spot de combustibles de la revista Platts US Marketscan y para las tecnologías que utilizan carbón mineral se realizará la comparación entre los precios declarados versus los precios publicados por la revista McCloskey`s.

Con este análisis comparativo de los precios de los combustibles se evidencia la necesidad de que el Operador del Mercado tenga a su disposición los contratos de combustible de cada uno de los agentes generadores térmicos con el propósito de comprobar, en relación a las variaciones de precio del mercado a los cuales están suscritos los contratos de combustible, posibles incongruencias en los datos suministrados.

Por último, se realizó un análisis del comportamiento de las declaraciones de los CVNC y su adaptación para mantenerse dentro de los rangos porcentuales establecidos por el RLGE para cada tipo de tecnología y combustible utilizado.

7.2 Proceso Declaración y Verificación del Costo Variable de Producción

En el capítulo anterior fue planteada la metodología que actualmente se utiliza en el cálculo del CVP, cuyo esquema de declaración y verificación por parte del Operador del Mercado se presenta a continuación:



7.3 Evolución Declaraciones del CVP

Como lo indicado en el capítulo 6, los componentes del CVP son declarados semanalmente por los agentes generadores térmicos cuyos valores dependen tanto del precio de compra del combustible como del resultado del balance mensual del consumo de combustible y potencia neta entregada a la red.

Conforme a esto, se presentan las evoluciones en las declaraciones del Consumo Específico, el Precio del Combustible y el Costo Variable No Combustible con el propósito de analizar su comportamiento semanal para el año 2011 y 2012.

7.3.1 Consumo Específico (CE)

Según el esquema presentado de verificación del CVP en el proceso de la Programación Semanal de Operación, el consumo específico utilizado es el proporcionado por el balance mensual del combustible consumido y la potencia neta entregada a la red en el mes anterior declarado por el agente.

7.3.1.1 Consumo Específico Declarado por Tipo de Centrales

En las siguientes figuras se presenta la evolución de declaración semanal de esta variable por tipo de central para el año 2012.

Cabe señalar que para una mayor comprensión de los valores, las figuras fueron diseñadas en dos escalas de medida donde la escala de la derecha corresponde a los valores que conservan variaciones en su comportamiento, mientras que la escala de la izquierda representa los valores casi invariables o constantes durante el periodo de estudio.

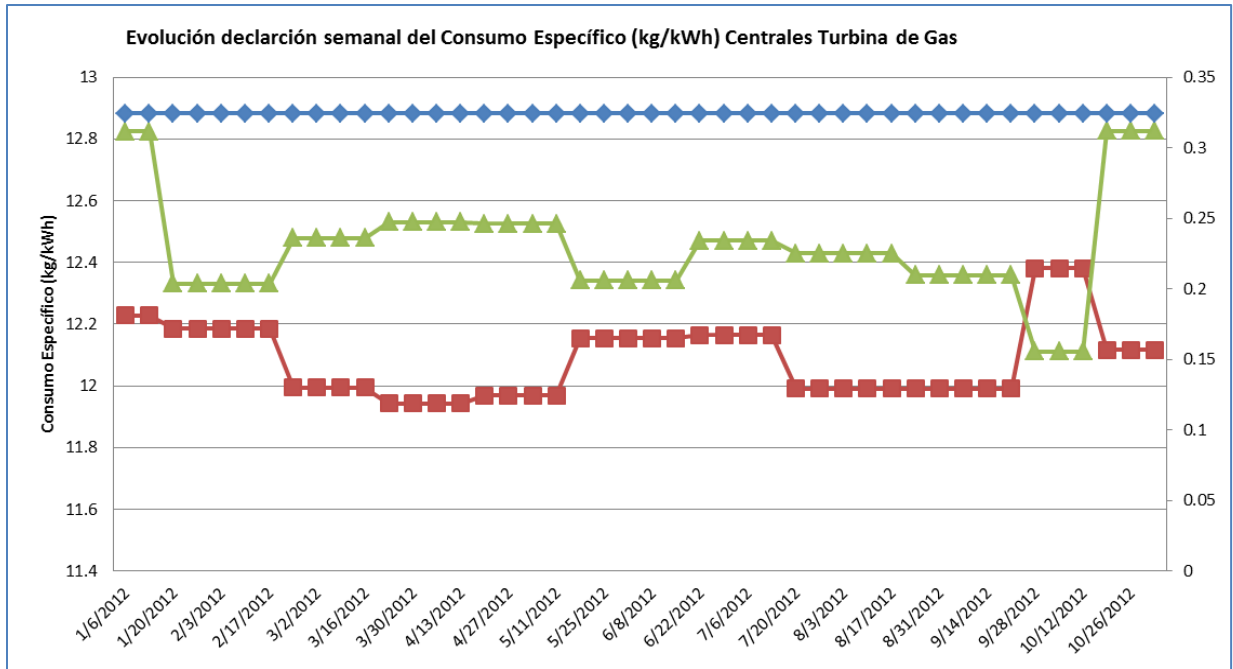


Figura 11. Evolución declaración semanal Consumo Específico Centrales Turbina Gas

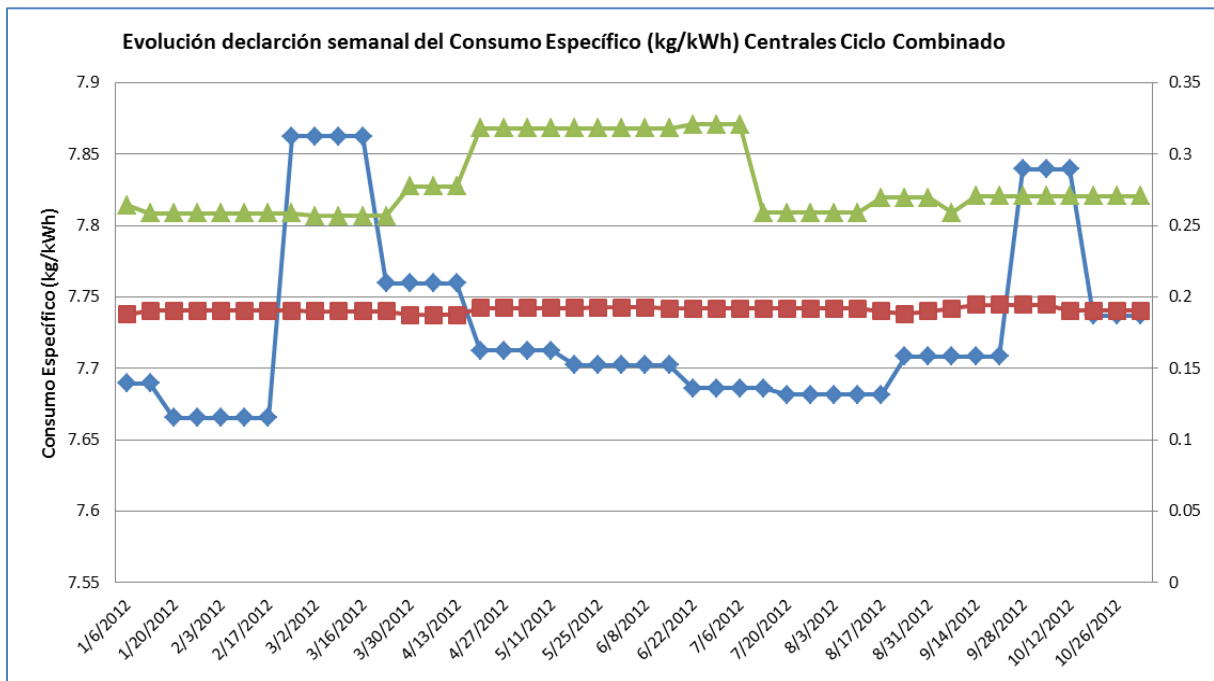


Figura 12. Evolución declaración semanal Consumo Específico Centrales Ciclo Combinado

