

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

AUDITORÍA DE LOS SERVICIOS QUE ADME PROVEE Y DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE AUDITORÍA

Preparado para:



Diciembre de 2010

M1259 - P070-10



INFORME DE AUDITORÍA

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	ALCANCE	5
3.	OBJETIVO GENERAL DE LA AUDITORÍA	6
4.	CONDICIONES EN LAS QUE SE EFECTUÓ EL RELEVAMIENTO	7
5.	SOLICITUD DE INFORMACIÓN	7
5.1.	ORGANIZACIÓN	7
5.2.	INFORMACIÓN GENERAL	8
5.3.	INFORMACIÓN DE DETALLE.....	12
6.	CONSULTAS A AGENTES DEL MERCADO Y ENTREVISTA	16
6.1.	DESARROLLO.....	16
6.2.	COMENTARIOS RECIBIDOS	18
7.	ANÁLISIS INSTITUCIONAL: OBJETO, FUNCIONES, POTESTADES Y RESPONSABILIDADES DE LA ADME. ARRENDAMIENTO DE TAREAS.....	20
7.1.	OBJETIVO	20
7.2.	CREACIÓN Y OBJETO DE LA ADME.....	21
7.3.	POTESTADES Y DEBERES DE LA ADME	23
7.4.	CONTRATO DE ARRENDAMIENTO DE SERVICIOS ADME-UTE	24
7.5.	CONCLUSIONES	27
8.	INSPECCIÓN DE INFORMACIÓN GENERAL	29
9.	IDENTIFICACIÓN DE FACTORES Y SITUACIONES PARTICULARES PARA EL RELEVAMIENTO DE PROCESOS.....	31
9.1.	FACTORES A RELEVAR EN PARTICULAR.....	31
9.2.	SELECCIÓN DE SITUACIONES PARTICULARES.....	31
10.	INSPECCIÓN DE LOS PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	34
10.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	34

10.2.	RELEVAMIENTO DE HERRAMIENTAS (MODELOS) Y PROCEDIMIENTOS APLICADOS	35
10.3.	RELEVAMIENTO DE PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y POSDESPACHO	37
11.	ANÁLISIS DE LOS HALLAZGOS	40
11.1.	GENERALIDADES	40
11.2.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO SPOT.....	40
11.3.	EXPLICITACIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS DE UNIDADES DE GENERACIÓN	43
11.4.	APLICACIÓN DE CURVAS DE AVERSIÓN AL RIESGO A LA OPERACIÓN DE EMBALSES	44
11.5.	INTERCAMBIOS INTERNACIONALES.....	48
11.6.	USO CPC PARA CÁLCULO DEL PRECIO	50
11.7.	PRECIOS DE COMBUSTIBLES	52
11.8.	CÁLCULO DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS	59
11.9.	PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	62
11.10.	PREVISIBILIDAD DEL PRECIO SPOT.....	78
11.11.	INFORMES QUE PUBLICA LA ADME.....	79
12.	SISTEMAS INFORMÁTICOS Y BASES DE DATOS	82
12.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	82
12.2.	CARACTERIZACIÓN DE LA EVALUACIÓN	82
12.3.	SERVICIOS Y ESTRATEGIA	83
12.4.	ORGANIZACIÓN IT	85
12.5.	OPERACIONES DEL CENTRO DE PROCESAMIENTO.....	87
12.6.	SEGURIDAD LÓGICA	89
12.7.	SEGURIDAD FÍSICA Y CONTROLES AMBIENTALES.....	92
12.8.	CONTINUIDAD DE LAS OPERACIONES	93
12.9.	DESARROLLO, ADQUISICIÓN Y MANTENIMIENTO DE APLICACIONES	94
12.10.	CONTROL DE LAS APLICACIONES.....	96
12.11.	PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN EN INTERNET	100
13.	EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA.....	102
13.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE	102

13.2.	<i>LA EVOLUCIÓN DESDE 2002 HASTA EL PRESENTE</i>	104
13.3.	<i>LA SITUACIÓN ACTUAL</i>	106
13.4.	<i>CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO</i>	108
13.5.	<i>DIAGNÓSTICO SOBRE LAS FUNCIONES DESEMPEÑADAS POR ADME RESPECTO DE LA ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO</i>	113
14.	<i>DICTAMEN DE AUDITORÍA</i>	116
14.1.	<i>CRITERIO DE EVALUACIÓN</i>	116
14.2.	<i>PONDERACIÓN GLOBAL</i>	117
14.3.	<i>CALIFICACIÓN POR PROCESOS RELEVADOS</i>	117
14.4.	<i>RECOMENDACIONES</i>	119
14.5.	<i>CONSIDERACIONES ADICIONALES SOBRE OTROS PROCESOS</i>	126
14.6.	<i>CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTRATO DE ARRENDAMIENTO ADME-UTE</i>	127

INFORME DE AUDITORÍA

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al entregable previsto en la Etapa 3 según el Artículo 6 de los Términos de Referencia establecidos por ADME para el presente servicio de auditoría mediante Concurso de Precios N° 3/10.

2. ALCANCE

De acuerdo a los citados Términos de Referencia, el contenido del presente Informe es el siguiente:

Diagnostico descriptivo de la situación encontrada, incluyendo para cada ítem auditado recomendaciones para la mejora de los mismos en los casos que corresponda.

Respecto a los PROCEDIMIENTOS auditados el informe deberá considerar:

- *Información de entrada, en particular demanda, programa de mantenimientos, costos térmicos e hidrología.*
- *Documentación y Registro adecuado*
- *Fiabilidad de la fuente*
- *Consistencia de la información*
- *Trazabilidad*

En particular, respecto a los costos térmicos se tendrá en cuenta el Anexo VI del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Decreto N° 360/2002), mostrándose además el posicionamiento de los mismos en un marco regional.

- *El adecuado encadenamiento entre los resultados de los modelos de mayor jerarquía (largo y mediano plazo) y los datos de ingreso para los modelos de corto plazo, reprogramación y resultados en tiempo real.*
- *Repetitividad de los procesos.*
- *Los Anexos que forman parte del Contrato de Arrendamiento de los servicios del Despacho Nacional de Cargas a UTE.*
- *Evaluación cualitativa global de las causas principales de las desviaciones entre los resultados previstos y ejecutados.*

Respecto a los INFORMES auditados el informe deberá considerar:

- *Trazabilidad de la información contenida, hasta la fuente de generación de la misma.*
- *Contenido adecuado para el interés de los Participantes del MEE.*
- *Plazos de entrega, puntualidad y asiduidad en la publicación.*
- *Comunicación y publicación.*

Respecto a las BASES DE DATOS auditados el informe deberá considerar:

- *Su contenido.*
- *Tratamiento de los Datos.*
- *Seguridad a nivel 1 (acceso y registro de operaciones).*
- *Disponibilidad.*

En particular para las Bases de Datos se tendrán en cuenta los Anexos IV y VI del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Decreto N° 360/2002) y el Anexo I del Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (Decreto 278/2002).

El auditor deberá presentar junto al Informe Final las pruebas documentales obtenidas durante el proceso de la auditoría además de toda otra información, análisis y recomendación que se considere útil y necesaria para la mejora del cumplimiento de las funciones de ADME teniendo en cuenta en particular la transparencia, acceso abierto a la información, economía, eficiencia, tiempo de respuesta y trato no discriminatorio.

En ningún caso estas actividades propuestas se podrán considerar como limitativas para el cumplimiento de los objetivos del trabajo. El auditor podrá proponer cambios o mejoras de acuerdo a su experiencia, las que deberán ser aprobadas por ADME previo a su ejecución.

En consistencia con el Alcance establecido en los Términos de Referencia del servicio, el contenido del presente Informe Final desarrolla el avance obtenido por ejecución de la totalidad de tareas previstas en el Plan de Trabajo, describiendo las actividades realizadas así como la información relevada y las condiciones en las que las mismas se ejecutaron.

3. OBJETIVO GENERAL DE LA AUDITORÍA

La presente auditoría tiene como objetivo realizar una evaluación del grado de cumplimiento de los procesos que realiza la ADME en cumplimiento de sus obligaciones establecidas en la regulación. Esta evaluación es realizada considerando la implicancia de cada uno de los procesos implementados para el cumplimiento de las funciones asignadas a la ADME conducentes con su responsabilidad.

Para cumplir los objetivos, se realizaron las evaluaciones mencionadas verificando el cumplimiento de los principios regulatorios rectores del marco sectorial vigente:

- La eficiencia en la operación del sistema, asegurando que la misma se realiza a mínimo costo.
- La equidad, evitando la existencia de prácticas abusivas o discriminatorias.
- La libre competencia como forma de promover mínimos precios de energía.
- La seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica.
- El acceso a la Información

4. CONDICIONES EN LAS QUE SE EFECTUÓ EL RELEVAMIENTO

Se destaca la total predisposición de todo el personal de la ADME y de UTE para la realización del relevamiento de información requerido.

Sin excepción, la colaboración con esta Auditoría respecto de entrega de información solicitada, explicaciones y comentarios aclaratorios, ha sido plena por parte de todos los profesionales intervinientes, lo que se considera un factor fundamental para el logro de los objetivos de la misma en la medida que asegura la transparencia del relevamiento efectuado.

Se destaca asimismo el excelente nivel profesional de todos los equipos con los que se ha interactuado, demostrando en todos los casos un alto compromiso con las responsabilidades de cada uno.

En consecuencia, no hay observaciones respecto de eventuales dificultades surgidas para la realización de las tareas requeridas para esta Auditoría que requirieron interacción con ADME o con UTE DPE en su carácter de prestador de servicios arrendados por la primera.

5. SOLICITUD DE INFORMACIÓN

5.1. ORGANIZACIÓN

De acuerdo a la metodología establecida para el desarrollo de la Auditoría se dividió la solicitud de información a ADME en dos etapas:

- Solicitud de Información general, orientada a contar con elementos suficientes para la realización de la Tarea E (Identificación inicial de aspectos críticos), con el objetivo de profundizar el análisis en tareas

posteriores de acuerdo a los resultados de esta tarea, los que se incluyen en el presente informe. Esta solicitud se realizó en forma conjunta con la presentación del Plan de Trabajo

- Solicitud de información de detalle: información específica requerida sobre la base de la ejecución de las Tareas E y F (Inspección), focalizada en las situaciones críticas identificadas en la primera

Asimismo, se clasificaron los requerimientos en dos grandes bloques:

- Los relacionados a procesos ejecutados por ADME como etapas de sus funciones de operador y administrador del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cubriendo desde la Programación Estacional hasta la Programación Diaria, la Operación en Tiempo Real, el Posdespacho y la realización de las transacciones económicas
- Los procesos de soporte y complementarios, esencialmente bases de datos, sistemas, elaboración de informes y atención al cliente.

5.2. INFORMACIÓN GENERAL

Excepto indicación en contrario, la información referida a valores se requirió sobre paso mensual para el período Mayo 2007 – Julio 2010 (o dentro de este período, para el subperíodo que aplique)

El listado de la información requerida a ADME es el siguiente, indicándose si la misma fue entregada por ADME:

Planificación, Programación de la operación y Transacciones Económicas

Seguridad de suministro

- Potencia instalada de generación al cierre de cada mes
Entregado (carpeta 01)
- Demanda máxima mensual
Entregado (carpetas 02 y 16)
- Energía no suministrada, diferenciada por tipo de evento que la motiva
Se entregaron informes de ahorro de energía Mayo a Agosto 2008 (carpeta 03)
- Evolución de potencia firme de generación
Entregado (carpeta 04)
- Para cada agente consumidor participante del mercado: demanda de energía

Entregado (carpeta 21)

- Evolución de la indisponibilidad del parque generador (paso mensual)
No se computan índices de indisponibilidad. Por tal razón se entregó información sobre el denominado factor de respuesta, que mide la disponibilidad frente a convocatoria a despacho (carpeta 06)

Transmisión / generación forzada

- Resumen de contingencias relevantes en el sistema de transmisión que hayan provocado redespachos
- Descripción de las restricciones más importantes que se presentan en el sistema de transmisión

Entregado (carpeta 08)

- Energía de generación forzada identificando motivo
Entregado –período Ene 09ª Jul 10 inclusive- (carpeta 09)

Evolución precios mercado

- Evolución precios horarios en el mercado spot
Entregado (página web ADME)
- Evolución precios de combustibles (semanal, para todos los tipos de combustibles empleados en el parque generador)
Entregado (carpeta 11)
- Evolución costo de los SSCC (mensual)
No entregado (No se calculan)

Documentos emitidos

- Documentos de transacciones económicas emitidos en el período
Entregado (carpeta 13)
- Programaciones estacionales realizadas en el período
Entregado (carpeta 14). Obs: se agregaron Reprogramaciones en el pedido de información de detalle
- Informes anuales ADME
No entregado (No se han elaborado)
- Informes mensuales ADME
Entregado (carpeta 16)

Despacho de generación

- Despacho de generación para cada unidad de generación
Entregado –período Mar 09 a Jul 10- (carpeta 17)
- Evolución de la reserva rodante horaria programada y reserva rodante real

No entregado. Se aclaró que no se hacía un registro de esta magnitud y se acordó con el Auditor no estimarla.

- Evolución de la frecuencia registrada

Entregado –período Jun 09 a Sep 10- (carpeta 19)

- Evolución de costos de generación forzada por calidad (total anual)

No entregado – (No se calcula)

- Evolución de las pérdidas de transmisión

Entregado (carpeta 21)

- Evolución semanal de los niveles o volúmenes de embalses de las centrales hidráulicas

Entregado (carpeta 22)

Intercambios internacionales

- Evolución de la importación y exportación de energía (discriminado según tipo de intercambio: por contratos, oportunidad -entre sistemas-). Cantidades y precios

Entregado cantidades (carpeta 23). Se aclara que no ADME no dispone de precios. Textualmente ADME expresó al respecto: “Los precios de importación son los previstos en la programación de despacho. En ADME no tenemos los contratos de importación ni los acuerdos de intercambio de oportunidad o emergenciales. Ex ante contamos con los precios previstos de importación considerados en la programación. Ex-post, no tenemos respaldo documental de las liquidaciones que se realizan con los despachos de los países vecinos. Al no recibir copia de las liquidaciones finales de las importaciones no podemos juzgar ni calcular si corresponde o no reliquidar, sobre todo para los casos en que el CMg lo fijo la importación

Transacciones económicas

- Evolución de la Potencia y Energía de contratos por agente (de aplicar)

Sólo se entregó potencia de los contratos (carpeta 24)

- Evolución del monto de facturación de agentes que sufrieron revisiones por reclamos al documento de transacciones económicas

Entregado (carpeta 25)

- Evolución del monto total de la facturación de agentes

No se factura. Al respecto ADME comentó: “ADME no compra ni vende energía. No factura. ADME emite en el DTE la cantidad de energía mensual comercializada por contratos entre agentes. La facturación de las transacciones por contrato es realizada entre los agentes involucrados. La energía comercializada entre agentes por contrato (no los montos) puede verse en el DTE.

- Evolución mensual del número de reclamos al documento de transiciones

No hay. Al respecto, ADME comentó: “A la fecha los reclamos al DTE no se han

recibido "formalmente". En general se trato de errores propios de las limitaciones de trabajar en Excel y ameritó una republicación del DTE, por que nos dimos cuenta o nos avisaron a los pocos días de haber publicado. Cuando el error tuvo que ver con una liquidación spot, recalculamos y republicamos de la misma forma, siempre nos avisaron por teléfono como una detección de un error mas que como un reclamo en los términos en que estos están definidos en el Reglamento.

Información Adicional

Área de Informática y sistemas

A nivel del área de informática: objetivos a corto y largo plazo.

Recursos materiales y técnicos

Documentos sobre los equipos, número de ellos, localización y características.

- Número de equipos, localización y las características
- Enumeración de los Contratos vigentes de servicio de mantenimiento.
- Convenios que se tienen con otras instalaciones.
- Configuración de los equipos y capacidades actuales y máximas.
- Planes de expansión, de existir
- Ubicación general de los equipos.
- Políticas de operación.
- Políticas de uso de los equipos.

Sistemas

- Descripción general de los sistemas instalados y de los que estén por instalarse que contengan volúmenes de información.
- Manual de procedimientos de seguridad de sistemas

Información entregada:

- *Documento "Sistemas ADME.pdf" con especificación de información solicitada.*
- *Documento "GTI-PO-2010-001-00 - Respaldo Informático de Datos.pdf" (back up de información)*
- *Mapa de red*

A la fecha de elaboración del presente informe se encuentra pendiente la entrega de información sobre algunos aspectos particulares, los que son descritos en la Sección 10.

Información adicional entregada

- *Contrato de arrendamiento UTE y ADME, decreto 1512/2008*
- *Acta de Acuerdo Nro. 2010-001 - Avisos por parte de UTE a la guardia de ADME*
- *Acta de Acuerdo Nro. 2010-002 - Criterios utilizados para el cálculo del precio spot*
- *Procedimiento ADME DNC-PO-2010-001-00 - Predespacho Diario y Precio Spot Previsto*
- *Procedimiento ADME DNC-PO-2010-002-00 - Precio Spot Ejecutado Revisado*
- *Procedimiento ADME GCA-PO-2010-001-00 - Documento de Transacciones Económicas*
- *Procedimiento ADME GCA-PO-2010-002-00 - Banco de Servicio de Cobranzas*

5.3. INFORMACIÓN DE DETALLE

5.3.1. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

En base a la inspección de la Información General provista se procedió a realizar las actividades de Inspección y la correspondiente solicitud de información de detalle.