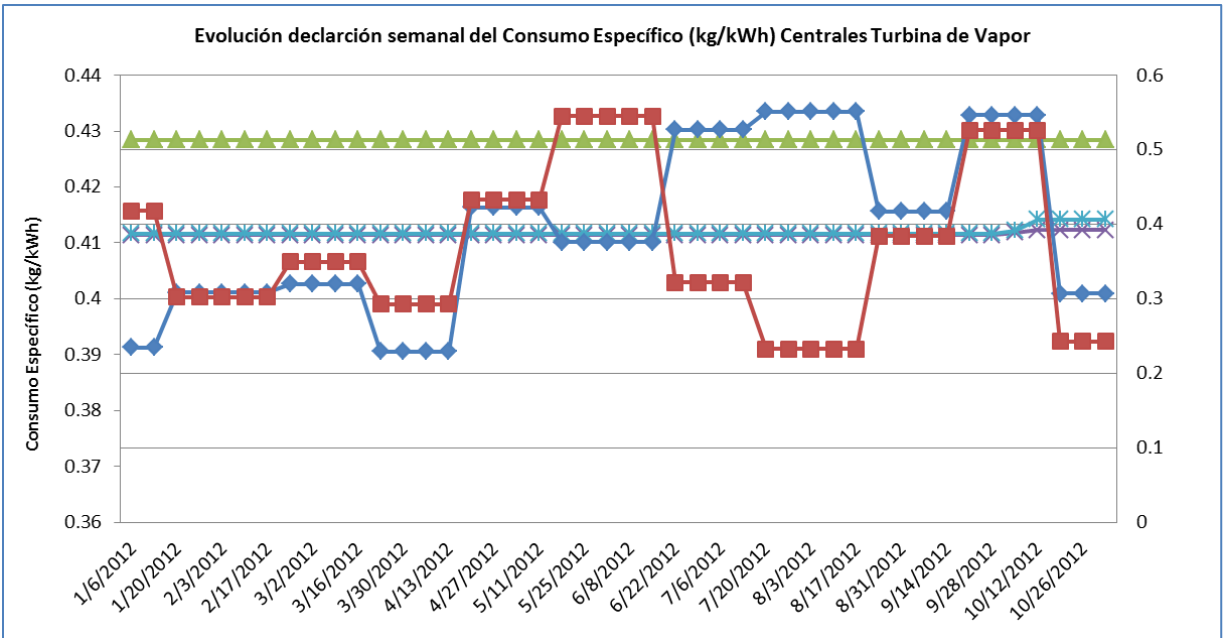


Figura 13. Evolución declaración semanal Consumo Específico Centrales Turbina Vapor

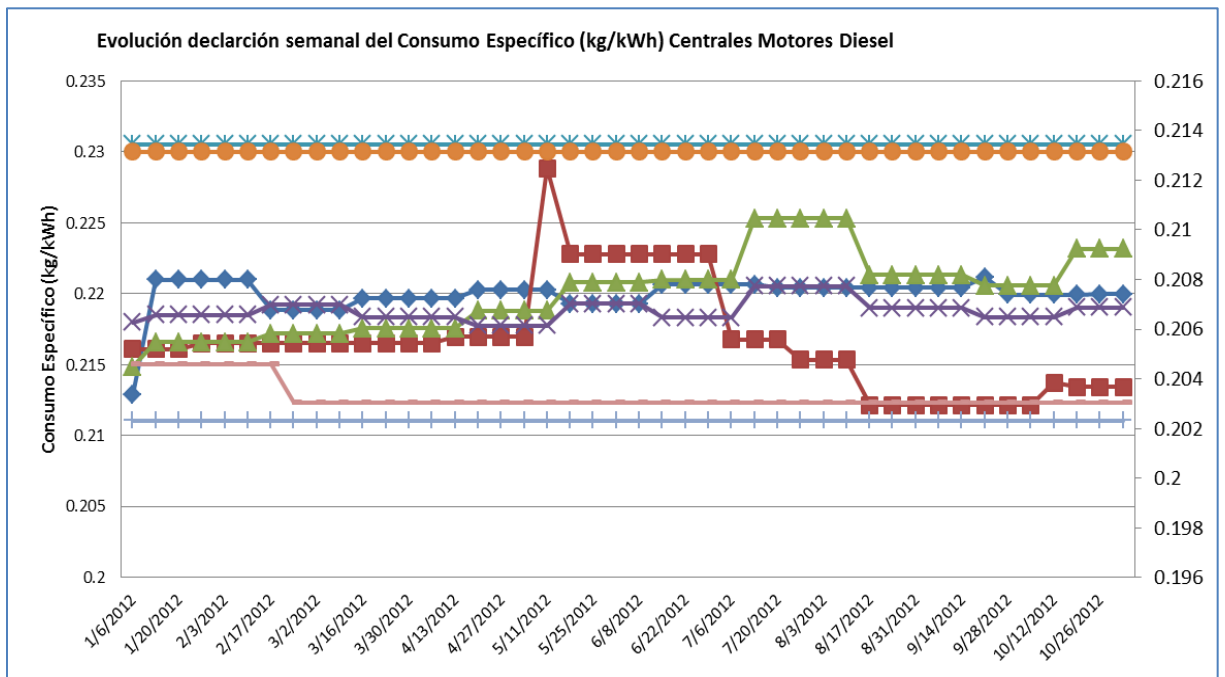


Figura 14. Evolución declaración semanal Consumo Específico Centrales Motores Diesel

El resultado de las evoluciones muestra la existencia de declaraciones con comportamientos bruscos entre cada actualización mensual y otros que se mantienen constantes durante el horizonte de estudio.

Visto desde la comparación de las declaraciones del CE coincidentes en la Programación Semanal de Operación versus su declaración mensual tenemos el siguiente resultado:

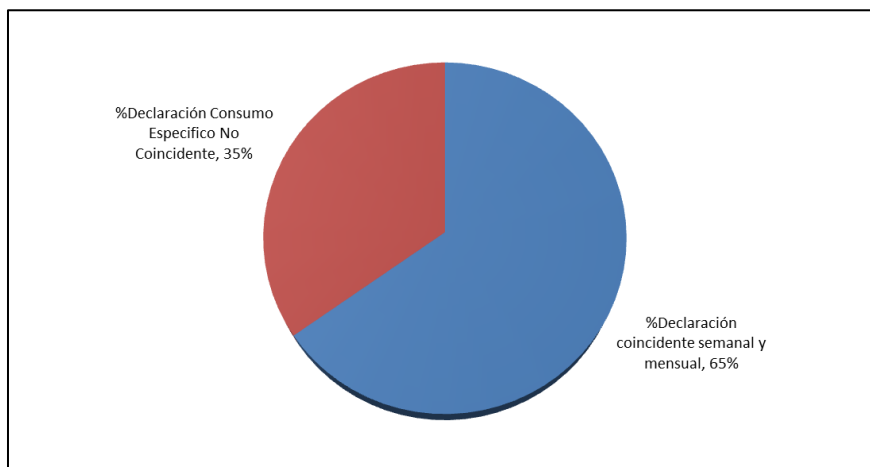


Figura 15. Evolución porcentual declaración semanal Consumo Específico enero – octubre 2012

En conclusión, es evidente que la incoherencia de las declaraciones del CE puede causar un error en la definición de los costos variables de combustibles y en la lista de mérito resultante del cálculo de la optimización del despacho. Mientras que en el caso de las variaciones bruscas, es necesario proponer los mecanismos necesarios para la verificación y validación de esta variable a través del comportamiento registrado en su declaración mensual.

7.3.2 Precios de Combustibles

Para examinar la evolución de los precios de combustibles, y por ende los costos declarados por los Agentes, en este capítulo se realizará una comparación de la evolución de los precios del mercado spot de combustibles publicados en revistas internacionales, tales como la Revista Platts³⁶ y la Revista McCloskey's³⁷ para cada tipo de combustible y lugar de adquisición, versus la evolución de los precios de compra declarados por los Agentes.

³⁶se entiende por Precio Internacional del Combustible o Precio Platts, a los precios de referencia de una variedad específica de combustibles tomados del informe Platts, basándose en estos precios, se establecen los precios de compra y venta de los contratos de abastecimiento eléctrico; <http://www.electronova.com.gt/mercado/platts/>

³⁷IHS McCloskey es la principal fuente mundial de noticias, análisis e información sobre la industria del carbón internacional: http://www.ihs.com/products/coal-information/index.aspx?pu=1&rd=mcloskeycoal_com

Para realizar esta comparación, el precio de combustible es analizado para los casos de tecnologías que utilizan Fuel Oil #2, fuel Oil #6 o Gas Natural comparados con los precios spot de combustibles de la revista Platts US Marketscan y en las tecnologías que utilizan carbón mineral se realizará la comparación entre los precios declarados versus los precios publicados por la revista McCloskey`s.

7.3.2.1 Comparación evolución precios del mercado spot de combustible

Para hacer las comparaciones se han organizado los valores utilizados de los promedios de los precios de las publicaciones internacionales haciéndolos coincidir para todo el periodo de análisis con los mismos ciclos de declaración utilizados para los Programas Semanales de Operación, es decir, desde cada sábado hasta cada viernes subsiguiente, de forma que las comparaciones resulten sincronizadas.

En las siguientes figuras, se muestran la evolución que han tenido para el periodo de análisis los precios de los diferentes tipos de combustible comúnmente utilizados por los Agentes del MEM: Fuel Oil #6³⁸, del denominado GULF COAST, WATERBONE 3 % AZUFRE; Fuel Oil #2³⁹; Gas natural⁴⁰ y Carbón⁴¹ durante el año 2011 – 2012.

³⁸ Promedio de las medias del Fuel Oil # 6 US GULF COAST, WATERBONE 3 % AZUFRE (US\$/BARRIL) en Informe Platt's

³⁹ Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products: U.S. Gulf Coast Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot Price (Dollars per Gallon) http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

⁴⁰ Henry Hub Gulf Coast Natural Gas Spot Price (\$/MMBTU): <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>

⁴¹ www.inference.phy.cam.ac.uk/.../refs/.../Mcr.pdf

7.3.2.1.1 Combustibles Líquidos

Están compuestos por el fuel oil #2 y #6 utilizado en centrales motores y turbina de vapor como se muestran en las siguientes figuras.

Fuel Oil #6: Centrales Motores y Turbina de Vapor

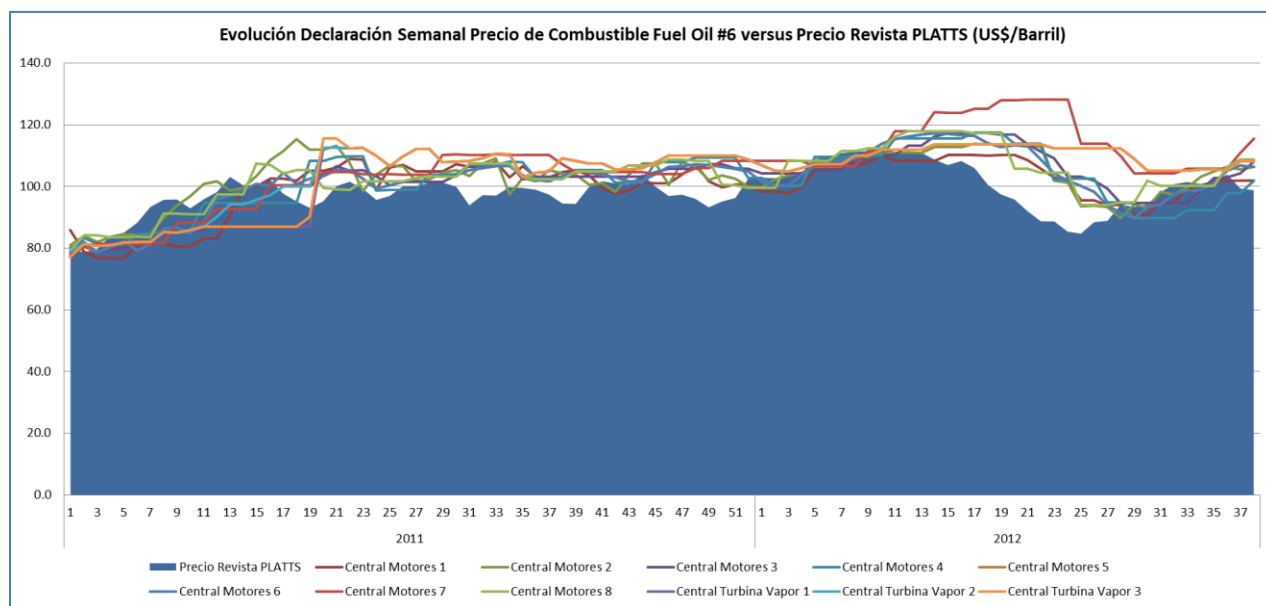


Figura 16. Evolución declaración semanal Precio Combustible Fuel Oil #6 vs Precio Revista Platts periodo 2011 – 2012

Fuel Oil #2: Centrales Motores, Ciclo Combinado y Turbina de Gas

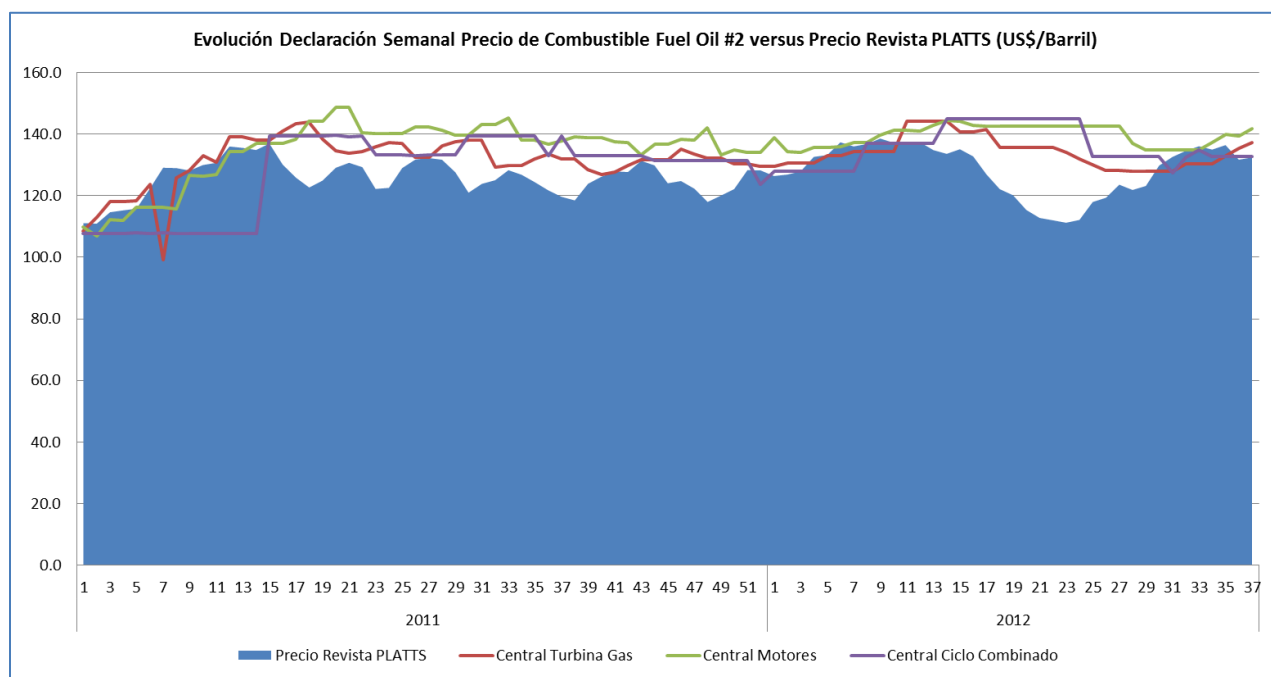


Figura 17. Evolución declaración semanal Precio Combustible Fuel Oil #2 vs Precio Revista Platts periodo 2011 – 2012

Puede observarse que las declaraciones de precios en los combustibles líquidos siguen un mismo patrón de tendencia para ajustarse al precio de referencia Platts pero en las semanas del 19 al 31 del año 2012 se refleja el periodo de mayor desviación.

7.3.2.1.2 Combustible Gaseoso

Está compuesto por el Gas Natural y utilizados en centrales de ciclo combinado, turbina de gas y central motores.