Las actividades de inspección realizadas son descritas en las posteriores secciones de este informe,

El pedido de información de detalle efectuado es el siguiente:

- Detalle del nuevo protocolo entre guardias ADME-UTE que se le elaboró sobre la base de la experiencia obtenida de los sucesos de los días 17 a 19/07/2010.
- Datos sobre planificación, programación y ejecución de la operación, de acuerdo al siguiente detalle:
 - Año 2008 - semana 36 (30.08.2008 - 05.09.2008)
 - Informe de hipótesis para la programación semanal. Complemento (de existir). Informe de hipótesis vigente al día viernes 29.08.2008
 - Juego de archivos de datos (inputs) del modelo EdF, políticas #289 y #315 (PES Nov07 y May08 respectivamente)
 - Detalle de resultados de los escenarios aplicados al modelo MP para la semana analizada (36/2008) -salidas del MP-

-
- Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de las políticas #289 y #315
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para la programación de la semana 36/2008
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de los costos variables de térmicas utilizados en el cálculo del precio spot definitivo (ex post) durante la semana en análisis, en caso de ser distinta de la anterior.
 - Resultados del modelo CPC para los escenarios empleados de acuerdo a hipótesis de programación de la semana 36 vigentes al día viernes 29.08.2008
 - Planilla "semanal" en la que, de acuerdo a las hipótesis vigentes al día viernes 29.08.2008, se determinan las energías diarias de centrales hidro para la semana en análisis
 - Planilla de Programación diaria correspondientes a los días 30/08/08, 31/08/08 y 01/09/08
 - Posdespacho días 30/08/08, 31/08/08 y 01/09/08 (despachos efectuados)
 - Resultados de las corridas CPC que se hayan efectuado para estimación del precio spot en los días 30/08/08, 31/08/08 y 01/09/08
 - Resultados de las corridas CPC ex post realizadas para el cálculo de precios correspondientes a los días 30/08/08, 31/08/08 y 01/09/08
 - Hoja de cálculo del precio spot definitivo de los días 30/08/08, 31/08/08 y 01/09/08 (tres líneas)
 - Año 2009 - semana 20 (16.05.2009 - 22.05.2009)
 - Informe de hipótesis para la programación semanal. Complemento (de existir). Informe de hipótesis vigente al día viernes 15.05.2009
 - Documento reprogramación estacional marzo 2009
 - Juego de archivos de datos (inputs) del modelo EdF, política #396
 - Detalle de resultados de los escenarios aplicados al modelo MP para la semana analizada (20/2009) -salidas del MP-
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de la política #396 y la empleada en la política correspondiente a la programación estacional mayo - octubre 2009

-
- Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para la programación de la semana 20/2009
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de los costos variables de térmicas utilizados en el cálculo del precio spot definitivo (ex post) durante la semana en análisis, en caso de ser distinta de la anterior.
 - Planilla "mensual" empleada en la elaboración de consignas semanales para la semana 20.
 - Resultados del modelo CPC para los escenarios empleados de acuerdo a hipótesis de programación de la semana 20 vigentes al día viernes 15.05.2009
 - Planilla "semanal" en la que, de acuerdo a las hipótesis vigentes al día viernes 15.05.2009, se determinan las energías diarias de centrales hidro para la semana en análisis
 - Planilla de Programación diaria correspondientes a los días 17/05/09 y 18/05/09
 - Posdespacho días 17/05/09 y 18/05/09 (despachos efectuados)
 - Resultados de las corridas CPC que se hayan efectuado para estimación del precio spot en los días 17/05/09 y 18/05/09
 - Planilla "semanal" que se haya usado como referencia para la programación diaria de los días indicados en el punto anterior.
 - Resultados de las corridas CPC ex post realizadas para el cálculo de precios correspondientes a los días 17/05/09 y 18/05/09
 - Hoja de cálculo del precio spot definitivo de los días 17/05/09 y 18/05/09 (tres líneas)
 - Año 2009 - semana 21 (23.05.2009 - 29.05.2009)
 - Planilla de Programación diaria correspondientes a los días 27/05/09 y 28/05/09
 - Posdespacho días 27/05/09 y 28/05/09(despachos efectuados)
 - Resultados de las corridas CPC que se hayan efectuado para estimación del precio spot en los días 27/05/09 y 28/05/09
 - Planilla "semanal" que se haya usado como referencia para la programación diaria de los días indicados en el punto anterior.
 - Resultados de las corridas CPC ex post realizadas para el cálculo de precios correspondientes a los días 27/05/09 y 28/05/09

-
- Hoja de cálculo del precio spot definitivo de los días 27/05/09 y 28/05/09 (tres líneas)
 - Año 2010 - semana 29 (17.07.2010 - 23.07.2010)
 - Informe de hipótesis para la programación semanal. Complemento (de existir). Informe de hipótesis vigente al día viernes 16.07.2010
 - Detalle de la información de pronósticos de lluvias e hidrológicos para la semana 29 disponibles al día miércoles 14.07.2010, y al viernes 16.07.2010, indicando fuente.
 - Juego de archivos de datos (inputs) del modelo EdF, política #451
 - Detalle de resultados de los escenarios aplicados al modelo MP para la semana analizada (29/2010) -salidas del MP-
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de la política #451
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para la programación de la semana 29/2010
 - Planilla de cálculo de costos de combustible en central y valores de costos variables de O&M aplicados para el cálculo de los costos variables de térmicas utilizados en el cálculo del precio spot definitivo (ex post) durante la semana en análisis, en caso de ser distinta de la anterior.
 - Planilla "mensual" empleada en la elaboración de consignas semanales para la semana 29, antes y después de la emisión del complemento del día viernes 16.05.2010.
 - Resultados del modelo CPC para los escenarios empleados de acuerdo a hipótesis de programación de la semana 29 vigentes al día viernes 16.07.2010
 - Planilla "semanal" en la que, de acuerdo a las hipótesis vigentes al día viernes 16.07.2009, se determinan las energías diarias de centrales hidro para la semana en análisis
 - Planilla de Programación diaria correspondientes a los días 17/07/10, 18/07/10, 19/07/10 y 20/07/10
 - Posdespacho días 17/07/10, 18/07/10, 19/07/10 y 20/07/10 (despachos efectuados)
 - Resultados de las corridas CPC que se hayan efectuado para estimación del precio spot en los días 17/07/10, 18/07/10, 19/07/10 y 20/07/10

-
- Planilla "semanal" que se haya usado como referencia para la programación diaria de los días indicados en el punto anterior.
 - Resultados de las corridas CPC ex post realizadas para el cálculo de precios correspondientes a los días 17/07/10, 18/07/10, 19/07/10 y 20/07/10
 - Hoja de cálculo del precio spot definitivo de los días 17/07/10, 18/07/10, 19/07/10 y 20/07/10 (tres líneas)

5.3.2. ENTREGA DE LA INFORMACIÓN

ADME entregó la totalidad de la información de detalle requerida

6. CONSULTAS A AGENTES DEL MERCADO Y ENTREVISTA

6.1. DESARROLLO

A través de un cuestionario de contestación voluntaria se requirió opinión a Agentes y Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica sobre varios temas relacionados a las funciones que debe cumplir la ADME.

De esta manera se propendió a conocer de manera directa la percepción de los Agentes y Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica sobre aspectos relacionados al desempeño del mismo, tanto operativos como relacionados a su administración. Consecuentemente la consulta comprendió las siguientes áreas:

Se organizan entres áreas

- Aspectos relacionados al desempeño del Mercado Mayorista
- Aspectos relacionados a la operación del sistema eléctrico
- Aspectos relacionados a la Administración del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE)

Las consultas realizadas se indican a continuación:

a) Desempeño del Mercado Mayorista

- En caso de generadores, ¿considera que el despacho de su planta es adecuado?
- ¿considera que los informes de proyección/programación (ej programación semanal, predespacho) informan resultados adecuados cuando se los compara con los resultados de la operación real?

-
- ¿considera que el despacho de las demás centrales, de las diferentes tecnologías, es adecuado?
 - Orden de mérito de las unidades de generación
 - Generación forzada
 - Provisión de servicios
 - ¿considera que el despacho de intercambios internacionales es adecuado?
 - ¿Considera que los precios del mercado spot son representativos del costo marginal de corto plazo del sistema, entendiendo por representativos que los mismos responden a costos operativos eficientes?
 - Otros temas que considere críticos no incluidos en las preguntas anteriores.

b) Operación del sistema

- ¿considera que la operación del sistema se realiza con calidad?
- ¿considera que ante contingencias en la red de transmisión o de equipamiento de generación, la respuesta del operador del sistema ha sido satisfactoria?
- Otros temas que considere críticos no incluidos en las preguntas anteriores.

c) Administración del MMEE

- ¿ha constatado errores en su facturación?
 - En cantidades comercializadas (ej. errores de medición de energía)
 - En precios de energía
 - En cálculo de otros cargos
- ¿cómo considera en términos generales el desempeño de ADME en su rol de administrador del mercado?
- ¿cómo considera que ADME desempeña la función de atención al cliente?
 - atención a reclamos
 - tiempos de respuesta
- Sobre la información publicada por ADME en su sitio web:
 - ¿resulta útil para su actividad?
 - ¿cuál es la consulta que más frecuentemente realiza en dicha página?
 - ¿entiende que la información es incompleta, o que falta la publicación de alguna información que para Ud. resulta de importancia?
 - ¿la información publicada en los diferentes informes y pantallas, considera que es consistente?

-
- ¿Le resulta sencillo encontrar el contenido que desea? ¿se presenta en formatos adecuados?
 - ¿cuál es el aspecto más relevante en el cuál entiende que ADME debería mejorar su desempeño?

Se logró una amplia participación de los Participantes, cubriendo casi su totalidad.

Las respuestas fueron dadas tanto en forma escrita como en forma verbal, en una reunión presencial efectuada ad-hoc en instalaciones de ADME el día 16 de septiembre de 2010.

Los comentarios recibidos mediante ambas modalidades se resumen en la sección siguiente.

6.2. COMENTARIOS RECIBIDOS

Algunos Agentes comentaron que dado su escaso tiempo transcurrido como tales no les es posible realizar una evaluación específica, pero en general todos han manifestado en forma explícita un alto grado de satisfacción con el desempeño de ADME.

Las opiniones aquí vertidas pretenden ser un resumen de las inquietudes manifestadas y no constituyen recomendaciones del Auditor, las que se verán reflejadas en el informe de Auditoría.

a) Sobre desempeño del Mercado Mayorista

- Se considera que la información publicada es, en términos generales, útil
- Sobre despachos, se objeta que en ciertas circunstancias la operación real difiere significativamente de la programación semanal. Esto afecta a centrales autodespachadas que venden en el mercado spot, pues programan operación sobre un precio esperado que luego en la práctica puede no cubrir los costos en que se incurre para generar.
- Se plantearon algunas dudas sobre costos de los recursos de generación térmica, en el sentido de si los mismos eran representativos de los costos variables totales de generación en que incurren estos recursos cuando son convocados a despacho. Por ejemplo, se preguntó si se considera el costo de los consumos auxiliares dentro del costo variable.

b) Sobre la operación del sistema

- En líneas generales, se considera que la operación del sistema se realiza con calidad adecuada

-
- En este contexto, se considera que la respuesta del operador ante contingencias es adecuada
 - Se plantearon inquietudes sobre la operación de la red en el sentido de que en ocasiones no están dadas las condiciones para poner en sincronismo unidades de generación (ej. nivel de tensión), o que se brinde mayor información para ajuste de protecciones.

c) Sobre administración del Mercado Mayorista

- Se relevó un alto grado de satisfacción de Agentes y Participantes con el desempeño de la ADME
- Sobre liquidaciones, se ha manifestado en términos generales que las mismas son correctas, con algunos inconvenientes menores en algún caso puntual.
- Se objeta la duplicidad de fuentes de información disponible en Internet
 - i. Sitio ADME www.adme.com.uy
 - ii. Sitio UTE DPE www.dncu.gub.uy
- Se proponen mejoras a la información de mediciones, por ejemplo a través de la consolidación en mensuales con base horaria
- La información más consultada se refiere a precios, previsión de demanda y demanda real, y liquidaciones
- Se destaca como elemento positivo la disponibilización a Agentes de software y datos para simulación
- Se considera importante implementar informes de más largo plazo, proveyendo a los Agentes información objetiva sobre la evolución esperable del mercado y en particular los precios
- Se considera relevante brindar más información sobre el estado de los embalses
- Se considera relevante que se proporcione información procesada para el cálculo y monitoreo de emisiones de CO₂ para cumplir con la normativa implementada para Mecanismos de Desarrollo Limpio por la Convención Permanente de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
- Propender desde ADME el desarrollo en las diversas áreas alternativas diferentes a la UTE, tanto como cliente del mercado mayorista, sino como comercializador, como proveedor de servicios de laboratorio, etc

-
- o Sería relevante, asimismo, disponer de más información en tiempo real:
 - i. precio spot
 - ii. generación por central
 - iii. estado de la red
 - iv. generación forzada
 - v. principales demandas
 - vi. intercambios internacionales
 - o Se han manifestado inquietudes sobre temas regulatorios, desde situaciones de vacíos normativos hasta temas de implementación y de proactividad en la materia, entre ellos:
 - i. Implementar en forma completa y actualizar el reglamento de peajes,
 - ii. Comercialización de energía de generadores privados en el mercado internacional
 - iii. Tratamiento de autogeneradores y cogeneradores (se caracterizaron situaciones de vacío normativo en este sentido)
 - 1. tratamiento a nivel de peajes
 - 2. conexiones de respaldo, tratamiento de la provisión de respaldo mediante redes de distribución a autoprodutores conectados a transmisión en forma directa
 - iv. Generación desde zonas francas
 - v. Implementar las acciones de reforma reglamentaria provistos en los reglamentos

7. ANÁLISIS INSTITUCIONAL: OBJETO, FUNCIONES, POTESTADES Y RESPONSABILIDADES DE LA ADME. ARRENDAMIENTO DE TAREAS.

7.1. OBJETIVO

Se realiza en esta sección un análisis de la normativa vigente en relación a las funciones y responsabilidades que la misma establece para la ADME.

El objetivo del análisis es proveer el marco adecuado para la elaboración de conclusiones y recomendaciones sobre los procesos que ADME realiza, en particular en virtud de la

organización que se ha dado a los mismos a través del arrendamiento de la realización de algunas actividades a UTE.

7.2. CREACIÓN Y OBJETO DE LA ADME

El Artículo 4 de la Ley 16.832 crea la Administración del Mercado de Eléctrico y establece:

Artículo 4º.-Créase la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica.

El cometido señalado refiere a una función de administración en sentido amplio, de manera tal de permitir el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE).

Complementariamente, el Artículo 6 de la misma ley modifica al Artículo 10 de la Ley 14.694, de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) sustituyendo su texto original por el siguiente, que delega al nivel de ley y reglamentación todo lo referente al Despacho Nacional de Cargas.

ARTÍCULO 10.-Créase el Despacho Nacional de Cargas que será operado y administrado por la Administración del Mercado Eléctrico de acuerdo con lo que establezca la ley y la reglamentación".

En este sentido, los considerandos del Decreto 360/2002 señalan dentro del concepto Mercado Mayorista la existencia de dos servicios principales:

"...que el Reglamento del Mercado Mayorista tiene por objeto establecer los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y la administración centralizada del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, regulando en lo operativo el Servicio de Operación del Sistema, y en lo comercial el Servicio de Administración del Mercado;..."

En función de este criterio, el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad establece cometidos específicos (Título I de la Sección III)

Artículo 19

Los cometidos de la ADME relacionados con el Servicio de Operación del Sistema incluyen:

a) Centralizar el intercambio de información para la coordinación, la programación, el despacho y la operación del sistema

-
- b) Administrar el sistema de mediciones en tiempo real para la operación*
 - c) Coordinar los mantenimientos de los equipos de generación y transmisión*
 - d) Programar la operación de embalses y realizar el despacho económico*
 - e) Administrar y coordinar los Servicios Auxiliares*
 - f) Coordinar y supervisar la operación del sistema en tiempo real, incluyendo el manejo de emergencias y procedimientos para la recuperación del servicio*
 - g) Organizar y mantener las Bases de Datos que establece este Reglamento*
 - h) Elaborar los Anexos requeridos para la implementación del presente Reglamento.*

Artículo 20

Los cometidos de la ADME relacionados con el Servicio de Administración del Mercado incluyen:

- a) Centralizar el intercambio de información comercial.*
- b) Calcular la Potencia Firme y los requerimientos de Garantía de Suministro.*
- c) Determinar la valorización del agua para la optimización de embalses y despacho de centrales hidroeléctricas.*
- d) Calcular los precios y transacciones en el Mercado Spot y de servicios que administra.*
- e) Administrar el sistema de mediciones comerciales.*
- f) Administrar el sistema de liquidación y cobranza de las transacciones económicas fuera de contratos*
- g) Realizar la administración regulada de la importación y exportación Spot. La ADME no compra ni vende, sino que aplica los procedimientos que establece este Reglamento para determinar cuándo una oferta Spot de importación o exportación es aceptada y vende o compra, respectivamente, en el Mercado Spot del MMEE.*
- h) Organizar y mantener las Bases de Datos comerciales.*

7.3. POTESTADES Y DEBERES DE LA ADME

7.3.1. GENERALIDADES

Por su parte, las **potestades y deberes** de la ADME respecto de estos dos servicios se establecen taxativamente:

- En el Artículo 23 del RMMEE aprobado por Decreto 360/2002, referido a condiciones generales relacionadas a ambos servicios
- En los Artículos 24 y 25 del RMMEE aprobado por Decreto 360/2002, y en los Artículos 20, 21 y 22 del Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica aprobado por Decreto 278/2002, en lo referido al Servicio de Operación del Sistema
- En los Artículos 26 y 27 del RMMEE aprobado por Decreto 360/2002 en lo referido a la Administración del Mercado Mayorista.

Asimismo, el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional (RGMR) aprobado por Decreto 276/2002, establece, en su Artículo 6, los principios rectores que servirán de criterio interpretativo para resolver cuestiones que puedan suscitarse en la aplicación del marco normativo vigente. Entre otros, fija como principios:

- Abastecimiento confiable de la demanda al mínimo costo, con factibilidad ambiental y viabilidad financiera.
- Operación integrada del Sistema Interconectado Nacional
- Administración centralizada del Mercado Eléctrico Mayorista
- Despacho económico del SIN para las transacciones de potencia y energía
- Transparencia, razonabilidad y equidad en las resoluciones de la ADME y de los órganos estatales con competencia en la materia
- Eficiencia, transparencia, economía, trato no discriminatorio y acceso abierto a la información en el Servicio de Operación del Sistema
- Eficiencia, transparencia, predictibilidad y trato no discriminatorio en el Servicio de Administración del Mercado

7.3.2. RESPONSABILIDAD EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

En particular, el Artículo 20 del Decreto 278/2002 establece claramente un orden jerárquico respecto de la operación del sistema:

La ADME, a través de su DNC, constituye la máxima autoridad operativa en cualquier estado del sistema. El DNC cumplirá tal función con autonomía técnica.

En particular, el inciso b) del Artículo 21 del mismo decreto reafirma la responsabilidad de ADME respecto de la gestión del sistema interconectado en su conjunto, pues señala como de su potestad:

*Otorgar autonomía de actuación a centros de operación bajo su dependencia operativa, cuando las circunstancias lo justifiquen, **manteniendo su responsabilidad por la gestión centralizada.***

Los Artículos 20 y 21 señalados precedentemente determinan con precisión el marco en el cual se inscribe el contrato de arrendamiento de servicios suscrito entre ADME y UTE, mediante el cual algunos procesos que debe realizar ADME son ejecutados por UTE.

7.4. CONTRATO DE ARRENDAMIENTO DE SERVICIOS ADME-UTE

7.4.1. ASPECTOS RELEVANTES PARA ESTA AUDITORÍA

Con fecha 17 de noviembre de 2008 se suscribió entre ADME y UTE un contrato por quince años mediante el cual la ejecución de algunas tareas que ADME debe prestar, tanto ligados al Servicio de Administración del MMEE como al Servicio de Operación del Sistema, es arrendada a UTE.

La cláusula segunda del mencionado contrato indica que ADME arrienda a UTE:

- El Servicio de Operación del Sistema
- Tareas asociadas al Servicio de Administración del MMEE que se indican en anexos

La cláusula sexta del contrato establece Obligaciones de las partes.