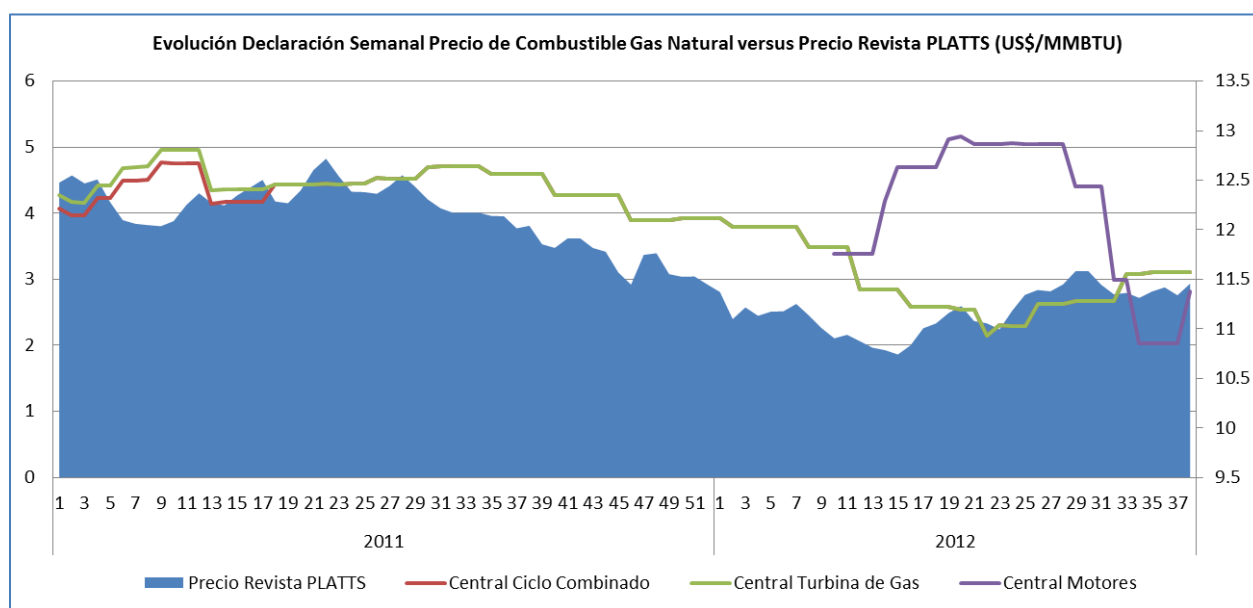


Figura 18. Evolución declaración semanal Precio Combustible Gas Natural vs Precio Revista Platts periodo 2011 – 2012

Es evidente el solapamiento del precio de combustible en las centrales ciclo combinando y turbina de gas debido a que pertenecen al mismo agente generador, que a su vez es el único comercializador de este tipo de combustible en nuestro país.

Por esta razón, el comportamiento de los precios declarados en centrales que utilizan Gas Natural tiene mucho que ver con el tipo de contrato que poseen cada agente con este comercializador.

7.3.2.1.3 Combustible Sólido

Utilizado en centrales de carbón

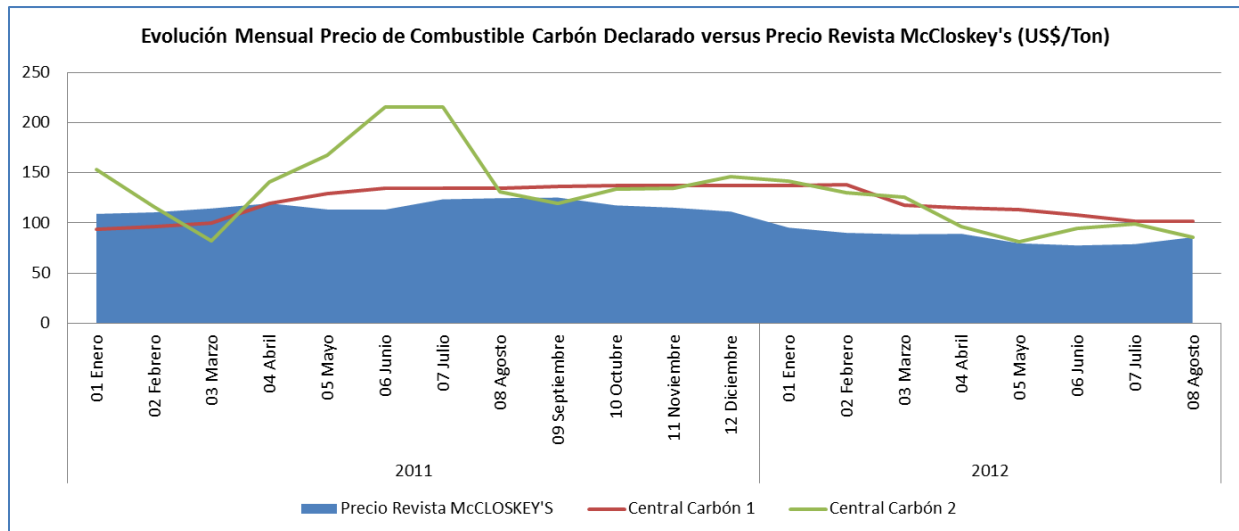


Figura 19. Evolución Mensual Precio Combustible Carbón vs Precio Revista McClosKey's periodo 2011 – 2012

En conclusión, según los resultados de la evolución de los precios del combustible es evidente la necesidad de que el Operador del Mercado tenga a su disposición las informaciones relacionadas con los contratos de suministro y transporte de combustible que poseen cada uno de los agentes generadores con el propósito de tener los parámetros de referencia que rigen los precios de sus contratos y poder dar seguimientos a la declaración en la Programación de Corto Plazo que permita identificar incongruencias en los datos suministrados.

7.3.3 Costo Variable No Combustible (CVNC)

La declaración del CVNC por parte de los agentes generadores térmicos está fuertemente relacionada con el techo máximo reglamentado cuyo comportamiento en su evolución de declaración por tipo de central se presenta a continuación:

7.3.3.1 CVNC Centrales Turbina de Gas (TG)

Para esta tipo de centrales su tope máximo es el 2% del CVC

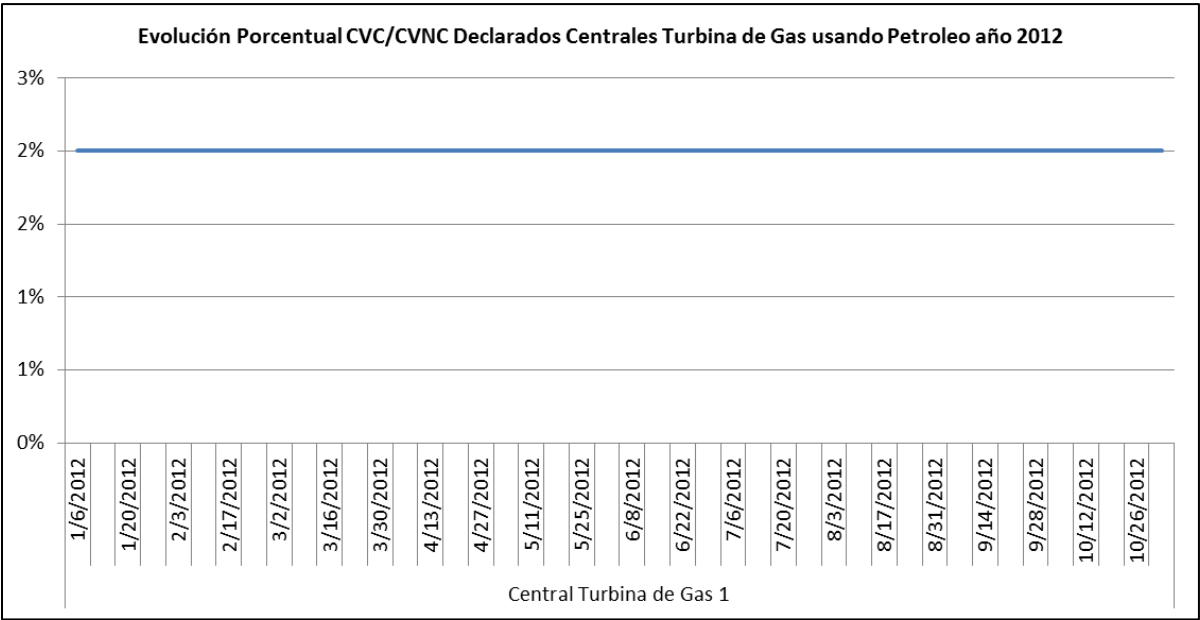


Figura 20. Evolución Porcentual CVNC Declarado Central TG

7.3.3.2 CVNC Centrales Ciclo Combinado (CC)

Para esta tipo de centrales el tope máximo es 6% del CVC

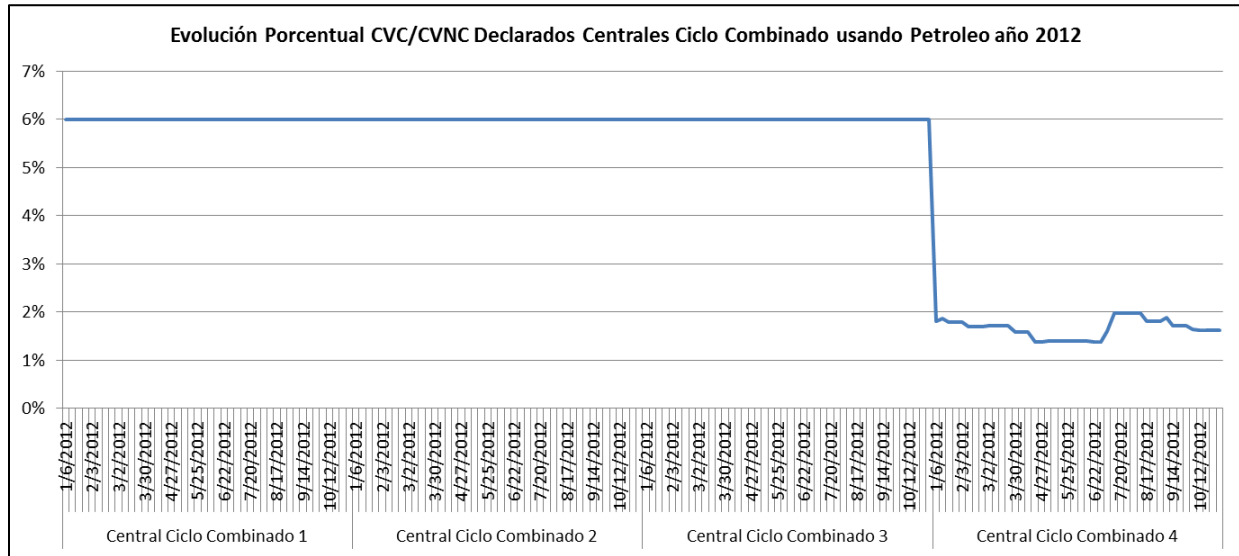


Figura 21. Evolución Porcentual CVNC Declarado Central CC

7.3.3.3 CVNC Centrales Turbina de Vapor (TV)

Para esta tipo de centrales el tope máximo es 7% del CVC

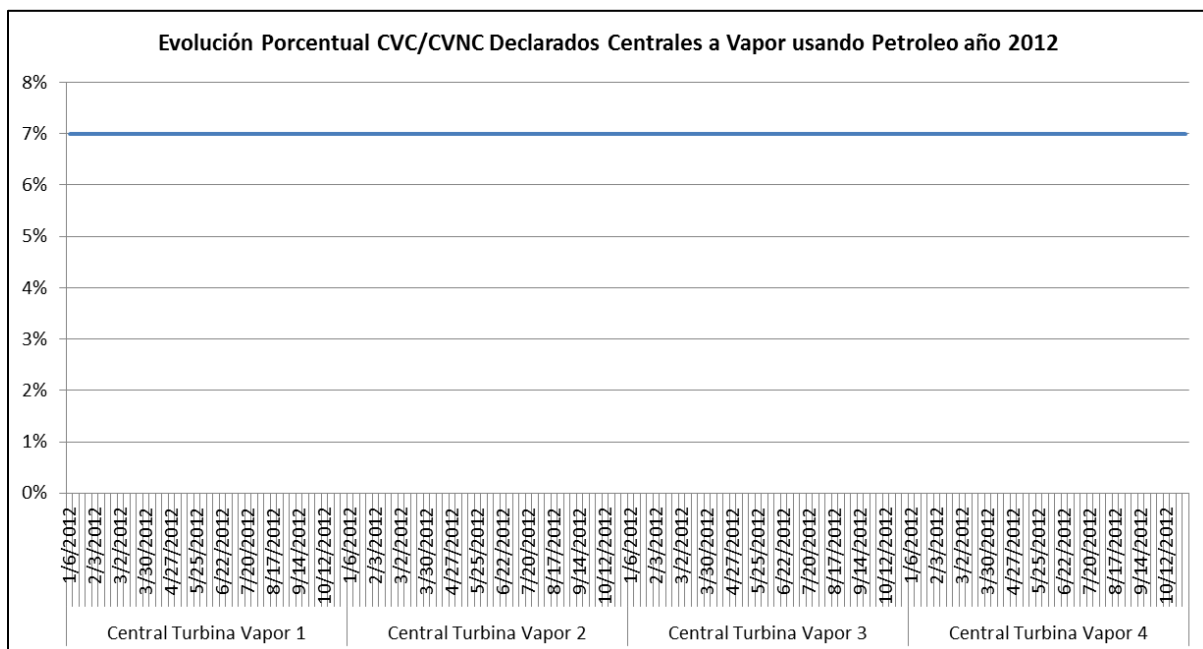


Figura 22. Evolución Porcentual CVNC Declarado Central TV

7.3.3.4 CVNC Centrales Turbina de Vapor usando Carbón

Para esta tipo de centrales el tope máximo es 12.5% del CVC

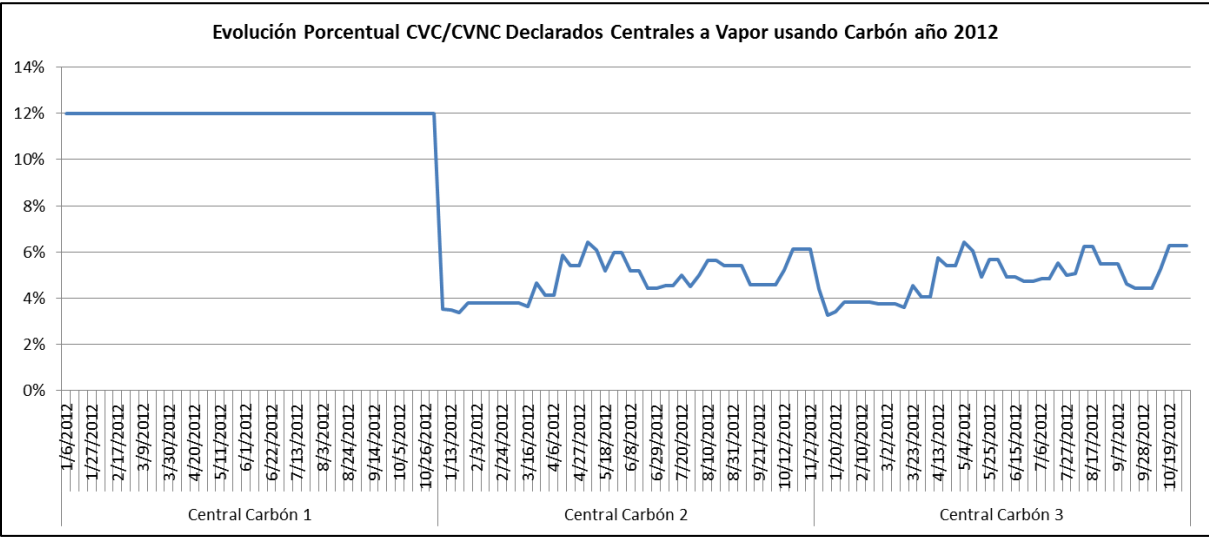


Figura 23. Evolución Porcentual CVNC Declarado Central Carbón

7.3.3.5 CVNC Centrales Motores Diesel

Para esta tipo de centrales el tope máximo es 4% del CVC

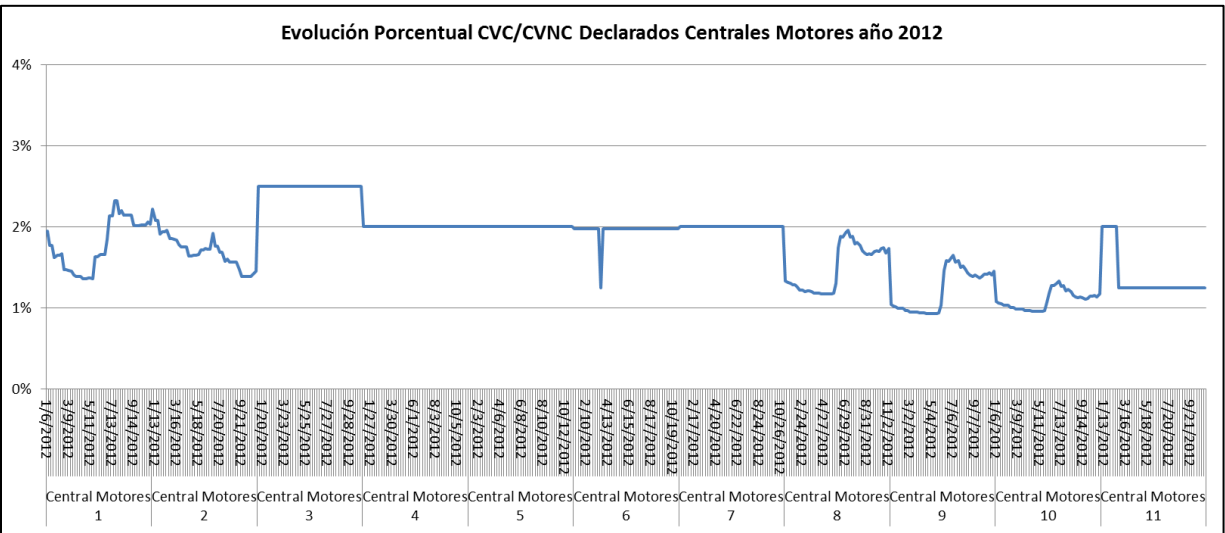


Figura 24. Evolución Porcentual CVNC Declarado Central Motores Diesel

Estos resultados demuestran que todas las centrales no mantienen una uniformidad en sus declaraciones del CVNC debido a su proporcionalidad con el Costo Variable Combustible según el tipo de central y tope máximo regulado.