En lo que respecta a UTE se destacan las siguientes:

- Operar el sistema eléctrico con sujeción a los criterios establecidos en el marco de los Anexos (ya incluidos en el contrato y los que se acuerden a futuro)

-
- Remitir a ADME toda información acordada previamente entre UTE y ADME relacionada con el objeto del contrato, que sea necesaria para el cumplimiento de las obligaciones legales asignadas a ADME, en las condiciones y plazos establecidos en el contrato y anexos
 - Permitir la realización de las auditorías de gestión que el presente acuerdo, sus Anexos y la Reglamentación, establezcan para el control del cumplimiento de las actividades comprendidas en el contrato y anexos

En lo que respecta a ADME se destacan las siguientes:

- Definir y remitir a UTE las directivas según establecidas en Anexos
- Remitir a UTE en tiempo y forma la información relacionada con el objeto del contrato, que sea necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de UTE en el marco del mismo.

En la cláusula séptima, entre otros puntos, se establece que *los servicios arrendados, según las estipulaciones pactadas en este contrato y en sus ANEXOS, podrán ser auditados en la forma y condiciones que la reglamentación determine para las actividades encomendadas por ley a ADME*

Los Anexos establecen condiciones para la ejecución de las siguientes tareas:

- Anexo A: Programa Anual de Mantenimientos y Programación Estacional de Largo Plazo
- Anexo B: Medición Comercial de la Energía
- Anexo C: Post-operativo de Despacho
- Anexo D: Programación semanal
- Anexo E: Cálculo del Precio Spot y Suministro de la Información para la elaboración del Documento de Transacciones Económicas.

7.4.2. ANÁLISIS

La estructura del contrato, en términos generales, implica una delegación a UTE por parte de la ADME de la ejecución del Servicio de Operación del Sistema y de algunas tareas vinculadas al Servicio de Administración del Mercado, particularmente las relacionadas a medición y cálculo del precio spot. En forma consecuente, refleja a UTE obligaciones establecidas en la normativa relacionadas a la realización de auditorías a ADME, y

establece derecho al acceso a la información por parte de ADME de manera tal de permitirle cumplir sus funciones asignadas.

Por su parte, las obligaciones de UTE respecto de la ejecución de tareas arrendada están sujetas a lo establecido en los Anexos al contrato, que como referencia general establecen, respecto de la normativa, que cada *“proceso se realizará bajo la dirección y criterios de ADME en el marco de lo establecido en la reglamentación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica vigente y de acuerdo a los procedimientos aprobados”*

Las especificaciones del contrato y Anexos establecen pautas y mecanismos que permitan la ejecución de las tareas, con independencia funcional y técnica respecto de ADME del personal de UTE afectado a las mismas.

La cláusula undécima establece las condiciones en las que se puede rescindir el contrato, que incluye el común acuerdo de las partes o situaciones en las que se constatará que el incumplimiento de una de las partes torna imposible la realización del objeto contractual, con una limitación al monto correspondiente a los daños y perjuicios resultantes que puede resultar de tal incumplimiento.

La cláusula duodécima establece un plazo de 30 días para que las partes resuelvan en forma autónoma controversias que se pudiesen plantear, y establece al MIEM como alzada en caso que no se haya alcanzado acuerdo.

Sobre la calidad de los servicios arrendados por ADME, se establece que los plazos, procedimientos y condiciones en los que UTE prestará cada uno de ellos están sujetos a lo que se estipule en el contrato y anexos, y en su defecto a los que establezca la reglamentación vigente para el sector eléctrico uruguayo.

La estructura es la adecuada para este tipo de contratos, en los que como Anexos se van incluyendo acuerdos a nivel de cada servicio contratado. Sin embargo, tales Anexos no incluyen métricas específicas para determinar el efectivo cumplimiento de los servicios contratados, por cuya ejecución ADME es responsable.

En este contexto, resulta necesario elaborar para cada servicio un mecanismo específico de control basado en condiciones y métricas objetivas. Su implementación permite mejorar varios aspectos que pueden representar potenciales situaciones futuras de compleja resolución:

- Para ADME, permite disponer de elementos concretos y evaluables en forma objetiva para determinar si se cumplen o no los servicios

contratados, garantizando así transparencia, repetitividad y trazabilidad en la ejecución de los servicios por los cuales es responsable

- Para UTE, permite disponer de elementos concretos y objetivos que evidencien el adecuado desempeño en la ejecución de los servicios que presta en el marco del contrato de arrendamiento, frente a eventuales reclamos que Agentes y/o Participantes del Mercado Mayorista realicen a ADME, pues de no definirse claramente estos elementos el análisis del reclamo necesariamente implicará en cada caso la evaluación de las tareas relacionadas ejecutadas tanto por ADME en forma directa como por UTE en el marco del contrato, por formar parte todas ellas partes necesariamente integrantes de el o los procesos cuestionados en el reclamo.

Las condiciones y métricas objetivas que se pueden incluir en cada Anexo a los efectos de determinar el cumplimiento en condiciones de calidad deben analizarse en una base caso por caso, según el servicio contratado. Esta práctica es internacionalmente aplicada a este tipo de contratos.

Las condiciones se refieren en general a que:

- Formen parte de cada Anexo los procedimientos ejecutados para el cumplimiento del servicio contratado, de manera tal de garantizar transparencia, repetitividad y trazabilidad.
- Que los mismos respondan a las reglas del arte y las prácticas internacionales.

La métrica se refiere al establecimiento de una o más cantidades numéricas evaluables objetivamente que sean representativas del nivel de calidad del servicio prestado.

Se recomienda analizar la valorización adicional relacionada a la introducción de estos elementos en los Anexos por cada servicio, de manera tal que el precio del contrato refleje adecuadamente los costos de proveerlos en las condiciones que se eventualmente se acuerden.

7.5. CONCLUSIONES

El marco legal vigente establece claramente responsabilidades de la ADME respecto de dos servicios principales que debe brindar:

-
- Administración del Mercado Mayorista
 - Operación del Sistema Interconectado Nacional

En el primer caso, las responsabilidades, potestades y funciones se encuentran establecidas esencialmente en la Ley 16.832 y en el Reglamento del MMEE aprobado por decreto 360/2002.

En el segundo caso, las responsabilidades, potestades y funciones se encuentran establecidas en las Leyes 14.694 y 16.832, y en los Reglamentos del MMEE y de Trasmisión de Energía Eléctrica, aprobado por Decreto 278/2002.

ADME es la máxima autoridad operativa en cualquier estado de operación del sistema, en consecuencia es quien debe garantizar que la operación se realice de acuerdo a los principios rectores.

Por su parte, el Despacho Nacional de Cargas, que debe ser operado y administrado por la ADME, cumplirá su función con autonomía técnica.

Las responsabilidades asignadas a ADME no pueden ser transferidas a terceros, tanto para el Servicio de Operación del Sistema como para el de Administración del Mercado Mayorista. Lo anterior implica que ADME tiene plena responsabilidad legal respecto a la prestación de los mismos conforme a los criterios establecidos en la Ley y Reglamentos.

En consecuencia, toda contratación que ADME realice con terceros para la ejecución de tareas vinculadas a los servicios que debe prestar debe contener los elementos que le permitan verificar objetivamente que los mismos son provistos con la calidad que ADME requiere para cumplir sus obligaciones, lo que adicionalmente protege a quienes prestan los servicios frente a reclamos a la ADME efectuados por Agentes y/o Participantes del Mercado Mayorista sobre los servicios que esta presta.

En este sentido se recomienda complementar el contrato de arrendamiento vigente entre ADME y UTE con elementos que clarifiquen las responsabilidades de ambas partes a nivel de servicios contratados, tales como condiciones y métricas adecuadas a acordar entre las partes.

En los relevamientos realizados sobre los procesos que ADME ejecuta se realizan referencias a las condiciones generales indicadas en esta sección, pues los mismos son evaluados en el marco de estas condiciones.

8. INSPECCIÓN DE INFORMACIÓN GENERAL

La información general recibida tiene dos aplicaciones principales en esta Auditoría:

- a) Proveer elementos que permitan relevar la evolución del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica hasta la fecha. A estos efectos son relevantes aquellas variables que definen el volumen del mercado, así como la relación entre oferta y demanda. En particular son relevantes a estos efectos:
 - a. Evolución de la capacidad firme de generación
 - b. Evolución de los intercambios internacionales
 - c. Evolución de la demanda
 - d. Evolución de precios
 - e. Desarrollo del mercado a término o de contratos
 - f. Indicadores de performance de prestación del servicio realizado (frecuencia, contingencias de transmisión, energía no suministrada) y futuro (informes de riesgo de desabastecimiento)
 - g. Indicadores de performance del mercado (energía comercializada, transacciones)
 - h. Evolución de factores que afectan el volumen del mercado (ej. generación forzada)

El Informe de Auditoría contendrá un capítulo en el que se realizará la caracterización de la evolución del MMEE en el período analizado, y la efectiva implementación de la normativa vigente en el contexto relevado.

Este capítulo proporcionará el necesario contexto para la ponderación del cumplimiento por parte de la ADME de sus funciones en base a sus consecuencias.

A manera de ejemplo, en los mercados en los que se implementan procedimientos de Auditorías Periódicas, la tendencia es la de incluir para la evaluación de eventuales incumplimientos una evaluación del impacto económico del mismo en los participantes del mercado, siendo la magnitud de la gravedad mayor, y por lo tanto la recomendación de prioridad de solución, cuanto mayor es tal impacto.

Si bien la presente Auditoría no prevé evaluaciones de impacto económico, el criterio a aplicar será el de incorporar a la evaluación, sobre la base de la información general

relevada, un factor ponderador relativo al impacto de implementación o no de determinados procesos.

Como ejemplo práctico se plantea la siguiente situación sobre la aplicación de precios spot nodales:

- Si se releva que con la conformación de oferta y demanda actual y prevista para el corto y mediano plazo las pérdidas de transmisión son de poca relevancia en la diferenciación de precios sobre los nodos que la componen, y que la existencia de congestión sobre alguno de sus elementos es prácticamente nula, la aplicación de un sistema de precios nodales versus un sistema de precios a nodo único provocará cambios poco relevantes en el precios spot frente a los que pudiesen ocurrir por cambios en otros parámetros intervinientes en su cálculo, tales como determinación de costos variables de unidades térmicas.
 - Por el contrario, si se relevase que existe, por ejemplo, congestión en un elemento de la red en forma reiterada, y eso provoca que generación de mayor precio reemplace a oferta más barata en forma frecuente, la aplicación de un sistema de precios spot nodales respecto de un sistema de precio a nodo único provocará grandes diferencias en el precio resultante, al menos en algunos nodos, pudiendo su efecto ser de magnitud mucho mayor que el resultante de ajustes sobre otros factores intervinientes en el cálculo del precio.
 - Si la regulación establece que se deben aplicar precios nodales y en el relevamiento se pone eventualmente de manifiesto que tal mecanismo no se aplica, existe un incumplimiento objetivo de la normativa vigente, pero la gravedad (calificación) del incumplimiento será diferente de presentarse una u otra de las situaciones descritas en los puntos anteriores.
- b) Proveer elementos iniciales para identificar situaciones que ameriten un análisis de detalle, guiando de esta manera la selección de casos específicos para la realización de la inspección, conjuntamente con las observaciones recibidas de los Agentes y Participantes del Mercado. Estos elementos iniciales identificados se describen en la siguiente sección.

9. IDENTIFICACIÓN DE FACTORES Y SITUACIONES PARTICULARES PARA EL RELEVAMIENTO DE PROCESOS

9.1. FACTORES A RELEVAR EN PARTICULAR

De la consulta y entrevista a Agentes y Participantes del mercado se extraen los siguientes factores a considerar particularmente en el relevamiento los procesos de programación de la operación y posdespacho:

- Apartamiento de resultados de la operación respecto de lo programado, particularmente programación diaria y operación real respecto de programación semanal
- Representatividad de costos marginales, particularmente valorización de la oferta térmica

9.2. SELECCIÓN DE SITUACIONES PARTICULARES

En términos generales, en el período relevado (Mayo 2007 a Julio 2010) se observan períodos significativamente diferentes desde el punto de vista de las condiciones en que se desempeñó la oferta existente para satisfacer la demanda, principalmente:

- Un año extremadamente seco (2008), combinado con un fuerte incremento de los precios internacionales de combustibles
- Un año (2009) en el que se dan condiciones de sequía en forma consecutiva al año precedente, en un contexto de menores precios internacionales de combustibles respecto del año anterior
- Un año (2010) con una alta hidrología, que contrasta fuertemente con las condiciones hidrológicas que se presentaron en los años previos, en un contexto de estabilización de precios internacionales de combustibles

Estas situaciones se reflejan claramente en la evolución de las reservas hidroeléctricas y los precios de combustible. Hacia Junio de 2008 se alcanzan reservas mínimas en el embalse de Terra y precios máximos de combustibles. Hacia Junio / Julio de 2009 nuevamente se agotan las reservas hidroeléctricas, las que comienzan a recuperarse en la primavera de ese año:

Figura 1 – Cota máxima semanal embalse Bonete, 2007-2010

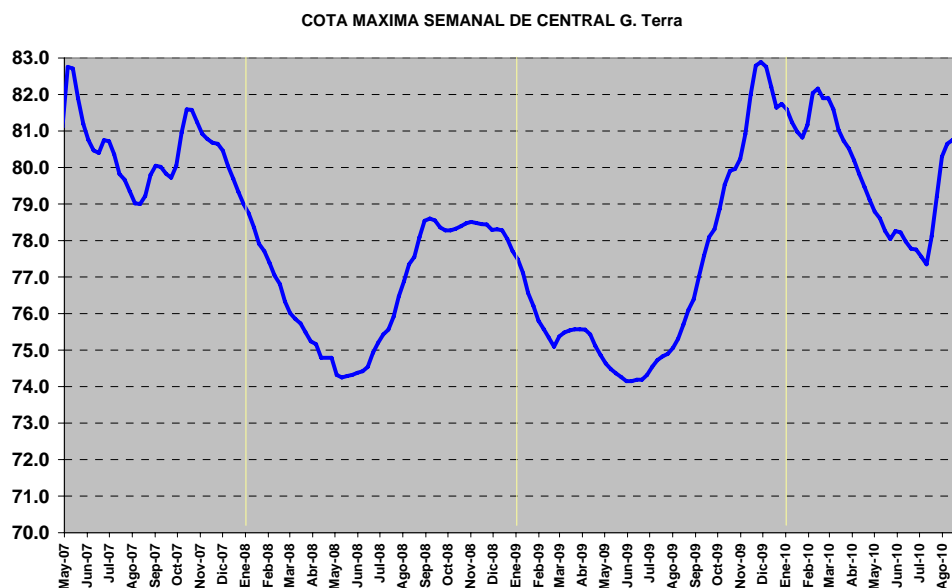
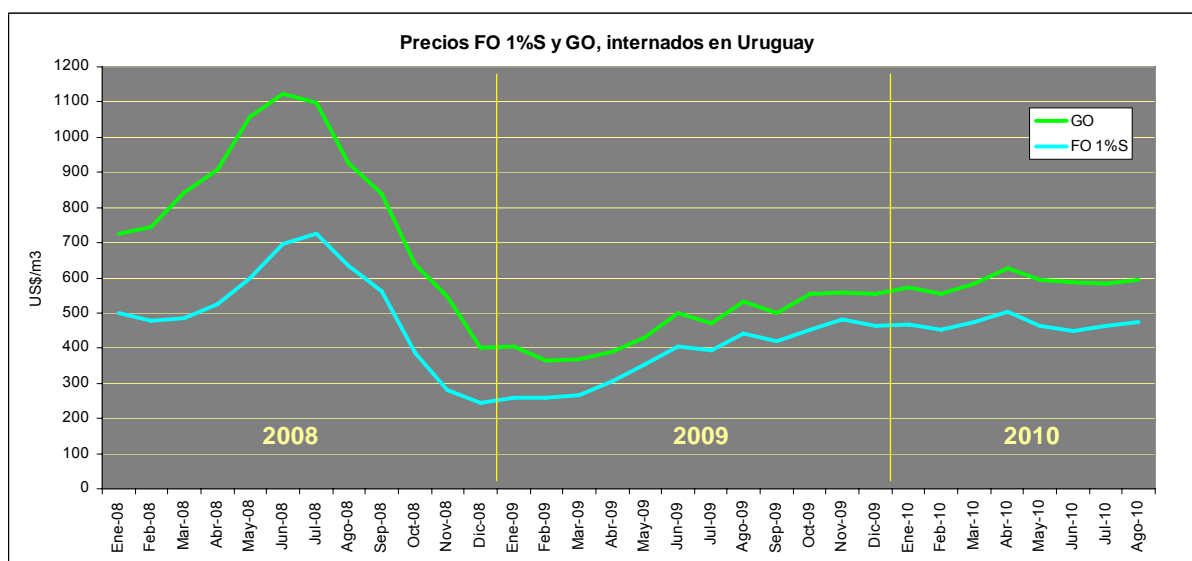
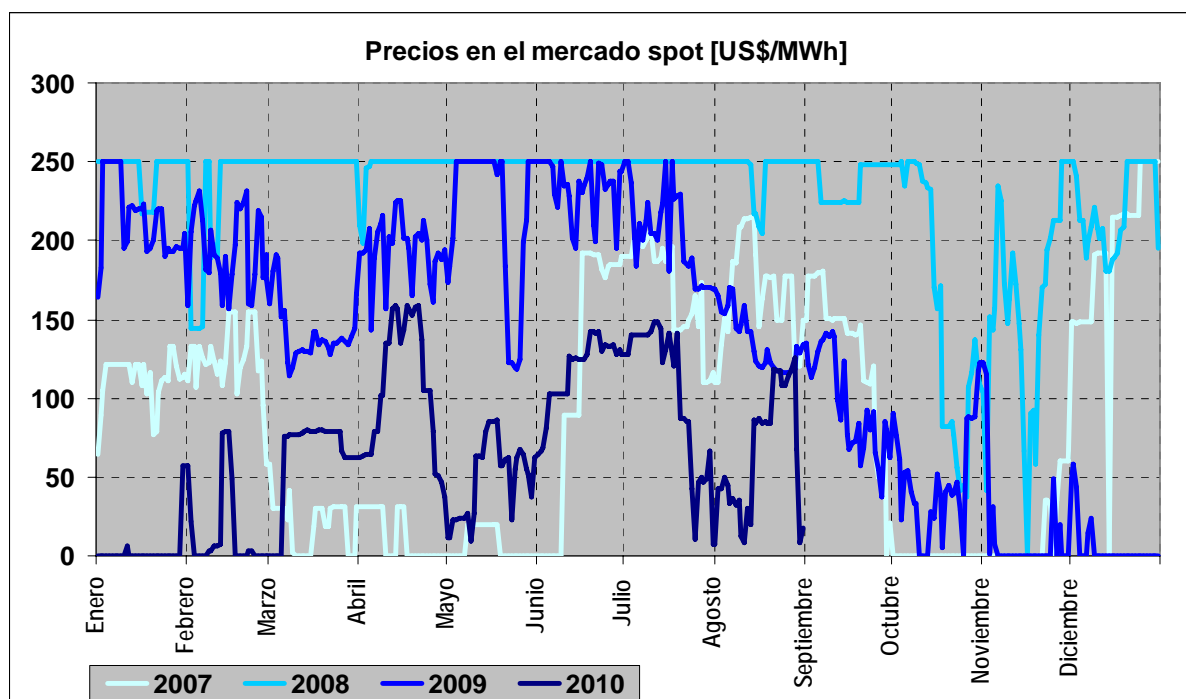


Figura 2 – Precios de combustibles líquidos en Uruguay, 2008-2010



La combinación entre escasez de oferta hidroeléctrica y precios de combustibles se vio reflejada en el precio de la energía resultante en el mercado spot, tal como se observa en el siguiente gráfico, en el que se presentan valores medios diarios. Los precios en 2008 resultaron elevados durante gran parte del año (combinación de altos precios de combustible y sequía), mientras que en 2009, previsiblemente, bajan de nivel al ritmo de la recuperación de reservas hidroeléctricas.