El comportamiento desigual que presentan algunas declaraciones del CVNC obedece al hecho de que el mecanismo actual que utiliza el Operador del Mercado para la verificación de este costo solo se limita a la aprobación del CVNC declarado que cumpla con la condición de estar por debajo o igual al valor porcentual correspondiente para cada tipo de central.

Adicionalmente, una de las debilidades encontradas es que aun el regulador no ha definido el porcentaje correspondiente para aquellas centrales que utilizan como fuente primaria el Gas Natural.

En conclusión, es necesario evaluar los diferentes mecanismos de declaración del CVNC presentados en esta tesis para proponer un procedimiento de cálculo de este costo que permita diferenciarlos por tipo de central y mantenerlo fijo durante un periodo pre-establecido que admita mantener unificado este costo.

8. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA A MERCADOS BASADOS EN COSTOS VARIABLES

8.1 Introducción

En este capítulo se presentan la propuesta de mejora a las componentes del Costo Variable de Producción desde su proceso de vigilancia, declaración, cálculo y verificación acorde con las mejores prácticas presentadas en esta tesis.

También es mostrado el Procedimiento de Auditoria del CVP, donde el Ente Regulador tiene la potestad de decidir cuándo aplicar auditoría o en los casos en que se amerite conforme a inconsistencia en los valores declarados que requieran de su verificación.

Al final se presenta el análisis cuantitativo de aplicar este procedimiento propuesto donde conforme a los resultados obtenidos en el capítulo anterior donde pudo haberse encontrado evidencias de las incongruencias en las declaraciones del consumo específico, se realiza un análisis comparativo del impacto económico resultante de aplicar la propuesta de declaración, cálculo y verificación de esta variable.

A continuación se presentan las propuestas de mejoras en los componentes del CVP, el procedimiento para verificar los CVP, el Proceso para Auditar los CVP, el análisis cuantitativo y las conclusiones.

8.2 Propuesta de mejoras a las componentes del Costo Variable de Producción

En este capítulo se introduce las propuestas de mejoras al proceso de declaración y gestión de las componentes del CVP como son: Consumo Específico, Precio de Combustible y Costo Variable No Combustible desde el punto de vista de la declaración y verificación tanto de los agentes generadores térmicos como del Operador del Mercado en el proceso de la Programación Semanal de Operaciones.

Por esta razón, el objetivo de estas propuestas está en crear un proceso de vigilancia enfocado a las declaraciones de los Costos Variables de Producción.

8.2.1 Proceso de Vigilancia del CVP

El proceso de vigilancia estará enfocado como se ilustra en la siguiente figura:

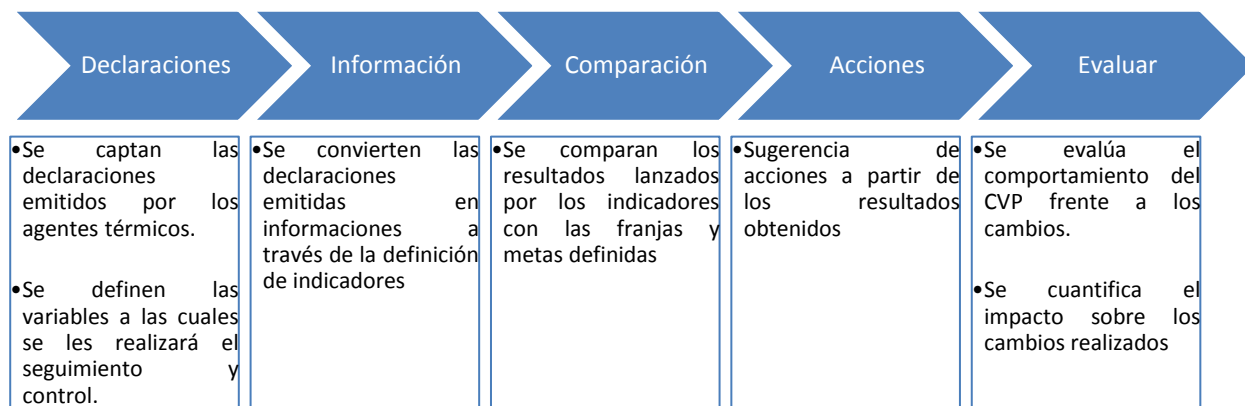


Figura 25. Proceso de Vigilancia del CVP

8.2.2 Procedimiento para Declaración, Cálculo y Verificación del Costo Variable de Producción

A continuación se presenta el Procedimiento para Verificar los Costos Variables de Producción desde su responsabilidad, declaración y cálculo, verificación, y el proceso de auditoría por parte del regulador.

8.2.2.1 Responsabilidad

La responsabilidad en que incurre cada entidad en el Proceso de la Programación Semanal se esquematiza en la siguiente tabla:

Operador del Mercado	Agentes Generadores Térmicos
Vigilar, de acuerdo a la normativa principal y normativa complementaria, el cumplimiento de los plazos en que los agentes deben presentar la declaración del CVP.	Entregar la declaración de los CVP dentro de los plazos establecido por Reglamento.
Vigilar la evolución de los CVP reportados por los agentes generadores térmicos.	Suministrar al Operador del Mercado los esquemas de combustible de las centrales.

Operador del Mercado	Agentes Generadores Térmicos
Solicitar sustentación a las declaraciones de los CVP.	Suministrar al Operador del Mercado las informaciones de los contratos de suministro y transporte de combustible.
Mantener un programa continuo de verificación de las componentes del CVP.	Suministrar, cada vez que sea requerido por el Operador del Mercado, las facturas de compra de combustible.
Informar al Ente Regulador sobre el incumplimiento de las instrucciones y falta en el suministro de datos necesarios para elaborar el PSO.	Informar los cambios de topología en los sistemas de combustibles debido a cambios de diseño o modificaciones apropiadamente sustentada.
Mantener informados a los agentes y al Ente Regulador sobre la evolución de las declaraciones a través de indicadores de seguimiento y control al CVP.	Permitir al Ente Regulador realizar las pruebas de todo tipo a las centrales de generación, así como las auditorías técnicas a las componentes del CVP.

Tabla 8. Responsabilidad del Operador del Mercado y los Agentes Generadores Térmicos

8.2.2.2 Declaración y Cálculo del Costo Variable de Producción

Cada semana, los agentes generadores térmicos deben declarar el Costo Variable de Producción bajo el formato que el Operador del Mercado utiliza para la adquisición de datos en el proceso de la Programación Semanal de Operación.

El Costo Variable de Producción de una unidad generadora termoeléctrica se obtiene mediante la adición del Costo Variable Combustible y el Costo Variable No Combustible.

A su vez, el Costo Variable Combustible se calcula como el producto del consumo específico neto y el precio del combustible. Mientras que el Costo Variable No Combustible se calcula sobre la base de un costo promedio por tipología de unidad a partir de los datos disponibles.

8.2.2.2.1 Declaración del Consumo Específico Neto (CEN)

- Todos los agentes generadores térmicos deben declarar el Consumo Específico Medio de combustible por kWh neto entregado a la red con periodicidad única de entrega, a los siete (7) días de finalizado el mes, a través del Informe Balance Mensual de Combustible y Producción Neta de Energía.

- El CEN declarado en el Informe Balance Mensual de Combustible y Producción Neta de Energía estará fijo durante las siguientes cuatro (4) semanas de programación hasta su próxima declaración.

8.2.2.2.2 Declaración del Precio de Combustible⁴²

Los agentes generadores térmicos deben mantener actualizados las informaciones de los contratos de suministro y transporte de combustible a cada una de las plantas en operación, correspondiente a:

1. Vigencia del contrato y suministro
2. Características del combustible suministrado (tipo, calidad, poder calorífico, etc.)
3. Precio y fórmulas de reajuste o actualización
4. Costo de transporte del combustible a la planta
5. Condiciones contractuales que afectan el precio

El Operador del Mercado debe mantener el compromiso de confidencialidad respecto de los contratos suministrados por los agentes generadores térmicos.

8.2.2.2.3 Declaración del Costo Variable No Combustible⁴³

Los agentes deberán entregar al Operador del Mercado en un periodo de seis (6) meses los datos de CVNC donde se especifiquen los siguientes factores:

- Aceite y lubricantes
- Químicos para: agua, combustible, aceite lubricantes, etc.
- Provisión de agua
- Filtros de aire
- Filtros de combustible
- Filtros aceite de lubricación
- Repuestos

⁴² Art. 180 literal “j” del RLGE

⁴³ Procedimiento sugerido en el Informe Final elaborado por la firma consultora CESI

- Residuos, consumibles y Misceláneas
- Servicios de terceros
- Trabajos extras de personal

Deberán indicarse los costos de cada factor (en US\$ o RD\$), el periodo de referencia de estos costos y la producción de energía neta (MWh) en el periodo de referencia.

El Operador del Mercado debe desagregar los datos disponibles en diferentes grupos en función de la tipología de la unidad y en particular:

1. Unidad Turbina de Vapor que utilizan Fuel Oil #6
2. Unidad Turbina de Vapor que utilizan Carbón
3. Unidad Turbina de Gas que utilizan Fuel Oil #2
4. Unidad Turbina de Gas que utilizan Gas Natural
5. Unidad Diesel que utilizan Fuel Oil #6
6. Unidad Diesel que utilizan Fuel Oil #2
7. Unidad de Ciclo Combinado que utilizan Fuel Oil #2
8. Unidad de Ciclo Combinado que utilizan Gas Natural
9. Unidad de Ciclo Combinado que utilizan Fuel Oil #2 y #6

Para cada tipología de unidad deberán calcularse los valores promedios de costos (US\$/MWh) desde el promedio aritmético de los datos de costos totales (US\$/MWh) de cada unidad.

Con los resultados obtenidos, el Operador del Mercado podrá utilizarlos como valores referenciales con el propósito de mantener controladas las declaraciones que realicen los agentes generadores térmicos en el proceso de la Programación Semanal de Operación.

8.2.2.3 Verificación de las componentes del Costo Variable de Producción

Cada semana, las componentes del CVP serán verificados por medio del siguiente procedimiento:

8.2.2.3.1 Verificación del Consumo Específico Neto

- Coherencia entre el CEN declarado en la Programación Semanal de Operación versus el calculado en el Informe Balance Mensual Combustible y Producción de Energía Neta.
- En caso de que el Consumo Específico Semanal Declarado tenga incoherencia con el declarado en base al calculado en el balance mensual, será utilizado el correspondiente a la declaración del balance mensual y se informará tanto al agente como al Ente Regulador sobre esta asignación.

8.2.2.3.2 Verificación del Precio de Combustible

- Vigencia de los contratos de suministros y transporte de combustibles
- Comprobación de los precios referenciales contractuales a los cuales están sujetos los contratos de suministro y transporte de combustible para la creación de indicadores de seguimiento.
- Comparar las declaraciones del Precio de Combustible y del Transporte a través de los indicadores de seguimiento que serán definidos por el precio de referencia que contiene su contrato de suministro y transporte de combustible.
- En caso de detectar incoherencia en los precios declarados en la Programación Semanal de Operación, se les solicitara al agente generador térmico el sustento de su declaración y será reportado al Ente Regulador.
- En caso de que el agente generador térmico no cuente con un precio de compra de combustible definido para la Programación Semanal de Operación, deberá actualizar este precio de combustible sobre la base de la información publicada en la revista internacional para combustibles similares a las últimas compras realizadas por el agente.

8.2.2.3.3 Verificación del Costo Variable No Combustible

- Comprobación de la coherencia de los valores de costos declarados desde una comparación con los valores de costos promedios para cada tipo de unidad.
- Los valores de costos promedios para cada tipo de unidad serán utilizados como valores referenciales y actualizados cada seis meses sobre la base de costos entregados por los agentes generadores térmicos.

8.3 Procedimiento para Auditar los Costos Variables de Producción

- El Operador del Mercado realizará la verificación de las informaciones de los CVP declarados por los agentes generadores térmicos y mantendrá informado al Ente Regulador ante las inconsistencias halladas en el proceso de verificación.
- El Ente Regulador debe contar con la facultad de realizar auditorias de los valores declarados en cualquier momento o en caso de que sea solicitado, de manera justificada, por un agente del MEM.
- La Auditoría será realizada en la periodicidad que decida el Ente Regulador o en los casos en que se amerite conforme a inconsistencia en los valores declarados que requieran de su verificación.

8.4 Análisis Cuantitativo al Procedimiento Propuesto

Los Costos Variables de Producción es una variable esencial para la realización del cálculo de las transacciones económicas del MEM, ya que incide en todo el proceso de valorización del mercado spot.

Conforme a los resultados obtenidos en el capítulo anterior donde se encontraron evidencias de las incongruencias en las declaraciones del consumo específico, se realiza un análisis comparativo del impacto económico resultante de aplicar la propuesta de declaración, cálculo y verificación de esta variable.

En este sentido, se realiza un escenario de despacho donde se modificaron las siguientes informaciones:

- Actualización del costo variable de producción en aquellas centrales identificadas con el consumo específico fijo en la declaración de la programación semanal conforme a su declaración del consumo específico resultante del balance mensual.
- Se tomó como horizonte de estudio un mes de programación, haciéndolos coincidir con el periodo de cálculo de las transacciones económicas.
- Se realizan cuatro (4) listas de mérito que permiten reconstruir los costos marginales de corto plazo de energía resultantes de la operación en tiempo real del SENI en el periodo considerado.
- Los costos marginales de energía reconstruidos serán considerados para valorizar las transferencias entre los agentes del MEM.
- Se realiza la simulación del cálculo de las Transacciones Económicas de Energía (TEE) para analizar el impacto económico, ya que este cálculo representa el 66% de las Transacciones Económicas del MEM.

Al realizar todo el proceso de cálculo acorde a las informaciones antes expuestas, los resultados⁴⁴ en el proceso simulado de las Transacciones Económicas de Energía en cuanto a los montos acreedores y deudores fueron:

AGENTES	ACREEDOR	DEUDOR
DEM SPOT 1		-0.04%
DEM SPOT 2		-0.03%
DEM SPOT 3		-0.02%
DISCO 1		-0.03%
DISCO 2		-0.02%
DISCO 3		-0.03%
EGE 01		-0.05%
EGE 02	-0.02%	
EGE 03	-0.02%	
EGE 04	-0.03%	
EGE 05	-0.04%	
EGE 06	0.19%	
EGE 07		-0.04%
EGE 08	-0.07%	
EGE 09	0.18%	
EGE 10	-0.04%	
EGE 11	-0.03%	
EGE 12	-0.04%	
TRANSP	-0.27%	

Tabla 9. Resultados diferencia porcentual saldos acreedores y deudores

⁴⁴Leyenda: DEM SPOT “Demanda en el Spot”, DISCO “ Empresa Distribuidora”, EGE “Empresa Generadora” y TRANP “Empresa de Transporte”

Los resultados presentados en la tabla representan las diferencias porcentuales entre las TEE reales versus las TEE calculados en base a las modificaciones en los CVP identificadas con incoherencia en el CEN.

En este sentido, los porcentajes en los saldos acreedores que resultaron con signo negativo indican que los agentes acreedores dejaron de recibir los montos equivalentes a la diferencia porcentual resultante. Mientras que los resultados con signo positivo indican que los agentes acreedores recibieron montos equivalentes a la diferencia porcentual resultante.

En el caso de los agentes deudores, los porcentajes de los saldos deudores que resultaron con signo negativo indican que los agentes deudores dejaron de pagar los montos equivalentes a la diferencia porcentual resultante.