Figura 3 – Precios spot, promedio diario 2007-2010



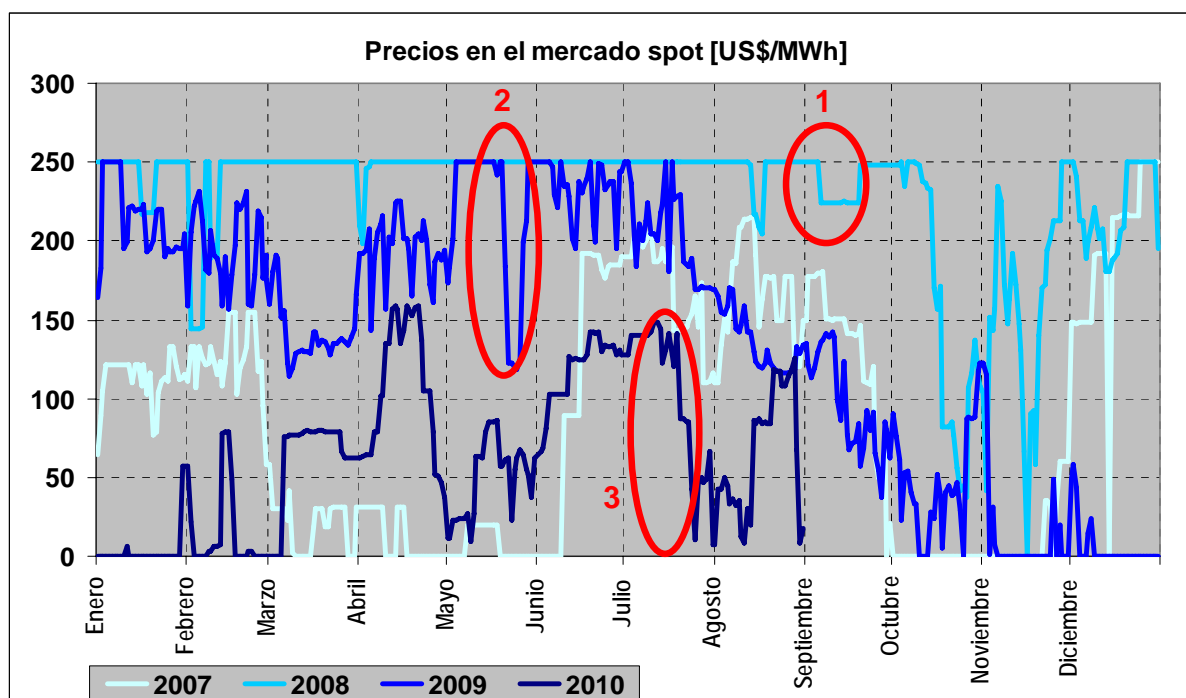
Adicionalmente, no se identificaron inicialmente situaciones complejas a los efectos de la programación de la operación emergentes de contingencias graves en la red de transmisión o indisponibilidad de generación térmica (si bien la alta exigencia de estas unidades en los años secos determinó que los mismos tuvieran que diferir mantenimientos, afectando en algunos casos las condiciones en las que podían generar).

En este contexto, se identificaron a priori tres situaciones sobre las que se analizará el detalle de la aplicación de los procesos de programación y posdespacho. Las situaciones identificadas se corresponden esencialmente con variaciones de precios importantes en lapsos relativamente breves de tiempo, lo que en el contexto de la particularidad del sistema eléctrico uruguayo indicaría que han cambiado factores esencialmente vinculados a la oferta, o bien con situaciones de escasez de oferta sostenida.

Las situaciones propuestas para analizar en detalle son las siguientes:

- Año 2008, semana 36
- Año 2009, semanas 20 y 21
- Año 2010, semana 29

Figura 4 – Situaciones particulares a relevar



10. INSPECCIÓN DE LOS PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

10.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Bajo las premisas de analizar las situaciones seleccionadas en el proceso de inspección inicial y en particular los factores mencionados en la sección anterior, se realizaron actividades de relevamiento en instalaciones de ADME y UTE, esta última en virtud del contrato de arrendamiento de servicios existente entre ambas empresas.

La metodología aplicada consistió:

- En el caso de instalaciones de ADME, en la medida en que en estos aspectos realiza actividades de seguimiento y aprobación en las primeras etapas (programación) y transacciones económicas, consistió en consultas a los profesionales a cargo de la realización de estas tareas sobre aspectos puntuales que surgieron del relevamiento realizado en instalaciones de UTE, realizado con anterioridad para seguir el orden secuencial de los procesos, que comienzan con la elaboración de la programación estacional

-
- En el caso de instalaciones de UTE, se realizaron reuniones con los responsables de la ejecución de las distintas etapas de la programación de la operación, la operación en tiempo real y el posdespacho. Las reuniones contaron con la presencia de tales responsables en forma permanente, de modo tal de permitir la interacción cuando se planteaba una situación relacionada a más de un proceso. Simultáneamente se contó en las mismas con acceso informático directo a la información correspondiente a los procesos ejecutados en las situaciones analizadas, a requerimiento del Auditor.

El relevamiento tuvo dos objetivos particulares:

- identificar y caracterizar las herramientas y procedimientos que se aplican para la ejecución de cada proceso
- observar las decisiones particulares que se tomaron en las situaciones analizadas para ejecutar los procesos.

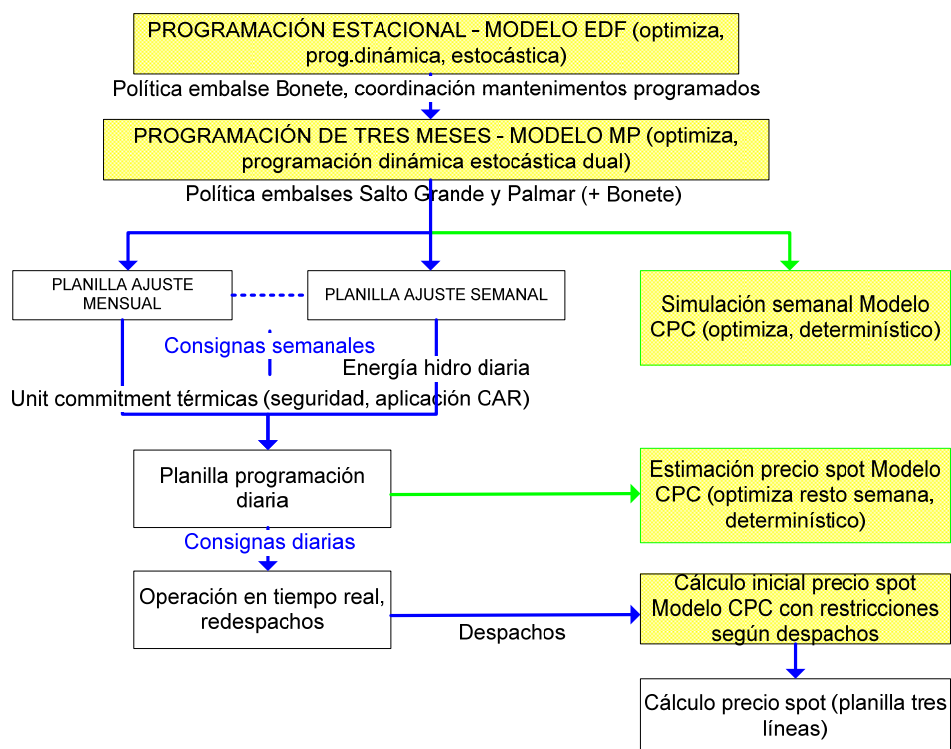
10.2. RELEVAMIENTO DE HERRAMIENTAS (MODELOS) Y PROCEDIMIENTOS APLICADOS

El proceso relevado en instalaciones de UTE se sintetiza en el siguiente esquema, en el cual:

- Los bloques amarillos representan modelos matemáticos que realizan algún tipo de optimización
- Los restantes bloques representan mecanismos por los cuales se encuentran soluciones de cada proceso mediante intervención manual, en base a la información de entrada y cumplimiento de determinados criterios preestablecidos. Esencialmente se trata de aplicaciones implementadas en planillas de cálculo Excel, en la que se obtienen valores sobre los que se verifican los criterios preestablecidos
- La secuencia del macroproceso principal, que cubre las distintas etapas desde la programación estacional hasta el posdespacho, se indica en líneas de color azul.
- Los procesos en verde son auxiliares y sus resultados no son determinantes en la operación real y el posdespacho (y en consecuencia en las transacciones económicas)

Se destaca que los modelos MP y CPC fueron desarrollados como módulos del modelo denominado OPERGEN

Figura 5 – Estructura de modelos



Las características de cada uno de estos modelos y mecanismos empleados en cada proceso han sido relevadas son analizadas en la secciones siguientes.

Sin perjuicio de lo anterior, una primera valoración indica que existe un nivel creciente de intervención manual en la medida en que la ejecución se aproxima a la programación diaria. Mientras las primeras etapas emplean modelos con mayor grado de automatización, y el proceso se centra en el establecimiento de hipótesis y posterior ejecución del modelo, una vez obtenidas las políticas de uso del agua embalsada (modelos EDF, OPERGEN MP), la resolución de la programación semanal y diaria se caracteriza por incorporar elementos en forma manual de acuerdo al criterio del operador o del grupo de trabajo que realice el ajuste.

10.3. RELEVAMIENTO DE PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y POSDESPACHO

En esta sección se describen hallazgos relevantes observados. Tal descripción no implica juicio de valor alguno, sino simplemente destacar temas que surgieron durante el relevamiento y que ameritan consideración posterior en función del objetivo de la Auditoría.

En este sentido, puede ocurrir que en algunos casos los mismos caractericen inconvenientes que oportunamente fueron subsanados, o que tengan un impacto relativo diferente en el cumplimiento de los objetivos de la ADME.

Asimismo, los hallazgos descritos no son limitantes de otros que eventualmente surjan en los análisis de detalle. Todos en su conjunto serán valorados en el Informe de Auditoría.

10.3.1. HALLAZGOS GENERALES

- No resulta clara la metodología aplicada al cálculo del precio spot ejecutado. Si bien el mecanismo relevado en la ejecución se corresponde con lo establecido en el Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002, la inclusión de unidades térmicas en la fijación de precios establecida en el numeral 1.2 del acta mencionada debe ser revisada en función de lo establecido en la Ley 16832 y decretos reglamentarios.
- Se advirtió falta de formulación objetiva de algunos criterios para determinar la permanencia en despachos de unidades térmicas por razones de seguridad operativa en períodos prolongados de tiempo (mayores a una semana), tal como ha sucedido en oportunidades con la Sala B, no convocada a despacho económico por más de una semana, pero mantenida en servicio generando por posibles problemas en un futuro arranque. Esto se torna potencialmente relevante por la inclusión de unidades despachadas en esta condición en la formación de precios spot indicada en el punto anterior, más que por la fundamentación técnica de requerir el despacho de unidades en condiciones como la descrita.
- Se reportaron algunos inconvenientes para consolidar precios de transacciones internacionales originados en falta de disponibilidad de información definitiva de por parte de los administradores de mercados interconectados (CMMESA / ONS) en los tiempos requeridos por ADME.

-
- Para la operación de embalses se emplea un mecanismo de Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) que no se encuentra reglamentado. En este sentido corresponde un análisis de la procedencia de este mecanismo en el marco de las responsabilidades de ADME sobre la operación del sistema y validez de parámetros vigentes para la determinación de la política óptima de uso de los embalses. Ese análisis será incluido en el Informe de Auditoría.
 - La aplicación del modelo CPC para la determinación del precio spot ejecutado puede, en principio y tal como se está realizando en la actualidad, introducir distorsiones en el cálculo del precio que podrían evitarse con una metodología más simple.
 - Costos variables de combustible de unidades térmicas: tomando como referencia los precios de referencia de Fuel Oil 1%S y Gas Oil para el mercado interno publicados en base mensual por URSEA para el período Enero 2008 a Agosto 2010 inclusive, los valores empleados para el despacho y cálculo de precios resultan menores tanto para el Fuel Oil como para el Gas Oil, siendo mayor la diferencia relativa para el primero de ellos (del orden de -8.1%) que para el segundo (-5.4%) en promedio. En el Informe de Auditoría se presentará un análisis detallado de este punto, identificando los posibles orígenes de las diferencias y su eventual procedencia.

10.3.2. HALLAZGOS ESPECÍFICOS SOBRE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DE LA SEMANA 36 AÑO 2008 (30.08.2008 AL 05.09.2008)

- Programación estacional: se observó que al momento de ejecutar los procesos subsiguientes (programación de tres meses y subsiguientes) la última programación estacional ejecutada (Mayo-Octubre 2008) no había sido aprobada. Este hecho, en el contexto de una situación hidrológica severa, implicaba la complejidad de tener una política de uso de agua de Bonete aprobada diferente de la calculada más recientemente, lo que determinó que se simularan situaciones con la política vigente (programación estacional Noviembre 2007 – Abril 2008)
- Costo de falla: Se observó asimismo que los valores de costo de falla asociados a los distintos niveles establecidos en la normativa implicaban que, en el contexto de incremento de precios de combustible, algunas unidades de generación térmica presentarían costos variables mayores al costo de falla del

primer nivel. Esto obligó a verificar los resultados de la programación frente a niveles de costo de falla mayores que no implicaran prioridad de reducir demanda por sobre despachar térmicas de alto costo variable.

10.3.3. HALLAZGOS ESPECÍFICOS SOBRE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DE LA SEMANAS 20 Y 21 AÑO 2009 (16.05.2009 AL 29.05.2009)

- En este período se detectaron significativos apartamientos entre los despachos programados a nivel semanal e inclusive diario con los efectivamente realizados, debido a diferencias importantes en la generación hidráulica, como se resume en los cuadros siguientes, elaborados para algunos días de las semanas relevadas. Estas diferencias se analizarán en el Informe de Auditoría

Tabla 1 – Comparación de valores programados y ejecutados de generación hidroeléctrica semana 20/2009

Semana: 20 - 2009 : 17/5/2009					
Centrales	Producción hidráulica [MWh/día]				
	Prog. Sem	Prog. Diaria	Reprogram Diaria	Post-Operativo	Apartamiento
Salto Grande	1800	1440		1284	-156
Terra	300	285		400	115
Baygorria	200	215		677	462
Palmar	500	220		936	716
Total	2800	2160		3297	1137
Semana: 20 - 2009 : 18/5/2009					
Centrales	Producción hidráulica [MWh/día]				
	Prog. Sem	Prog. Diaria	Reprogram Diaria	Post-Operativo	Apartamiento
Salto Grande	1420	1440		1846	406
Terra	300	305		607	302
Baygorria	200	145		657	512
Palmar	300	185		513	328
Total	2220	2075		3623	1548
Semana: 21 - 2009 : 27/5/2009					
Centrales	Producción hidráulica [MWh/día]				
	Prog. Sem	Prog. Diaria	Reprogram Diaria	Post-Operativo	Apartamiento
Salto Grande	1820	1440	1440	1016	-424
Terra	600	1230	1285	1008	-277
Baygorria	400	870	895	727	-168
Palmar	1200	500	685	604	-81
Total	4020	4040	4305	3355	-950
Semana: 21 - 2009 : 28/5/2009					
Centrales	Producción hidráulica [MWh/día]				
	Prog. Sem	Prog. Diaria	Reprogram Diaria	Post-Operativo	Apartamiento
Salto Grande	1820	1440		1790	350
Terra	600	890		1032	142
Baygorria	400	680		814	134
Palmar	1200	700		870	170
Total	4020	3710		4506	796

10.3.4. SEMANA 29 AÑO 2010 (17.07.2010 AL 23.07.2010)

- En esta semana se presentó una situación de vertimiento en los primeros días no prevista en la programación, lo que motivó un intercambio de información entre UTE y ADME referente a las implicancias de tal situación. En este contexto se relevó que, el día lunes 19.07.2010, en horas de la madrugada, el precio spot fue marcado por una unidad térmica siendo que el total de la demanda nacional estaba siendo cubierta con generación hidroeléctrica. Este suceso motivó la redacción del Acuerdo ADME-UTE Nro.2010-001 sobre “temas y situaciones en que UTE debe dar aviso a la guardia de ADME”. Esta situación será analizada en el informe de Auditoría, incluyendo los factores que llevaron a la ocurrencia de la misma, en el marco de las responsabilidades de ADME sobre la operación y la administración del Mercado:
 - Pronóstico de aportes en Salto Grande
 - Criterios para la determinación de aportes a considerar en la programación ‘semanal (“con lluvias”, “sin lluvias”)
 - Valor del agua de Salto Grande
 - Mecanismo de formación de precios
 - Comunicación entre Guardias ADME / UTE

11. ANÁLISIS DE LOS HALLAZGOS

11.1. GENERALIDADES

Sobre la base de los hallazgos identificados en el proceso de inspección y las observaciones realizadas por Agentes y/o Participantes del Mercado Mayorista se analizaron componentes de los procesos

11.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO SPOT

11.2.1. ANÁLISIS

En función de los hallazgos detallados en la sección 10.3.1 referidos a la metodología fijada en el Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 se analizó su encuadre en la regulación vigente.

El Artículo 327 (Sección XVI, Título II) del RMME define conceptualmente al precio spot:

El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en ese nodo, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece este Reglamento.

Por su parte, el artículo 328 (Sección XVI, Título II) del RMME introduce, en su primer párrafo, el concepto de despacho económico para el cálculo del precio

El Precio Spot en cada nodo se obtendrá con los resultados del modelo de despacho económico para los costos variables para el despacho, la disponibilidad real de generación y ofertas de importación.

De esta manera se establece un criterio incremental sobre el estado de operación que se verifique para el cálculo del precio, que se debe evaluar en condición de mínimo costo.

El Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 incluye en el mecanismo de cálculo del precio spot a unidades térmicas en la fijación de precios (numeral 1.2) a todo *recurso energético no forzado y de mayor costo que se encuentra despachado por despacho económico o por seguridad de abastecimiento de la demanda.*

Sobre esta inclusión se realiza la siguiente observación:

En principio, debería definir el concepto “recurso despachado por seguridad de abastecimiento” de la demanda. De lo observado en el marco de esta Auditoría y de la experiencia internacional, tal concepto podría referirse a:

- A) Generación que se requiere despachar en un área determinada para evitar un potencial colapso por contingencia en la red de transmisión (caso más frecuente observado en otros sistemas, no en Uruguay)
- B) Generación que se requiere mantener despachada durante un tiempo para evitar incurrir en riesgo de falla de arranque ante una nueva convocatoria en plazo de tiempo previsible (caso observado en el sistema uruguayo)
- C) Generación térmica despachada como consecuencia de aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo a la operación de embalses, que puede incluir o no unidades con las características indicadas en el punto anterior (caso observado en el sistema uruguayo)

De tratarse del caso A), el mismo ya se encuentra contemplado en el RMMEE como Generación Forzada por Transporte (la fijación de límites de transmisión debe considerar el concepto de seguridad), por lo tanto no podría interpretarse como generación no forzada.

De tratarse del caso B), se entiende que el mismo es una restricción operativa de una unidad térmica asociada al proceso de arranque, que determina que ante una contingencia posible (análoga a que puede suceder en el sistema de transmisión, en este caso un fallo en el arranque de la unidad), el costo -ponderado por la probabilidad de ocurrencia del evento- que tendría la misma para el sistema es mayor al costo de mantener la unidad operativa durante un cierto lapso de tiempo. Por lo tanto, la misma debería encuadrarse dentro de la figura de Generación Forzada por Tiempos de Arranque y Parada, con la sola especificación de que existe un estado posible en el que a los efectos prácticos el tiempo de arranque sería demasiado elevado (falla).

De tratarse del caso C), las implicancias se analizan en la siguiente sección, en el marco de la aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo (CAR).

Independientemente de las consideraciones anteriores, en los casos A) y B), si bien la unidad despachada por alguna restricción operativa asociada a seguridad puede tener capacidad disponible adicional a la despachada para atender el incremento de demanda a que refiere el Art.327 del RMMME, en ningún caso la solución de mínimo costo para satisfacer al mismo puede implicar el uso de esa capacidad, pues ello implicaría no haber despachado las unidades de menor costo variable que fueron desplazadas por la incorporación de la restricción.

En el mismo numeral del Acta Acuerdo referida se hace mención, asimismo, al “recurso energético no forzado y de mayor costo que se encuentra despachado por despacho económico”. Se interpreta que esta categorización refiere a situaciones asociadas al caso C) anteriormente mencionado, por lo cual su análisis se realiza como parte de las consideraciones realizadas sobre aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) más adelante en este informe.

Finalmente, el citado numeral 1.2 introduce un elemento adicional: *“El tercer término tiene como función impedir que se produzca un descenso “artificial” en el precio spot de esa semana cuando se produce la salida no programada del recurso energético más caro que habiendo estado incluido en la programación semanal vigente, resulte indisponible”*. Este criterio adicional de introducción de unidades de generación que fijan precio en principio no se corresponde con el criterio establecido en el Art.328 del RMMEE, particularmente en su primer párrafo: *“El Precio Spot en cada nodo se obtendrá con los resultados del modelo de*

despacho económico para los costos variables para el despacho, la disponibilidad real de generación y ofertas de importación”, pues se está incluyendo en la determinación del precio a máquinas que en la operación real no estuvieron disponibles.

11.2.2. RECOMENDACIÓN

En virtud del análisis realizado, de presentarse los casos A) ó B) como generación por razones seguridad, los mismos deberían encuadrarse como Generación Forzada por Trasmisión o por Arranque y Parada respectivamente.

El caso C) se analiza en la sección correspondiente a aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) a la operación de embalses.

Asimismo, no corresponde en principio la aplicación del “tercer término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 por contradecir el Art.328 del Reglamento del MMEE. En la medida en que se adopten las recomendaciones sobre CAR referenciadas en el párrafo anterior, puesto que estas se relacionan con el motivo de inclusión de este tercer término, se estima que no es necesaria la aplicación del mismo.

11.3. EXPLICITACIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS DE UNIDADES DE GENERACIÓN

11.3.1. ANÁLISIS

Se observó la aplicación de algunas restricciones operativas sobre unidades de generación que responden al conocimiento de que las mismas pueden implicar situaciones de riesgo de abastecimiento, pero que no se encuentran explicitadas en los informes de las sucesivas etapas de programación.

Tal el caso de la unidad turbovapor Sala B, de la que se verificó su despacho en condiciones en las que los modelos de programación indicaban que se debía sacar de servicio. Este despacho se justifica en razones fundadas sobre su capacidad operativa para volver a arrancar luego de transcurridas pocas semanas desde que puesta fuera de servicio,

En la medida que los modelos de simulación indicaban que el despacho de esta unidad sería necesario pocas semanas luego de ser apagada, se tomó la decisión de mantenerla en funcionamiento

11.3.2. RECOMENDACIÓN

A los efectos de incrementar la transparencia del servicio de operación del sistema, se recomienda que este todo tipo de restricción técnica de las unidades, tanto ocurridas como

posibles en la medida que la probabilidad de ocurrencia de éstas sea relevante (tal el caso ejemplificado), se informe previamente en las distintas programaciones y formen parte de las bases de datos. Y, en la medida de lo posible, se incluya la representación matemática de las mismas en los modelos de simulación.

11.4. APLICACIÓN DE CURVAS DE AVERSIÓN AL RIESGO A LA OPERACIÓN DE EMBALSES

11.4.1. ANÁLISIS

a) Características del mecanismo aplicado

Se ha verificado el empleo de Curvas de Aversión al Riesgo (CAR) en el proceso de programación de la operación, empleo fundamentado en razones de seguridad operativa. Se destaca que la aplicación de un mecanismo de esta naturaleza, que en efecto representa un seguro de operación ante resultados de los modelos de cálculo de política operativa que impliquen una operación más riesgosa respecto de garantizar el suministro de la demanda que las condiciones con las que se determinan las CAR.

La aplicación de las CAR verificada se realiza en el proceso de programación de la operación, particularmente en la definición de las consignas semanales.

Se destaca que las mismas no se emplean en los procesos de cálculo de la política de uso de agua por medio de los modelos EDF y OPERGEN MP, por lo que su implementación, en la manera realizada, no tiene influencia en los valores de Bellman (o subsidiariamente en los valores de agua) que surgen de estos modelos.

Su aplicación en la etapa de simulación de la operación para determinación de consignas semanales implica el eventual despacho de unidades térmicas (incluyendo máquinas falla) en lugar de hidroeléctricas si se identifica que se está en zona de aplicación de CAR. Para ello se realizan hipótesis sobre aportes en los distintos embalses y turbinado para cumplir condición resultante de la política de largo plazo (Terra), y en función de una estimación del riesgo de vertimiento y el estado previo de aplicación de CAR, se determina si aplica o no CAR en el período para el que se definirán las consignas. Las CAR se definen para dos niveles de confianza (98% y 99%). A su vez, la metodología relevada implica distintos niveles de despacho de térmicas cuando se identifica que se aplica una CAR. Ejemplo de tabla resumen de selección de CAR para la programación de una semana determinada:

Tabla 2 – Ejemplo de tabla de selección de CAR

CAR A APLICAR		ESTADO ANTERIOR		
lluvias para alcanzar para riesgo de vertimiento (mm)		s/CAR	C98%	C99%
inferior	superior			
0	50	-	-	-
50	75	-	-	-
75	100	-	-	C98%
100	125	-	C98%	C98%
125	150	C98%	C98%	C98%
150	175	C98%	C98%	C99%
175	200	C98%	C99%	C99%
200	225	C99%	C99%	C99%

El cálculo supone que el 50 % de las lluvias previstas en los próximos 5 días van a ocurrir.
Para determinar el usinado de Terra se supone el despacho previsto en la hipótesis anterior

Si bien en lo formal, al aplicarse una CAR los valores de agua calculados no cambian, en la práctica se altera el orden de mérito entre hidroeléctricas y térmicas. Es “como si” la valorización del agua embalsada se hubiera incrementado hasta un valor mayor que el costo variable de las térmicas que se despachan en lugar de la hidroeléctricas.

Como se ha mencionado, la aplicación de CAR implica eventualmente el despacho de unidades térmicas que de acuerdo a los resultados de los modelos de optimización y simulación del despacho EDF y OPERGEN MP no se hubieran despachado.

b) Procedencia de aplicación

La aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo en la operatoria de embalses es un mecanismo que ha tenido difusión en los últimos años a nivel internacional como adopción de un seguro frente a situaciones comprometidas de abastecimiento futuro cuya ocurrencia se asocia a un determinado nivel de probabilidad.

Su justificación radica en garantizar al extremo posible la seguridad de abasteciendo de la demanda en situaciones de escasez de oferta hidroeléctrica, particularmente en aquellos sistemas eléctricos que, como el de Uruguay, se caracterizan por una elevada componente de generación hidráulica.

La operación confiable del sistema eléctrico uruguayo es una responsabilidad indelegable de la ADME, según establece la reglamentación vigente¹.

El Anexo IV del Reglamento del MMEE establece que a los efectos de despacho se utilizan una serie de modelos cubriendo diferentes horizontes temporales de acuerdo a la capacidad de regulación de los embalses a optimizar, y se detallan las características de esos modelos, que no incluyen la aplicación de CAR.

¹ Ver sección 7.3 del presente informe

Por tratarse de una medida adoptada con fundamento en garantizar la seguridad de abastecimiento, responsabilidad de ADME, la aplicación conceptual de CAR debe ser analizada, y eventualmente fundamentada y aprobada por ADME, en la medida que el abastecimiento confiable de la demanda es un principio rector del marco reglamentario.

Resulta pertinente aclarar en esta instancia que las CAR que se determinan y aplican actualmente son formalmente aprobadas por ADME en las distintas instancias del proceso de programación. La afirmación del párrafo anterior se refiere estrictamente a la aprobación del procedimiento correspondiente, su fundamentación de acuerdo a la regulación vigente, y su inserción en los procesos que se ejecutan.

c) Implicancias sobre el precio spot

Como se comentó anteriormente, la aplicación de una CAR implícitamente cambia el valor del agua en una situación en que la hidroeléctrica tenía, como resultado de aplicar los modelos de optimización, un costo de oportunidad menor al de las térmicas que finalmente se despachan por tal aplicación.

De la inspección realizada surge que el “segundo término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 de alguna manera cristaliza el efecto mencionado, pues como los precios correspondientes al “primer término” son calculados sobre los valores de agua con los modelos de optimización (EDF / OPERGEN MP), el mencionado segundo término incluye a las térmicas despachadas por aplicación de la CAR en la formación de precio, lo que es equivalente a haber cambiado el valor de agua de cada hidroeléctrica calculado con los modelos por uno mayor al de la última térmica despachada.

Se pone de manifiesto así un conflicto regulatorio, resultante de la aplicación de la CAR. Asumiendo para este análisis que la aplicación de la CAR fuese procedente por razones de seguridad operativa, el conflicto mencionado ocurre por las siguientes razones:

- En situación de aplicarse una CAR, el costo marginal de atender la demanda incremental está dado por generación térmica (incluyendo máquinas falla, pues su aplicación anticipada puede evitar mayores niveles de falla futuros) que debe despacharse para atender tal incremento, o eventualmente por generación hidroeléctrica que implícitamente se valorizó a un costo mayor que el de las térmicas (incluida falla) que resultan despachadas por aplicación de la CAR. Necesariamente esto implica que el valor de agua de los recursos

hidroeléctricos que se aplican para el despacho (orden de mérito) no es el que resulta de la aplicación de los modelos EDF / OPERGEN MP

- Por su parte, el Anexo VIII del Reglamento del MMEE (Art.22) establece que a los efectos de calcular el precio se utilizarán los valores de agua calculados por el DNC, lo que refiere al Anexo IV del mismo Reglamento que especifica los modelos con que deben valorizarse los recursos hidráulicos, no contemplándose en ninguna instancia la aplicación de mecanismos tales como las CAR.
- Una CAR, si bien es una restricción aplicada para reflejar un criterio de seguridad de suministro, no es técnicamente despacho de generación forzada (figura contemplada por la regulación), sino que constituye el forzamiento de disponer de una reserva de generación futura. Conceptualmente tiene un origen conceptual similar, por ejemplo, al de mantener un despacho mínimo de generación en un área para garantizar su suministro en caso de que ocurra una contingencia en la red de transmisión, pero mientras este caso se encuadra en la regulación como despacho de generación forzada, la implicancia de aplicación de una CAR en el despacho no representa una figura reconocida en la misma.

En forma subsidiaria a la procedencia de aplicación de CAR, cuestión que, como se ha indicado anteriormente, en opinión del Consultor debe ser fundamentada en función de sus responsabilidades, y formalizada a través de la aprobación del correspondiente procedimiento, la implicancia de la aplicación de las mismas implica interpretar la regulación relativa a determinación del precio en el mercado spot y eventualmente proponer ajustes a la misma.

De la inspección realizada surge que la metodología actualmente se ajusta a la aplicación de modelos prevista en la regulación (EDF – OPERGEN MP / CPC) para el cálculo del precio del “primer término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002, y que la introducción del “segundo término” ajusta al cumplimiento del Art.327 del RMME pero contradice lo establecido en los Anexos VIII y IV del mismo reglamento.

Desde el punto de vista conceptual la solución adoptada para el cálculo del precio cumple con la prevalencia del concepto general sobre la reglamentación de implementación (anexos), pero objetivamente no cumple con estos últimos, integrantes de la reglamentación vigente.

Una alternativa de implementación de las CAR habría sido reflejar las mismas en los modelos de optimización, afectando en esta etapa la valorización de agua, y cumpliendo así todos los aspectos regulatorios relativos al cálculo del precio (eliminando el “segundo término” del mecanismo aplicado en la actualidad). Sin embargo, se destaca que esta solución desvirtúa la naturaleza de las CAR, que es establecer un nivel de seguridad adicional a la operación en caso de que, por la razón que fuere, se llega a una situación de operación de embalses que en forma clara implicar asumir riesgos en la seguridad de suministro futura mayores a los admisibles. Por el contrario, la implementación bajo esta modalidad puede provocar apartamientos significativos de la operación de mínimo costo por asumir artificialmente que se dispone de una capacidad de regulación de agua menor a la que se tiene en realidad, por lo tanto no es recomendable.

11.4.2. RECOMENDACIÓN

De considerar ADME procedente la aplicación de CAR, y asumiendo que las mismas se aplicarían con el esquema actualmente implementado en la práctica, el que en términos generales se considera adecuado, se recomienda:

- Promover la adecuación de los reglamentos (Anexos VIII y IV) de manera tal que el mecanismo de formación del precio spot recoja la aplicación de CAR tal como lo hace con otras restricciones a la operación, en este caso motivado en razones de seguridad operativa.
- Una vez adecuado los reglamentos, eliminar el “segundo término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002
- Transitoriamente, en tanto no se adecue la reglamentación, continuar con la aplicación del “segundo término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 restringido únicamente a la consideración a los efectos de formación de precio de unidades de generación despachadas por aplicación de CAR, fundamentando su aplicación en la prevalencia del concepto general establecido en el Art.327 del RMME.

11.5. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

11.5.1. ANÁLISIS

En el relevamiento efectuado, ADME expresó

“Los precios de importación son los previstos en la programación de despacho. En ADME no tenemos los contratos de importación ni los acuerdos de intercambio de oportunidad o emergenciales. Ex ante contamos con los precios previstos de importación considerados en la programación. Ex-post, no tenemos respaldo documental de las liquidaciones que se realizan con los despachos de los países vecinos. Al no recibir copia de las liquidaciones finales de las importaciones no podemos juzgar ni calcular si corresponde o no reliquidar, sobre todo para los casos en que el CMg lo fijo la importación”

Adicionalmente se verificó en las bases de datos de ADME que no hay respaldo documental de las liquidaciones que se realizan con los despachos de países vecinos ni tampoco respaldo del precio de intercambio previsto.

En este sentido es de aplicación lo que establece el Reglamento del MME:

El Art.20 establece como cometido específico de ADME relativo al Servicio de Administración del MME:

...

g) Realizar la administración regulada de la importación y exportación Spot

Asimismo, el Art. 65 del mismo reglamento establece que:

Toda la importación estará sujeta a la programación y el despacho del DNC. La importación será considerada como generación conectada en la interconexión internacional. En el caso de importación por contratos, se la considerará con una capacidad efectiva igual a la potencia contratada.

En consecuencia, el tratamiento de precios y cantidades referidos a intercambios spot y los precios y parámetros de contratos de importación debe ser similar al que se da a los correspondientes a unidades de generación, y deben contar con similar respaldo documental.

Asimismo, en la observación se reportaron algunos inconvenientes para consolidar precios de transacciones internacionales originados en falta de disponibilidad de información definitiva de por parte de los administradores de mercados interconectados (CAMMESA / ONS) en los tiempos requeridos por ADME para la emisión del DTE.

11.5.2. RECOMENDACIÓN

Respecto de la información sobre operaciones de importación, se recomienda que la misma tenga tratamiento equivalente, tanto en precios, cantidades, disponibilidad, etc., al que se le da a generadores, tanto en la oportunidad y periodicidad en que tal información se envía a ADME como en los aspectos documentales. Esta recomendación comprende tanto a operaciones a través de contratos como intercambios spot, en cumplimiento de la reglamentación vigente.

Respecto de los retrasos en la consolidación de datos con administradores de países vecinos respecto de los tiempos requeridos a ADME para realización de las transacciones económicas se propone desarrollar un procedimiento que establezca la realización de compensaciones para trasladar a la liquidación siguiente las diferencias que surgieran una vez consolidados los resultados de las transacciones spot con los mercados vecinos, o bien cualquiera otra que requiera consolidación de datos con los administradores de esos mercados.

11.6. USO CPC PARA CÁLCULO DEL PRECIO

11.6.1. ANÁLISIS

De acuerdo al relevamiento efectuado, se constató la aplicación del modelo OPERGEN CPC para el cálculo del precio spot en el proceso de posdespacho.

En este sentido, se verificó que el modelo se opera introduciendo una serie de restricciones al despacho de las centrales que permitan obtener mediante la simulación que este modelo realiza un resultado similar al despacho real verificado.

A este respecto, se hace notar que el procedimiento técnico requerido para determinar el costo marginal de acuerdo al principio establecido por el Art. 327 del RMMEE se complementa con las provisiones que se establecen en el Art. 328 del mismo reglamento.

El procedimiento relevado de cálculo del precio mediante el modelo OPERGEN CPC se considera una interpretación literal del Art. 328 mencionado, particularmente de su primer párrafo:

“El Precio Spot en cada nodo se obtendrá con los resultados del modelo de despacho económico para los costos variables para el despacho, la disponibilidad real de generación y ofertas de importación”

El texto citado implica la realización de una simulación que como resultado provea costos marginales de un estado operativo similar al registrado en la operación real, pero no necesariamente el mismo. Este criterio regulatorio implica que en algunas situaciones el precio de nodo de una central despachada no forzada podría resultar menor a su costo variable de operación, razón por la cuál el propio reglamento introduce la condición especial establecida en el Art.331.

Es de hacer notar que al no estar aplicándose el cálculo de precios nodales (tema que se analiza por separado), el procedimiento indicado en el Art.328 carece de sustento, puesto que la solución para el cálculo del costo marginal de corto plazo se puede obtener por simple construcción de la curva de oferta despachada en cada intervalo de mercado, determinando en forma inmediata, por orden de mérito, la unidad (u oferta de importación realizada) que atendería el incremento de demanda.