Más visiblemente podremos apreciar estos resultados en la siguiente figura:

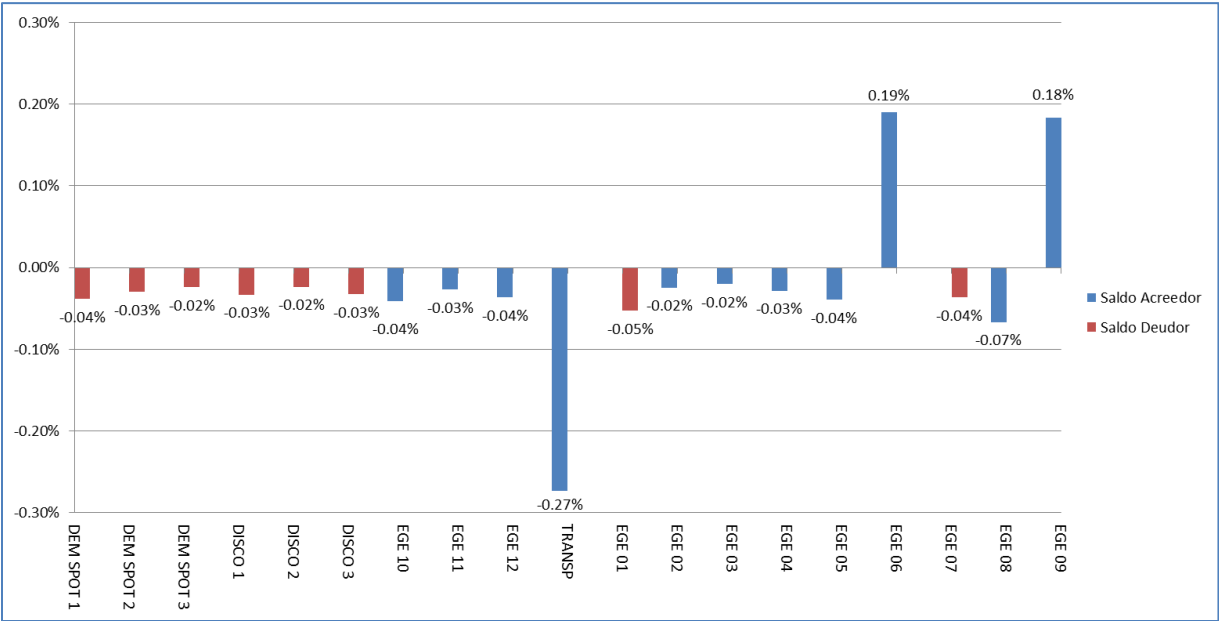


Figura 26. Resultados diferencia porcentual saldo acreedor y deudor

Observando los resultados obtenidos se puede destacar que dos agentes generadores quedaron con saldo acreedor positivo, lo cual significa que recibirían un monto mayor en la TEE real versus la TEE calculada conforme a esta diferencia porcentual resultante.

Mientras que el Transportista deja de recibir los montos equivalentes a la diferencia porcentual resultante debido a la reconstrucción de los costos marginales de energía, considerados para valorizar las transferencias entre los agentes del MEM, afectando con ello el Derecho de Uso de Energía el cual representa una de las componentes necesarias para el cálculo de recaudación del pago al transportista.

Al realizar el ejercicio comparativo de la incidencia del consumo específico en el cálculo de las transacciones económicas de energía se demuestra que las incongruencias detectadas en su declaración no representaron un impacto significativo en términos de desviaciones porcentuales para el caso presentado.

En conclusión, la propuesta planteada en la declaración y verificación del consumo específico no significa un impacto transcendental en las TEE simuladas, pero su importancia de aplicación se apoya en mantener unificada su declaración y permitirá la sana competencia entre los agentes generadores térmicos acorde con el Reglamento.

Con la aplicación de este procedimiento, el Operador del Mercado pasara de una actitud pasiva en la recepción y seguimiento evolutivo de las declaraciones de costos a una actitud de seguimiento y validación de estas informaciones con el firme propósito de contribuir con la sana competencia entre los agentes generadores térmicos del MEM.

9. CONCLUSIONES

Se identifica la necesidad de crear un procedimiento capaz de permitir al Operador del Mercado contar con las herramientas suficientes para realizar adecuadamente la verificación y seguimiento a las declaraciones de los costos variables de producción enviados por los agentes generadores térmicos en el proceso de la Programación Semanal.

A su vez, el ente regulador podrá disponer de las informaciones necesarias para realizar auditorías técnicas en la periodicidad que decida o en los casos en que se amerite conforme a inconsistencia en los valores declarados que requieran de su verificación.

En este sentido, se crea un procedimiento que permita vigilar las diferentes componentes del costo variable de producción correspondientes a su declaración, cálculo y verificación.

Esta propuesta de procedimiento plantea lo siguiente:

- Declaración de manera unificada del Consumo Específico Neto
- Declaración del Precio de Combustible acorde con su contrato de suministro y transporte vigente.
- Declaración durante un periodo de seis meses de las informaciones necesarias para el cálculo de los valores referenciales del CVNC por tipo de central y combustible utilizado.
- Verificación de la coherencia del Consumo Específico Neto declarado en la Programación Semanal versus el calculado en el Informe de Balance Mensual de Combustible y Producción de Energía Neta.
- Vigencia de los contratos de suministro y transporte de combustible.
- Comparar las declaraciones del Precio de Combustible y del Transporte a través de los indicadores de seguimiento que serán definidos por el precio de referencia que contiene su contrato de suministro y transporte de combustible.

Se recomienda a los agentes generadores térmicos mantener actualizado los contratos de suministro y transporte de combustible al Operador del Mercado.

Se recomienda mantener unificado el periodo de declaración del Consumo Específico Neto en la periodicidad establecida en el Procedimiento.

Se recomienda a los agentes generadores térmicos declarar al Operador del Mercado las informaciones indicadas en este Procedimiento para realizar el cálculo de Costo Variable No Combustible por tipo de central y combustible utilizado.

Se recomienda al Operador del Mercado mantener informado al Ente Regulador sobre las incoherencias en las declaraciones de los costos variable de producción no justificadas por el agente generador térmico.

10. BIBLIOGRAFIA

- [LGE125] LGE 125-01, "Ley General de Electricidad". Poder Ejecutivo, julio 2001.
- [RLE125] RALGE 125-01,"Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad".Julio 2001
- [EXPOSI] A. Gómez Expósito, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica", McGraw-Hill, 2002.
- [MATURA] A. Jesús Maturano, "Análisis de Metodologías para la Evaluación de los Costos Variables de Producción de las Unidades Térmicas de Generación en Mercados Competitivos", Noviembre 2007.
- [CPSECO] CAMMESA, "Calculo de Precio Spot de la Energía y Costo Operativo", noviembre 2011.
- [VRMRCF] CAMMESA, "Valores de Referencia y Máximos Reconocidos para Combustibles, Fletes y Costos Variables de Producción", noviembre 2011
- [SMCOMB] CAMMESA, Sistema de Medición de Combustibles (SCOMB)", noviembre 2011
- [SCOMBU] CAMMESA, "Sobrecosto de Combustibles", noviembre 2011
- [MATURA] A. Jesús Maturano,"Cálculo de costos variables operativos y costos de servicios complementarios de centrales termoeléctricas", Septiembre 2010
- [CMPOCP] COES SINAC, "Criterio y Metodología para la Programación de la Operación de corto plazo de las centrales de Generación del COES", Mayo 2011.
- [ICCCLI] COES SINAC, "Información de Costos de Calidad de Combustibles Líquidos", Mayo 2011
- [ICCCCA] COES SINAC, "Información de Costos de Calidad de Combustibles Carbón", mayo 2011
- [ICCCGN] COES SINAC, "Información de Costos de Calidad de Combustibles Gas Natural", Mayo 2011
- [CCCGSI] CDEC SING, "Costos de Combustible de las Centrales Generadoras del SING", Julio 2011
- [DCVOPE] CDEC SING, "Determinación de los Costos Variables de Operación", Julio 2011
- [ICESPE] CDEC SING, "Información de Consumos Específicos", Julio 2011

- [ICVNCO] CDEC SING, “Información de Costos Variables No Combustibles”, Julio 2011
- [RCAMCO] CONELEC-004/9, “Regulación Complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyentes No. 15”, Año 2009
- [DCVPRO] CONELEC-003/3, “Declaración de Costo Variables de Producción”, Año 2003
- [RIZVER] Rizzo, F. y Verga, M., “Verificación sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables-Informe final”, Marzo 2003
- [MERENE] Mercados Energéticos, “Evaluación y mejora de Herramientas y Datos utilizados para la coordinación de la operación del SENI”, Año 2007
- [OCGOIN] OC-GO-INF-41-2011, “Informe Análisis de la Declaraciones de Precio de Generación para Determinar los Costos Variables de Producción”, Año 2011