11.6.2. RECOMENDACIÓN

Hasta tanto no decida la implementación efectiva del cálculo de precios nodales, se sugiere maximizar la simplificación del cálculo del precio, implementando un mecanismo desarrollado de acuerdo a procedimiento en el cual se construya la curva de oferta de acuerdo al orden de mérito de cada planta despachada y, previa identificación de unidades forzadas, determinar la unidad marginal, que es la que atendería un incremento de demanda diferencial a mínimo costo.

En caso de implementar el cálculo de precios nodales, se recomienda a ADME realizar un estudio que evalúe el impacto económico de emplear alternativamente un procedimiento de aproximación al establecido en el Art.328 que consista en definir un precio spot por ordenamiento simple de la oferta disponible y la aplicación de factores nodales calculados a través de flujos DC representativos del estado de operación.

En la medida que tal estudio demuestre que la aproximación es adecuada en virtud del impacto que produce comparado con las ventajas de utilizar un método simplificado, que provee además de mayor transparencia una mayor velocidad de cálculo, lo que permite implementar mecanismos de información del precio de referencia spot en tiempo real, se propone que ADME emita el procedimiento de cálculo del precio spot contemplando el uso del mecanismo alternativo, considerando la aplicación del previsto en el Art.328 (empleo modelo CPC) para aquellas situaciones en las que se verifique que la aproximación pierde validez (ejemplo, ocurrencia de congestión relevante).

11.7. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

11.7.1. ANÁLISIS

Uno de los factores críticos para garantizar la eficiencia del despacho de generación es la que los costos variables de producción empleados para valorizar cada recurso sean representativos de los costos incrementales en que se debe incurrir para suministrar una unidad adicional de energía con cada uno de esos recursos.

Dada la estructura actual del MMEE, la totalidad de las unidades de generación que fijan precio spot pertenecen a UTE, la que a su vez compra el combustible para sus unidades térmicas a ANCAP.

Siendo el costo de combustible la componente de mayor peso relativo en la composición del costo variable de las unidades térmicas, y siendo estas últimas las que, juntamente con los costos de falla, determinan los valores de agua de los recursos hidroeléctricos, se consideró relevante analizar la representatividad de los costos de combustible empleados para el despacho económico y el precio spot.

Para ello se realizó una comparación de los precios de combustible utilizados para la determinación de costos variables de unidades de generación en los procesos de programación de la operación y el cálculo de precios, con los precios de referencia de esos mismos combustibles para el mercado doméstico publicados en forma mensual por el organismo regulador del sector energético, URSEA², disponibles en su página web www.ursea.gub.uy.

Asimismo se verificó que la periodicidad de actualización de los precios de combustible adoptada a los efectos de la programación de la operación y el cálculo de precios es de un mes.

La comparación se realizó a nivel mensual, siguiendo el criterio adoptado de emplear paso mensual para la actualización de precios de combustibles en las bases de datos empleadas en la programación de la operación.

Como referencia de comparación se emplearon, para cada combustible (gas oil y fuel oil 1%S), dos valores publicados por URSEA, cuya aplicación se analiza más adelante:

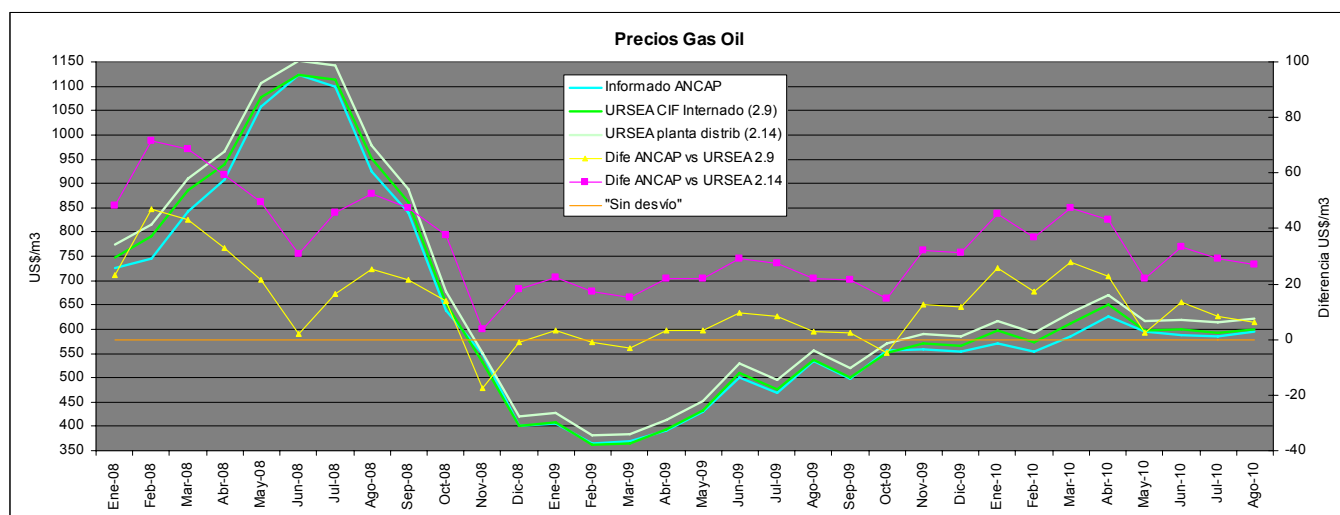
² Disponibles en www.ursea.gub.uy > Combustibles Líquidos > Documentos > Informes
Link directo http://www.ursea.gub.uy:8080/web/docs.nsf/Informes_Web_C?OpenView

- Costo CIF internado, ítem #2.9, “sin Margen bruto de comercialización de importación”
- Paridad de importación en planta de distribución mayorista, ítem #2.14, “sin Margen bruto de comercialización de importación”

La selección de estos dos precios se realizó en función de los valores informados por ANCAP a UTE. El ítem #2.9 informado por URSEA es consistente con las componentes del precio que ANCAP reporta, mientras que en opinión del Consultor el ítem #2.14 es representativo del precio de combustible en central, puesto que incluye costos de transporte y almacenamiento desde el punto de recepción del combustible de referencia (La Teja, Montevideo)

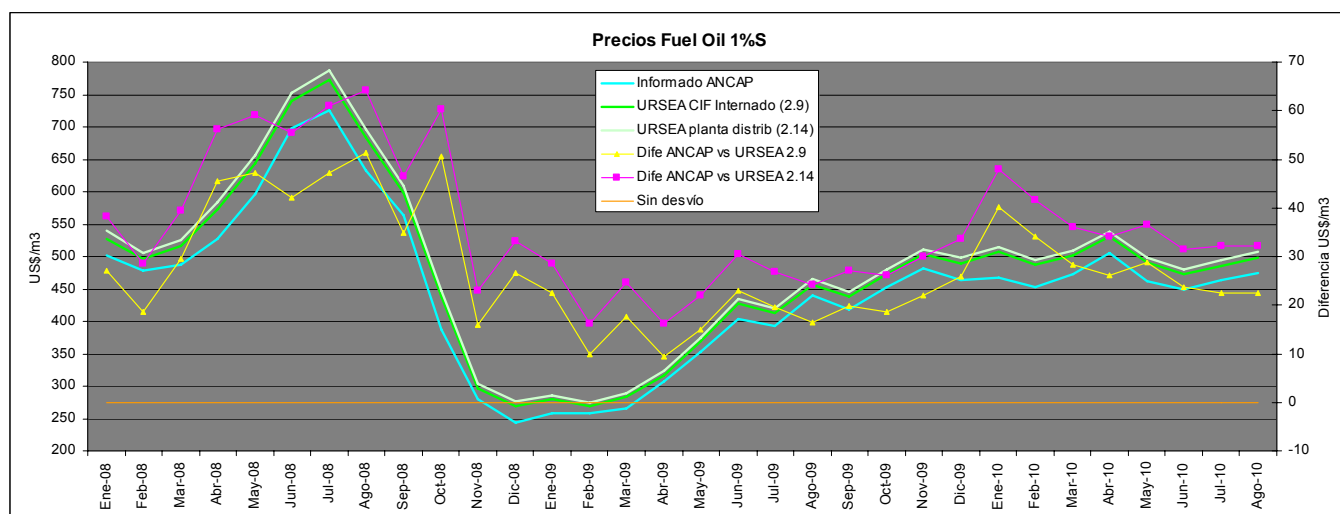
En los siguientes gráficos se muestran los valores relevados³ para gas oil y fuel oil %S:

Figura 6 – Comparación de precios de gas oil informados por ANCAP vs referencia URSEA



³ No se relevó el fuel oil empleado para los motores instalados en la central Battle por carecer de referencia para el mismo calculada por el regulador.

Figura 7 – Comparación de precios de fuel oil 1%S informados por ANCAP vs referencia URSEA



De los valores comparados resulta:

- Para el Gas Oil:
 - Una diferencia promedio entre el precio URSEA #2.9 y el valor informado por ANCAP a UTE de 2% en el período relevado (Enero 2008 a Agosto 2010), con un valor mínimo de 0.9% en 2009 y un máximo de 2.6% en los meses relevados de 2010.
 - Una diferencia promedio entre el precio URSEA #2.14 y el valor informado por ANCAP a UTE de 5.4% en el período relevado (Enero 2008 a Agosto 2010), con un valor mínimo de 4.9% en 2009 y un máximo de 6.1% en los meses relevados de 2010.
 - El cuadro siguiente resume los valores y diferencias observados:

Tabla 3 – Comparación de precios de gas oil ANCAP vs URSEA

		Ene08-Ago10	2008	2009	2010
Informado ANCAP	US\$/m3	630.40	820.78	468.87	587.14
URSEA CIF Internado (2.9)	US\$/m3	642.93	839.82	472.92	602.59
URSEA planta distrib (2.14)	US\$/m3	664.61	865.21	491.95	622.69
Dife URSEA 2.9 vs ANCAP	US\$/m3	12.52	19.04	4.05	15.45
Dife URSEA 2.14 vs ANCAP	US\$/m3	34.20	44.42	23.08	35.55
Dife URSEA 2.14 vs URSEA 2.9	US\$/m3	21.68	25.38	19.03	20.10
Dife URSEA 2.9 vs ANCAP		2.0%	2.3%	0.9%	2.6%
Dife URSEA 2.14 vs ANCAP		5.4%	5.4%	4.9%	6.1%
Dife URSEA 2.14 vs URSEA 2.9		3.4%	3.1%	4.1%	3.4%

- Para el Fuel Oil 1%S:

- Una diferencia promedio entre el precio URSEA #2.9 y el valor informado por ANCAP a UTE de 6.1% en el período relevado (Enero 2008 a Agosto 2010), con un valor mínimo de 4.9% en 2009 y un máximo de 7.1% en 2008.
- Una diferencia promedio entre el precio URSEA #2.14 y el valor informado por ANCAP a UTE de 8.1% en el período relevado (Enero 2008 a Agosto 2010), con un valor mínimo de 6.8% en 2009 y un máximo de 9.1% en 2008.
- El cuadro siguiente resume los valores y diferencias observados:

Tabla 4 – Comparación de precios de fuel oil 1%S ANCAP vs URSEA

		Ene08-Ago10	2008	2009	2010
Informado ANCAP	US\$/m3	448.76	509.91	374.61	468.26
URSEA CIF Internado (2.9)	US\$/m3	476.34	546.31	392.90	496.54
URSEA planta distrib (2.14)	US\$/m3	485.11	556.99	400.10	504.81
Dife URSEA 2.9 vs ANCAP	US\$/m3	27.58	36.41	18.29	28.27
Dife URSEA 2.14 vs ANCAP	US\$/m3	36.35	47.09	25.49	36.54
Dife URSEA 2.14 vs URSEA 2.9	US\$/m3	8.77	10.68	7.20	8.27
Dife URSEA 2.9 vs ANCAP		6.1%	7.1%	4.9%	6.0%
Dife URSEA 2.14 vs ANCAP		8.1%	9.2%	6.8%	7.8%
Dife URSEA 2.14 vs URSEA 2.9		2.0%	2.1%	1.9%	1.8%

El análisis de la comparación realizada pone de manifiesto indica lo siguiente:

- En el caso del Gas Oil, URSEA emplea un mix del 50% de dos referencias del precio internacional del commodity (USGC Nro.2 Waterborne, Mediterranean gasoil 0.2%S FOB Italy), mientras que ANCAP emplea sólo uno de ellos (USGC Nro.2 Waterborne). Esta diferencia de referencia explica la diferencia a nivel precio CIF internado (#2.9 URSEA vs ANCAP). Por ejemplo, para el mes de Julio 2010 se verificaron las siguientes diferencias en los precios de commodity de referencia y CIF internado, observándose que ANCAP reporta mayores componentes por flete, seguros y costos de internación:

Tabla 5 – Comparación de precios de gas oil ANCAP vs URSEA – Julio 2010

	Commodity US\$/m3	CIF internado US\$/m3	Commodity vs internado US\$/m3
1 - ANCAP	521.35	584.28	62.93
2- URSEA	534.95	592.68	57.73
Diferencia 1 - 2	-13.60	-8.40	5.20

- En el caso del Fuel Oil 1%S todos los cálculos (ANCAP, URSEA) se basan en el mismo indicador de precio del commodity (NY Residual fuel Nro.6 1%S). Sin embargo el precio para generación reportado por ANCAP es menor, por lo que las diferencias radican en los costos de flete, seguros e internación.

Tabla 6 – Comparación de precios de fuel oil 1%S ANCAP vs URSEA – Julio 2010

	Commodity US\$/ton	CIF internado US\$/ton	Commodity vs internado US\$/ton
1 - ANCAP	437.84	463.00	25.16
2- URSEA	437.14	485.59	48.45
Diferencia 1 - 2	0.70	-22.59	-23.29

- A partir de Enero de 2009 los precios informados por ANCAP a UTE para todos los combustibles no incluyen la aplicación de la denominada Tasa Consular. Esto es correcto, pues por Decreto MEF /MIEM 460 del 29 de septiembre de 2008 se eximió del pago de esta Tasa a todo combustible líquido que sea importado para ser destinado a la generación de electricidad así como de otras aplicables. En la medida que dicha tasa (la más significativa de las que corresponden a importaciones de combustibles) se sigue aplicando a los combustibles destinados a otros usos, URSEA continúa incluyéndola en sus precios publicados. Las siguientes tablas muestran las diferencias entre los valores reportados por ANCAP y URSEA a nivel de precio CIF internado para el mes de Julio 2010, habiendo quitado del precio publicado por URSEA la mencionada tasa:

Tabla 7 – Incidencia Tasa Consular gas oil ANCAP vs URSEA – Julio 2010

	Commodity US\$/m3	CIF internado sin tasa consular US\$/m3	Commodity vs internado US\$/m3
1 - ANCAP	521.35	584.28	62.93
2- URSEA	534.95	581.28	46.33
Diferencia 1 - 2	-13.60	3.00	16.60
% respecto a 1		0.51%	

Tabla 8 – Incidencia Tasa Consular fuel oil 1%S ANCAP vs URSEA – Julio 2010

Commodity	CIF		Commodity vs internado US\$/ton
	internado sin tasa consular US\$/ton	US\$/ton	
1 - ANCAP	437.84	463.00	25.16
2- URSEA	437.14	476.32	39.18
Diferencia 1 - 2	0.70	-13.32	-14.02
% respecto a 1		-2.88%	

Se observa que mientras para el gas oil el menor precio de commodity adoptado por ANCAP es compensado por mayores costos de flete, seguros e internación, dando una diferencia menor respecto a los valores reportados por URSEA, en el caso del fuel oil los costos de flete, seguro e internación implican valores 2.88% mayores en los valores informados por URSEA. El efecto descrito se mantiene a lo largo del período evaluado (2008-2010)

- Finalmente, al momento de determinar el precio del combustible en central, la mayor diferencia entre los valores empleados en la programación y el cálculo de precios respecto de los informados por URSEA radica en la componente de transporte terrestre y almacenamiento en central.

Para la programación de la operación y cálculo de precios spot, en el caso de las unidades de la Central Batlle (vapor y motores), y de las centrales de respaldo (CTR – Tablada) y Punta del Tigre, no se consideran costos adicionales sobre el combustible respecto del valor CIF internado, que físicamente corresponde a la localización de La Teja. En el caso de la unidad turbogás de Maldonado se considera un costo adicional de combustible sobre el CIF internado de 20 US\$/m³ por transporte.

Tomando como referencia para el precio del combustible en central los valores publicados por URSEA como “Paridad de importación ex planta de distribución de combustible” (ítem #2.14), la comparación con los valores empleados para la programación de la operación y el cálculo de precios (sin incluir centrales Maldonado y motores central Batlle) resulta como se indica en los cuadros siguientes:

Tabla 9 – Precio para generación gasoil ANCAP vs URSEA – Julio 2010

Commodity	CIF		Commodity vs internado
	internado sin tasa consular	Commodity vs internado	
US\$/m3	US\$/m3	US\$/m3	US\$/m3
1 - ANCAP	521.35	584.28	62.93
2- URSEA #2.14	534.95	602.21	67.26
Diferencia 1 - 2	-13.60	-17.93	-4.33
% respecto a 1		-3.07%	

Tabla 10 – Precio para generación fuel oil 1%S ANCAP vs URSEA – Julio 2010

Commodity	CIF		Commodity vs internado
	internado sin tasa consular	Commodity vs internado	
US\$/ton	US\$/ton	US\$/ton	US\$/ton
1 - ANCAP	437.84	463.00	25.16
2- URSEA #2.14	437.14	485.91	48.77
Diferencia 1 - 2	0.70	-22.91	-23.61
% respecto a 1		-4.95%	

Para el mes de julio 2010 se observan valores para el gasoil que resultan un 3.1% inferiores a los de referencia publicados por URSEA, mientras que para el fuel oil 1%S estos valores resultan menores en el orden de 5%.

Se hace notar asimismo que los valores en ex planta de distribución publicados por URSEA minimizan el costo de transporte terrestre del fuel oil pues básicamente asume comercialización a granel en La Teja.

En el caso de los motores de la central Battle, el diferencial asumido en el cálculo de precios de 100 US\$/ton resulta significativamente mayor al diferencial publicado por URSEA.

11.7.2. RECOMENDACIÓN

En base al análisis realizado, se recomienda formalizar un procedimiento en el marco del contrato de arrendamiento ADME-UTE, como parte de un procedimiento general de determinación de costos variables de unidades térmicas tal como se comenta más adelante, para determinar el precio de combustible en central a partir de los valores informados por ANCAP en el caso de UTE, o en general por cualquier otro generador térmico que eventualmente participe del mercado.

Tal procedimiento debería detallar claramente los ítems a considerar, que sobre la base del precio CIF internado (que comprende el precio del commodity, fletes, seguros y costos de internación –impuestos y otros tales como alije, etc. –, debería incorporar los costos de transporte desde el punto de referencia de importación (La Teja) hasta la central de acuerdo a la modalidad que se emplee (ducto, transporte automotor) y los costos de almacenamiento en central.

El procedimiento propuesto debe aplicarse indistintamente, en lo que respecta a la metodología, para todos los procesos que requieran determinación de costos variables de generadores térmicos, desde la programación estacional hasta la programación diaria y el cálculo de precios en el mercado spot.

Asimismo, el procedimiento debe reducir al máximo razonable la periodicidad de actualización de precios de combustibles.

En este sentido, se recomienda agregar a la periodicidad mensual actualmente aplicada actualizaciones adicionales toda vez que el precio de algún combustible se modifique más que un determinado umbral a definir en términos porcentuales sobre el valor aplicado en la programación (por ejemplo 5%). Consistentemente se debe reprogramar con el objetivo de reflejar el cambio adecuadamente en la oferta hidráulica (valores de agua).

La actualización mencionada, cuando se considere procedente, puede realizarse sobre semana cerrada, lo que implica que al momento de programar la semana n+1, tarea que se realiza durante la semana n, se empleen los precios de combustible de la semana n-1 con valores de agua consistentes con esos precios.

El procedimiento propuesto podría ser incorporado como parte de un procedimiento general para la determinación de costos variables de unidades térmicas, como se comenta en la sección siguiente.

Adicionalmente, se recomienda verificar los valores de flete terrestre de acuerdo a lo establecido en el Art.30 Capítulo V del Anexo VI al reglamento del MREE.

11.8. CÁLCULO DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS

11.8.1. ANÁLISIS

Del relevamiento de bases de datos efectuados se observó que:

- No resulta claro si los costos variables de producción de las unidades térmicas empleados en las distintas etapas de la programación de la

operación y en el cálculo de precios spot corresponden a costos variables calculados en bornes del generador, incluyendo (o no) los mismos el efecto de los consumos asociados a servicios auxiliares, que en esencia representan costos variables.

En este sentido, tanto a los efectos del despacho económico como del cálculo de precios, los costos variables de las unidades térmicas, expresados en US\$/MWh, deberían incluir los costos variables asociados a servicios auxiliares, pues los mismos son costos de operación de la unidad que, a diferencia de implicar insumos o recursos humanos, se traducen en un consumo de electricidad.

- Existen algunas diferencias en la metodología aplicada para el cálculo del costo variables en distintas etapas de la programación y el cálculo de precios.

Por ejemplo, en la Programación estacional se informan consumos específicos a pleno y costos variables no combustible (CVNC) para las distintas unidades térmicas

Tabla 11 – Consumos específicos y CVNC informados en Programación Estacional Mayo-Octubre 2010

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	Precio del Combustible US\$/ton	Variable Combustible US\$/MWh	Variable No Combustible US\$/MWh
Motores	208.8	489.0	102.1	4.6
Sala B	354.4	465.0	164.8	6.2
Unidad 5	265.1	465.0	123.3	6.1
Unidad 6	275.0	465.0	127.9	4.8
PTA	222.6	700.6	156.0	6.5
CTR	280.0	700.6	196.2	3.4
TGAA	371.0	700.6	259.9	3.7

Por su parte, en el modelo CPC se incluyen solamente consumos específicos ajustados, sin explicitar CVNC (posiblemente por restricción del modelo), como se ejemplifica para algunas centrales:

Tabla 12 – Ejemplo consumos específicos CPC Sem 29/2010

5ta	0.27963 Ton/MWh
Motores	0.21882 Ton/MWh
P.Tigre	0.27437 m3/MWh

Aplicando ambos juegos de parámetros a los mismos precios de combustible se obtienen costos variables del mismo orden en algunos

casos, pero no necesariamente iguales, tal como se observa en la tabla siguiente:

Tabla 13 – Comparación Costos Variables
criterio Progr.Estacional vs criterio CPC

Programación estacional		Motores	5A	PTA
CE a pleno	g/kWh	208.8	265.1	222.6
CVNC	US\$/MWh	4.6	6.1	6.5
Costo variable a pleno US\$/MWh				
Calculo según parám Prog.Est.		100.44	121.58	161.03
Calculado con parám.CPC		100.44	121.81	160.95
Precios combustible asumidos:				
FO	435.6 US\$/Ton			
FO-M	459.0 US\$/Ton			
GO	586.6 US\$/m3			

En principio, si bien las diferencias no son significativas, la condición deseable es que los costos variables de térmicas de todas las etapas de la programación y empleados en el cálculo de precios sean similares dentro de lo posible.

En aquellos casos en que los modelos presentan alguna limitación o habilitan una representación diferente (por ejemplo empleo de curvas de consumos específicos en lugar de un único parámetro a plena carga), se debería explicitar en un procedimiento cómo se relacionan entre sí los parámetros empleados, de modo tal de asegurar consistencia entre todos los valores empleados. En el caso ejemplificado, el procedimiento debería indicar cómo los coeficientes y valores empleados en el modelo EDF (que a su vez requiere un ajuste adicional para determinar los parámetros COTHER y CMINTH de manera tal de representar los costos publicados en la Programación Estacional) se relacionan con los parámetros empleados en el modelo OPERGEN (en este caso el módulo CPC).

11.8.2. RECOMENDACIÓN

Desarrollar, en el marco del contrato de arrendamiento ADME-UTE, un procedimiento único de cálculo de costos variables unidades térmicas, que incluya

- la determinación de precios de combustibles en central (en este caso correspondería la revisión del procedimiento que actualmente aplica UTE-DPE en función de los comentarios incluidos en la sección anterior)

-
- la determinación de costos variables de operación y mantenimiento, incluyendo dentro de los mismos la disminución de energía entregada a la red debida a consumos auxiliares.
 - La modelación de consumos específicos, partiendo de los datos primarios de la unidad hasta especificar los datos que ingresan a cada uno de los modelos empleados en la programación de la operación y el cálculo de precios.
 - Otros cálculos auxiliares que se requieran para calcular datos de entrada de los modelos empleados en la programación de la operación y el cálculo de precios.

11.9. PROCESOS DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

11.9.1. ANÁLISIS GENERAL

Se introduce en esta sección una aproximación de carácter general a lo observado en conjunto sobre los procesos de programación, destacando los hechos relevantes desde esta óptica.

En ese sentido se verificaron:

- Adecuada capacidad técnica para la realización de las tareas
- Un proceso de programación de la operación del sistema que se ejecuta satisfactoriamente en términos generales, con buena concatenación de las distintas etapas (estacional, mediano plazo, semanal, diaria)
- Un nivel de intervención manual en la ejecución de las tareas creciente a medida que se avanza en el proceso hacia las etapas de más corto plazo. Esta falta de sistematización no implica que técnicamente las tareas no se ejecutan satisfactoriamente, sino que afecta esencialmente a atributos tales como trazabilidad y repetitividad, lo que redundaría en afectación de la transparencia.
- Buena ejecución de tareas críticas para un sistema fuertemente hidroeléctrico como el uruguayo, tales como las referentes a la determinación de políticas de uso del recurso hidroeléctrico.

La estructura de aplicación de modelos relevada es la que se indica en la Figura 5, sección 10.

Sobre esta base general es que se desarrollan los análisis y consideraciones que siguen, y en ese contexto es que deben interpretarse.

11.9.2. PROGRAMACIÓN ESTACIONAL

a) Análisis

Se relevó el empleo del modelo EDF para la realización del proceso de optimización y simulación de largo plazo, que permite determinar el valor del agua de Bonete y analizar la coordinación de mantenimientos a los efectos de la elaboración del Plan Anual de Mantenimientos.

En particular, se observó en el año 2008 que, al momento de ejecutar los procesos subsiguientes (programación de tres meses y subsiguientes) la última programación estacional ejecutada de acuerdo a reglamento (Mayo-Octubre 2008) no había sido aprobada. Este hecho, en el contexto de una situación hidrológica severa, implicó la complejidad de tener una política de uso de agua de Bonete aprobada diferente de la calculada más recientemente, lo que determinó que se simularan situaciones con la política vigente (programación estacional Noviembre 2007 – Abril 2008).

Particularmente, con el incremento de precios de combustible registrado en 2008, se presentó la situación de tener costos de falla para nivel 1 menores a los costos operativos de algunas unidades térmicas. Asimismo, de acuerdo a manifestaciones de profesionales de UTE – DPE, tales costos de falla no se actualizan desde hace varios años.

Sobre la aplicación del modelo EDF desde el punto de vista técnico se considera adecuado para la función que debe cumplir. Sus limitaciones propias derivadas de la metodología de optimización que aplica no son de relevancia para el sistema uruguayo, dado que las mismas son esencialmente relacionadas a escasas posibilidades de incrementar significativamente el número de embalses estacionales o mayores, y prácticamente son inexistentes las posibilidades de tener que adicionar más embalses de esas características en el sistema.

Adicionalmente, las limitaciones que el modelo EDF en su versión original presentaba en términos de subvaluación de la función objetivo en condiciones de baja hidrología por representación de indisponibilidades de unidades térmicas como tasas medias y por simplificación de la condición hidrológica por aplicación del concepto de clase fueron

subsanadas adecuadamente introduciendo representación estocástica de indisponibilidad de unidades térmicas y considerando subdivisiones de la clase hidrológica más seca.

Respecto de la modelación del embalse Bonete se verificó, en las bases de datos analizadas, la aplicación de una reserva de un noveno de su capacidad que no se incluye en la optimización (controlado mediante la variable NPASTOUSADO, incluida en el archivo de datos *prmvagua.d*, entrada del módulo de optimización MURVAGUA del modelo EDF). Esta reserva es considerada reserva estratégica de acuerdo a lo manifestado por profesionales de UTE-DPE.

b) Recomendación

No se realizan observaciones mayores sobre este proceso.

El conjunto Costos de Falla – Curvas de Aversión al Riesgo – Reserva de Bonete se ha verificado como el conjunto de parámetros y mecanismos adoptados para garantizar la seguridad de abastecimiento desde el punto de vista del riesgo hidrológico.

En este sentido, tanto la adopción de la reserva estratégica sobre el embalse de Bonete como los costos de falla deber ser analizada por ADME en función de sus responsabilidades sobre la seguridad de operación del sistema, en forma consistente con la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo. En lo referente a la validez de los costos de falla vigentes se debería realizar un estudio para eventualmente proponer su actualización si la misma es procedente.

Asimismo, si bien no se han detectado inconvenientes relevantes desde la firma del contrato de arrendamiento ADME-UTE en ese sentido, se recomienda a ADME tomar las medidas para que la programación estacional sea aprobada en los tiempos previstos, de manera tal de contar con valores de agua oficialmente reconocidos consistentes con la situación operativa prevista.

11.9.3. PROGRAMACIÓN SEMANAL: OPTIMIZACIÓN DE MEDIANO PLAZO

a) Análisis

Para la ejecución de esta tarea se utiliza el modelo OPERGEN MP. Su empleo está especificado en la normativa vigente (Art.14 del Anexo IV al Reglamento del MMEE). Forma parte del proceso de Programación Semanal, y tiene como objetivo calcular los valores de agua de embalses de menor capacidad de regulación (Salto Grande y Palmar) y el ajuste del valor de agua de la central Terra sobre la base de adicionar a la política operativa de largo plazo (representada por los valores de Bellman resultantes del modelo EDF para las

distintas clases hidrológicas y niveles de Bonete) los efectos de la política a aplicar a los embalses aguas abajo.

La representación de las condiciones hidrológicas como una cadena de Markov construida a partir del valor de las variables de estado de los embalses a optimizar (clase hidrológica, cota) al inicio del período de simulación hasta llegar a un determinado número de escenarios representativo se considera adecuado.

El modelo a su vez permite la simulación del sistema, con pasos de cálculo variables.

De acuerdo a lo observación realizada, no se ha hallado evidencia acerca de que la operación de este modelo no responda a lo especificado en el Anexo IV al Reglamento del MMEE

b) Recomendación

No se realizan recomendaciones particulares sobre la aplicación de este modelo, a excepción de explorar un uso más intensivo como simulador del despacho económico en sustitución de planillas de ajuste mensual y semanal descritas más adelante.

11.9.4. PROGRAMACIÓN SEMANAL: ELABORACIÓN DE CONSIGNAS

Una vez determinada la política de operación de los embalses correspondientes a las centrales Terra, Palmar y Salto Grande se desarrolla el procedimiento para elaborar las consignas a nivel semanal.

La observación realizada evidencia que en este punto se dividen las tareas entre aquellas destinadas a realizar una previsión del precio spot en la semana a programar, y aquellas destinadas a la determinación de las consignas de operación semanal.

Mientras la estimación del precio spot previsto emplea el modelo OPERGEN CPC, que realiza el despacho económico en base horaria para condiciones determinísticas de hidrología, las tareas que se llevan a cabo para la definición de las consignas semanales no emplea modelos de despacho (optimización de mínimo costo), sino que las decisiones se adoptan en función de la verificación de criterios en base a dos planillas de cálculo diseñadas al efecto, una de horizonte mensual y otra de horizonte semanal en combinación con los resultados de los modelos MP y CPC .

Entre otras, una de las funciones relevantes de la planilla de ajuste mensual es la evaluación de la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo, además de proveer información acerca de la evolución posible de la operación del sistema (por ejemplo requerimiento de térmicas

futuro) ante diferentes escenarios que se plantean al momento de definir las hipótesis para la operación en la semana por venir.

La planilla de ajuste semanal se emplea de manera análoga, verificando en este caso las evolución de las distintas variables en el corto plazo, tales como cotas de embalses, despacho de térmicas, requerimientos de importación.

Se destaca que estas planillas no realizan optimización, por lo tanto no son modelos de despacho económico, sino que representan estados con paso semanal o diario, determinando evolución de algunas variables en forma determinística una vez establecidas en forma manual otras.

Por consiguiente, su operación adecuada radica fundamentalmente en el conocimiento que el operador tiene de las mismas.

De la misma manera, si bien los resultados obtenidos son aprobados por ADME y UTE-DPE, el resultado de la aplicación del procedimiento no es necesariamente único, sino que depende de la decisión del operador al definir el conjunto de datos que a su juicio produce un resultado razonable.

Un aspecto significativo, a la luz de los resultados relevados, es la selección en este proceso de la hipótesis de aportes hidráulicos para la semana a programar. En términos generales, de acuerdo a la información que releva UTE de las centrales ubicadas sobre el Río Negro y la enviada por Salto Grande, se determinan dos escenarios: uno que prevé aportes sin considerar la ocurrencia de lluvias y otro teniendo en cuenta los pronósticos. Este tema se analizará más adelante en este informe.

Sobre la aplicación de modelos, se interpreta que se cumple parcialmente con lo establecido por la regulación para la ejecución de la programación semanal. Al respecto el Reglamento del MDEE establece:

Artículo 133

“... La Programación Semanal se realizará con el modelo autorizado de optimización de mediano y corto plazo.”

Del relevamiento efectuado surge que la determinación de valores de agua se ajusta a reglamento, no así las tareas posteriores que forman parte de este proceso (planillas ajuste mensual, semanal). De estas etapas posteriores, se interpreta que uno de los puntos críticos a resolver es la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo, en tanto que las restantes actividades (verificación de restricciones operativas, coordinación de mantenimientos a nivel

mensual / semanal) son más estándares, y podrían ejecutarse mediante empleo de los modelos previstos en la regulación

a) Recomendación

Se recomienda maximizar el empleo de los modelos previstos en la regulación para este proceso.

Respecto de la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo, de determinar ADME la procedencia de su aplicación, se debería analizar la modalidad de implementación que maximice la automatización.

En este sentido, se debería explicitar por procedimiento aprobado por ADME la etapa de decisión de aplicación de las CAR como un proceso auxiliar a la programación semanal, y luego determinar cómo se introducen las restricciones que su eventual aplicación implican en el modelado adoptado en el OPERGEN CPC.

11.9.5. PROGRAMACIÓN DIARIA

a) Análisis

Modelo

La programación diaria de la operación se realiza por intermedio de una planilla de ajuste que tiene características operativas similares a las de ajuste mensual y semanal descritas anteriormente.

En esta planilla el operador realiza un despacho siguiendo las consignas diarias, en las que se aplican criterios operativos que permiten cumplir las consignas semanales.

Por ejemplo, un criterio operativo es la asignación del seguimiento de demanda a una determinada central hidroeléctrica, típicamente Salto Grande. Esta asignación no implica que Salto Grande, de ser seleccionada para el mismo, sea necesariamente la unidad marginal, sino que el orden de mérito resulta de las consignas semanales, que a su vez son consecuencia de los valores de agua determinados con el modelo OPERGEN MP: La planilla de programación diaria procura el cierre a nivel diario de las energías hidroeléctricas determinadas para cada día de la semana con la planilla de ajuste semanal, y en todo caso son los criterios operativos como el descrito los que determinan cómo en la práctica se llena la curva de carga con las energías previstas, resultando el despacho térmico complementario de las mismas, sujeto también a la aplicación de criterios operativos, tales como minimizar el despacho de las mismas a potencias menores que la plena, modulando con hidroeléctrica.

Es decir, la aplicación de los criterios operativos determina el orden de empuntamiento de las centrales hidroeléctricas que se tendrá en la operación. No existe a nivel de reglamentos un criterio para determinar este orden de empuntamiento.

Se destaca que, en la medida que la generación hidroeléctrica no participa de ventas spot, este orden no es relevante en términos de impacto económico para cada generador. Si hubiera ventas spot de generadores hidroeléctricos, el mismo pasa a ser relevante pues influye directamente en el precio que recibiría por venta de energía, debido a la variación horaria que puede presentar el precio spot.

Asimismo se señala que la planilla empleada para programación diaria no realiza optimización automática alguna, sino simplemente representa estados operativos en los que algunas variables se determinan en función de otras cuyo valor completa el operador en base a consignas y objetivos que provienen de la etapa de programación semanal.

En este sentido se destaca que, similarmente a lo que ocurre en la programación semanal, el proceso, independientemente de que técnicamente sea resuelto satisfactoriamente, difícilmente arroje resultados similares si lo ejecutan operadores distintos.

Los factores descritos afectan la trazabilidad y repetitividad del mismo.

Con respecto a lo establecido en la regulación, la misma indica en el Reglamento del MREE lo siguiente:

Artículo 168

El DNC debe realizar el despacho económico con el modelo de corto plazo autorizado. Este modelo deberá cumplir los mismos requisitos mínimos que los modelos para la programación de largo y mediano plazo, incluyendo mayor nivel de detalle para obtener programas de generación que se ajusten a la realidad operativa y sus restricciones. El objetivo del modelo será minimizar el costo total diario de operación, calculado como la suma del costo variable asociado a la generación, incluyendo el costo marginal de las pérdidas, el costo variable de arranques, el costo de la generación hidroeléctrica calculado con los valores del agua de los embalses y el costo por energía no abastecida ante diferentes niveles de racionamiento, según el modelado de dicho costo que se establece en este Reglamento. El modelo de corto plazo para el despacho deberá incluir las restricciones de operación de embalses y de tiempo de traslado del agua, restricciones de arranque y parada, restricciones de rampa de toma o reducción de carga en generación térmica, restricciones operativas y de transmisión y requisitos aguas abajo de los embalses

Análisis de casos

Sin perjuicio de lo anterior, en la observación realizada se han encontrado importantes desvíos entre valores programados y valores ejecutados, tal como se evidencia en las programaciones de días correspondientes a las semanas 20 y 21 de 2009.

Los cuadros siguientes resumen la comparación entre programado y ejecutado en los días mencionados:

Tabla 14 – Comparación de valores programados y ejecutados
17 y 18/05/2009 (semana 20/2009)

Semana 20-2009 Valores en MWh	17/05/2009			18/05/2009		
	Programado	Realizado	Diferencia	Programado	Realizado	Diferencia
Demanda	20620	22106	7.2%	22420	24292	8.4%
Exportación a Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Producción CTM-SG Uruguay	1440	1284	-10.8%	1440	1846	28.2%
Producción Río Negro	720	2214	207.5%	965	1777	84.2%
Producción Térmica	11800	10757	-8.8%	13320	12108	-9.1%
Interconexión Salto Grande (neto)	6180	7226	16.9%	6215	7885	26.9%
Interconexión Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Importación de Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Botnia	480	522	8.7%	480	580	20.8%
Otros	0	104	100.0%	0	96	100.0%

Tabla 15 – Comparación de valores programados y ejecutados
27 y 28/05/2009 (semana 21/2009)

Semana 21-2009 Valores en MWh	27/05/2009			28/05/2009		
	Programado	Realizado	Diferencia	Programado	Realizado	Diferencia
Demanda	24930	25126	0.8%	25150	25463	1.2%
Exportación a Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Producción CTM-SG Uruguay	1440	1016	-29.4%	1440	1790	24.3%
Producción Río Negro	2600	2338	-10.1%	2270	2716	19.6%
Producción Térmica	12870	11113	-13.7%	12950	11842	-8.6%
Interconexión Salto Grande (neto)	7540	9796	29.9%	8010	8261	3.1%
Interconexión Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Importación de Brasil	0	0	0.0%	0	0	0.0%
Botnia	480	706	47.1%	480	664	38.3%
Otros	0	156	100.0%	0	191	100.0%

- En el caso de los días 17 y 18/05/2009 se observan significativos desvíos en la producción hidroeléctrica, en particular del Río Negro.

De la observación de la documentación presentada (parte posoperativo, programación diaria) surge que en ambos días se registraron importantes desvíos en la previsión de demanda, resultando 7.2% superior a la programada el día 17.05, y 8.4% al día siguiente.

Independientemente de que se registraron importaciones de Argentina mayores a las previstas, se relevó una disminución de orden similar en el

despacho del parque térmico (principalmente por indisponibilidad de unidades a vapor de la central Batlle), con lo que en términos netos el error en el pronóstico de demanda fue suministrado básicamente por una mayor generación hidroeléctrica en el Río Negro.

La consigna semanal vigente establecía “*Se prevé despachar todas las unidades de C. Batlle, PTA con cuatro unidades disponibles ; CTR s y la turbina de Maldonado. Se prevé continuar importando energía desde Brasil a través de Garabí y contingente desde Argentina. Salto Grande se despacha al mínimo técnico. Las centrales del río Negro cierran la demanda*”, por lo que el ajuste verificado en la operación real respecto de lo programado es consistente con la misma.

- En el caso de los días 27 y 28/05/2009 se observan significativos desvíos por disminución de la generación térmica (indisponibilidad forzada sala B), sustituida esencialmente por mayor importación desde Argentina. Estos cambios fueron reflejados en una reprogramación, aproximando más lo programado a lo finalmente ejecutado:

Tabla 16 – Comparación de valores reprogramados y ejecutados
27/05/2009 (semana 21/2009)

Semana 21-2009 Valores en MWh	27/05/2009		
	Reprogr.	Realizado	Diferencia
Demanda	24910	25126	0.9%
Exportación a Brasil	0	0	0.0%
Producción CTM-SG Uruguay	1440	1016	-29.4%
Producción Río Negro	2865	2338	-18.4%
Producción Térmica	11880	11113	-6.5%
Interconexión Salto Grande (neto)	8245	9796	18.8%
Interconexión Brasil	0	0	0.0%
Importación de Brasil	0	0	0.0%
Botnia	480	706	47.1%
Otros	0	156	100.0%

De la observación de la documentación presentada (parte posoperativo, programación diaria) surge que en ambos días la previsión de demanda es más ajustada que en los casos relevados la semana precedente, resultando 0.8% superior a la programada el día 27.05 (0.9% respecto de la reprogramada), y 1.2% al día siguiente.

La consigna semanal vigente establecía “*Se prevé despachar todas las unidades de C. Batlle, PTA con cuatro unidades disponibles, CTR s y la turbina de Maldonado. Se prevé continuar importando energía desde Brasil a través de Garabí y contingente desde Argentina. Salto Grande se*

despacha al mínimo técnico. Las centrales del río Negro cierran la demanda”, por lo que el ajuste verificado en la operación real respecto de lo programado es consistente con la misma, pues las diferencias negativas por mayor importación desde Argentina fueron tomadas por las centrales del Río Negro.

b) Recomendación

Sobre la metodología aplicada para determinar el programa de operación diario se recomienda migrar hacia el empleo de software que se ajuste a lo establecido en la regulación, modelando en el mismo hasta el extremo posible los criterios de operación y permitiendo que el despacho se resuelva minimizando el costo de operación en forma automática.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberían explicitar por procedimiento los criterios de operación que se aplican, de manera tal de incrementar la trazabilidad del proceso y su repetitividad partiendo de las consignas establecidas en la programación semanal y los datos y proyecciones disponibles al momento de realizar la programación.

De los resultados relevados surgen:

- Desvíos importantes en la proyección de demanda de corto plazo. En un primer análisis resulta llamativo que habiendo resultado un desvío significativo en un determinado día, se vuelva a repetir un desvío de la misma magnitud al día siguiente. En el caso particular analizado, influyó en este resultado el hecho que el primer día analizado (lunes) fue feriado, razón por la cual el pronóstico de demanda se había realizado el viernes anterior. Se recomienda revisar la metodología aplicada para la proyección de demanda, la que debería explicitarse por procedimiento, incluyendo la frecuencia de actualización de la proyección y los datos que se emplean para la misma, de modo tal de, ante desvíos significativos entre lo programado para el día y la operación, se puedan introducir los ajustes necesarios que eviten desvíos significativos en el día siguiente, y asimismo introducir los ajustes necesarios en el mismo día de operación vía reprogramación.
- Desvíos en la producción de Salto Grande: esta central no estaba programada para cerrar demanda a nivel semanal, por lo que independientemente de los desvíos de demanda, su producción debió

haber resultado la programada. La recomendación sobre este punto, dada la particularidad de los aportes de Salto Grande, se realiza en el análisis siguiente.

11.9.6. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN / OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

a) Análisis

De acuerdo a lo relevado, en la semana 29 del año 2010 (17 al 23/07) se presentó una situación de vertimiento en los primeros días de la misma no prevista en la programación, lo que motivó un intercambio de información entre UTE y ADME referente a las implicancias de tal situación.

En este contexto se relevó que, el día lunes 19.07.2010, en horas de la madrugada, el precio spot fue marcado por una unidad térmica siendo que el total de la demanda nacional estaba siendo cubierta con generación hidroeléctrica.

Este suceso motivó la redacción del Acuerdo ADME-UTE Nro.2010-001 sobre “temas y situaciones en que UTE debe dar aviso a la guardia de ADME”.

La programación semanal establecía para la semana lo siguiente: *“El promedio semanal de aportes previsto sin lluvias para Salto Grande es de 5400 m³/s aproximadamente, el aporte previsto para el día viernes próximo es del orden de los 3800 m³/s. Existen previsiones de importantes lluvias para las cuencas del río Uruguay y río Negro para comienzos de la semana entrante. Se despacha: motores de C. Batlle a pleno y de no ocurrir lluvias se despacha la unidad 5 de c. Batlle a partir del lunes. Se prevé que Terra genere a pleno, Baygorria con cota constante, Palmar a pleno y Salto Grande cerrando demanda con cota objetivo de 33.0 m. En horas pico de días hábiles deberán ser despachadas unidades de central PTA por potencia. Se convoca contrato CEMSA aunque se prevé no pueda ser suministrado.”*

Al día viernes 16/07 la programación semanal establecía el siguiente programa de operación de hidroeléctricas para la siguiente semana, correspondiendo al escenario “sin lluvias”.

Tabla 17 – Programa global de operación hidro para la semana 29/2010

SEMANA 29 DEL DÍA 17-Jul HASTA EL 23-Jul PS10-29D0-07-16		SGU	TERRA	BAYG.	PALMAR	R. NEGRO
UNIDADES HIDRÁULICAS						
DATOS HIDROLÓGICOS						Tiempo Vaciado
COTA INICIAL	[m]	32.34	77.08	53.68	39.14	72
COTA FINAL	[m]	33.01	76.92	53.69	37.94	69
USINADO	[m3/s]	2234	675	674	1265	-----
VERTIDO	[m3/s]					-----
APORTE PROPIO	[m3/s]	5457	447		29	-----
USINADO A PLENO	[m3/s]		650	850	1260	-----
COEF. ENERGETICO	[MWh/U]	5.09	53.50	35.20	72.30	-----
POTENCIA	[MW]	852	125	108	328	-----
DATOS ENERGIA						
MAXIMA	[GWh]	-----	21.03	18.10	55.10	94.22
DESPACHADA SEMAN.	[GWh]	83.84	21.84	14.35	55.30	91.49
PERDIDA POR VERT.	[GWh]					
DESPACHADA DEMAN	[GWh]	83.84	21.84	14.35	55.30	91.49
DESPACHADA EXPOR	[GWh]					

Tabla 18 – Despacho previsto para la semana 29/2010
Escenario sin lluvias

DÍA	SAB 17-Jul	DOM 18-Jul	LUN 19-Jul	MAR 20-Jul	MIE 21-Jul	JUE 22-Jul	VIE 23-Jul	TOTAL
SGU	11810	9310	12660	12140	12640	12640	12640	83840
TERRA	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	21840
BAYG.	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	14350
PALMAR	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	55300
TOTAL R. NEGRO	13070	13070	13070	13070	13070	13070	13070	91490
CBMOT	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	13440
5ta.	0	0	900	1920	1920	1920	1920	8580
6ta.	0	0	0	0	0	0	0	0
Sala B	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TER. TV	1920	1920	2820	3840	3840	3840	3840	22020
PTA	0	0	250	250	250	250	250	1250
CTR's	0	0	0	0	0	0	0	0
TG MALD.	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TER. TGAS	0	0	250	250	250	250	250	1250
BOTNIA+ GEN CONEC DIST	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	8400
TOTAL TER.	3120	3120	4270	5290	5290	5290	5290	31670
IMPORTACION	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DEMANDA	28000	25500	30000	30500	31000	31000	31000	207000
EXPORTACION	0	0	0	0	0	0	0	0

Posteriormente se emite complemento de la programación semanal, explicitando ambos escenarios: “sin lluvias”, similar al anterior, y “con lluvias”, el que se indica en la tabla siguiente:

Tabla 19 – Programa global de operación hidro para la semana 29/2010
Escenario con lluvias

SEMANA 29 2010		DESDE EL Sáb 17/07/10 HASTA EL Vie 23/07/10				Versión PS10-29D10-07-16			
UNIDADES HIDRÁULICAS		SGU	TERRA	BAYG.	PALMAR	TIEMPO VACIADO TERRA	COMPOSICION DEMANDA		
DATOS HIDROLÓGICOS							[GWh]	[%]	
COTA INICIAL	[m]	32.34	77.08	53.68	39.14	72	SGU	115.88	56.0%
COTA FINAL	[m]	34.04	77.03	53.79	38.01	71	R. NEGRO	73.21	35.4%
USINADO	[m ³ /s]	3210	512	496	1054	----	TER. TV	7.76	3.7%
VERTIDO	[m ³ /s]	0	0	0	0	----	TER. TG	10.15	4.9%
APORTE PROPIO	[m ³ /s]	8129	447	0	29	----	IMPORT.	0.00	0.0%
COEF. ENERGETICO	[MWh/U]	5.16	53.50	35.20	72.30	----	TOTAL	207.00	100.0%
POTENCIA	[MW]	852	125	108	328	----	<i>DIF ENE EMB (MWh)</i> -27875		
DATOS ENERGIA		115.88	16.56	10.55	46.10	73.21			
DESP DEMANDA	[GWh]	115.88	16.56	10.55	46.10	73.21			
DESP EXPORT.	[GWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
UNIDADES TERMICAS		CBMOT	5ta.	6ta.	Sala B	PTA	CTR's	TGAA	BOTNIA
DESP DEMANDA	[GWh]	7.76	0.00	0.00	0.00	1.75	0.00	0.00	8.40
DESP EXPORT.	[GWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		7.76	0.00	0.00	0.00	1.75	0.00	0.00	8.40

Cota de SG corresponde al método de cota vista

Este último escenario implica el siguiente despacho previsto:

Tabla 20 – Despacho previsto para la semana 29/2010
Escenario con lluvias

	día	SAB 17-Jul	DOM 18-Jul	LUN 19-Jul	MAR 20-Jul	MIE 21-Jul	JUE 22-Jul	VIE 23-Jul	TOTAL
SGU		11810	9310	13460	19950	20450	20450	20450	115880
TERRA		3120	3120	3120	1800	1800	1800	1800	16560
BAYG.		2050	2050	2050	1100	1100	1100	1100	10550
PALMAR		7900	7900	7900	5600	5600	5600	5600	46100
TOTAL R. NEGRO		13070	13070	13070	8500	8500	8500	8500	73210
CBMOT		1920	1920	1920	500	500	500	500	7760
5ta.		0	0	0	0	0	0	0	0
6ta.		0	0	0	0	0	0	0	0
Sala B		0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TER. TV		1920	1920	1920	500	500	500	500	7760
PTA		0	0	350	350	350	350	350	1750
CTR's		0	0	0	0	0	0	0	0
TG MALD.		0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TER. TGAS		0	0	350	350	350	350	350	1750
BOTNIA + GEN CONEC. DIST.		1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	8400
TOTAL TER.		3120	3120	3470	2050	2050	2050	2050	17910
IMPORTACION		0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DEMANDA		28000	25500	30000	30500	31000	31000	31000	207000
EXPORTACION		0	0	0	0	0	0	0	0

El programa con lluvias implicó un fuerte crecimiento de la producción de Salto Grande a partir del lunes 19/07.

La programación diaria para los días subsiguientes indicaban los siguientes valores de energía para Salto Grande, relativamente alineados con el escenario “con lluvias” de la programación semanal:

- Sábado 17/07/2010: 12060 MWh
- Domingo 18/07/2010: 9570 MWh
- Lunes 19/07/2010: 13825 MWh

En el transcurso del fin de semana se declaró alerta de vertimiento en Salto Grande debido a los importantes aportes recibidos por lluvias.

- Sábado 17/07/2010: 14665 MWh
- Domingo 18/07/2010: 17254 MWh
- Lunes 19/07/2010: 16805 MWh
- Martes 20/07/2010:

El siguiente cuadro resume los valores programados y realizados de la generación de Salto Grande en la situación descrita, así como el impacto de los cambios registrados en la demanda total del sistema:

**Tabla 21 – Comparación despacho Salto Grande programado vs realizado
17 al 20/07/2010 (semana 29)**

Valores en MWh	<<< Despacho Salto Grande (Uruguay) >>>				Op.real vs programación semanal sin lluvias	Demanda Uruguay	% variac SG sobre demanda UY	
	Semanal sin lluvias	Semanal con lluvias	Prog.diaria	Operación real				
Sábado 17/10/2010	11810	11810	12060	14665	2855	24.2%	29742	9.6%
Domingo 18/10/2010	9310	9310	9570	17254	7944	85.3%	27258	29.1%
Lunes 19/10/2010	12660	13460	13825	16805	4145	32.7%	31495	13.2%
Martes 20/10/2010	12140	19950	17760	16685	4545	37.4%	30908	14.7%
Total Sábado a Martes	45920	54530	53215	65409	19489	42.4%	119403	16.3%
% s/ semanal sin lluvias		18.8%	15.9%	42.4%				

Los sucesos tuvieron además impacto en el cálculo del precio, pues el día lunes 19, en horas de la madrugada, la totalidad de la demanda del sistema pasó a ser suministrada con hidroeléctrica en situación de vertimiento. En efecto desde las 0 a las 8hs, de acuerdo al parte posoperativo, la generación despachada fue la siguiente:

**Tabla 22 – Despacho real 19/07/2010 0 a 8hs
(MWh)**

Demanda	7729
Producción CTM-SG Uruguay	4832
Producción Río Negro	2450
Producción Térmica	5
Suministro CTM-SG a UTE	4832
Interconexión Salto Grande	4832
Interconexión Brasil	0
Exportación a Argentina	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Argentina	0
Importación de Brasil	0

Nota: Los 5 MWh de despacho térmico no corresponden a generación despachada económicamente

Mientras que el precio spot sancionado, calculado con despacho sin vertimiento, fue el siguiente:

Tabla 23 – Precio spot sancionado 19/07/2010 0 a 8hs
(US\$/MWh)

	1	2	3	4	5	6	7	8
19/07/2010	114.67	114.53	114.39	114.28	114.17	114.03	113.9	113.76

De acuerdo a lo relevado, el precio spot se mantuvo igual al programado por instrucción de la ADME a UTE-DPE.

La situación descrita pone de manifiesto:

- La criticidad del pronóstico de aportes hidráulicos en Salto Grande respecto de la predictibilidad de la operación del sistema
- La aplicación por parte de ADME del concepto de mantener vigente el precio spot previsto ante condiciones de cambios relevantes en la operación del sistema, lo que se considera contrario a la regulación vigente.

Respecto del primer punto, existen varios factores que se pusieron de manifiesto en forma conjunta en el ejemplo descrito:

- Una selección inicial de un escenario de aportes sin lluvias para la semana a programar, al que luego se incorporó el caso con lluvias en la medida que se tuvo más certeza del pronóstico.
- Una posible subestimación de Salto Grande en la previsión informada.

En el cuadro siguiente se observa que en los días previos a la semana relevada, la previsión de lluvias en la cuenca del Río Uruguay suministrada por Salto Grande era menor que la relevada en fuentes de información meteorológica:

Tabla 24 – Previsión de llluvias al 13/07/2010

PREVISION DE LLUVIAS A PARTIR DEL DÍA: MARTES 13-07-2010

CUENCA DEL RIO URUGUAY Y RIO NEGRO

	Mar	Mar	Mié	Mié	Jue	Jue	Vie	Vie	Sab	Sab	Dom	TOTAL
	13-Jul 0-12	13-Jul 12-24	14-Jul 0-12	14-Jul 12-24	15-Jul 0-12	15-Jul 12-24	16-Jul 0-12	16-Jul 12-24	17-Jul 0-12	17-Jul 12-24	18-Jul 0-12	
MARCELINO RAMOS	6	0	0	0	1	10	15	4	5	1	1	41
SOBERBIO	2	0	0	0	0	11	15	4	1	7	4	44
SANTO TOME	0	0	0	0	0	0	1	3	5	25	9	44
PASO DE LOS LIBRES	0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	17	31
CUENCA INMEDIATA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	22	33
TERRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	15	18
BAYGORRIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	18	24
PALMAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	18	24
B. RIO NEGRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	17	23

	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	ACUM. EN 5 DIAS
	13-Jul	14-Jul	15-Jul	16-Jul	17-Jul	
MARCELINO RAMOS	6	0	10	19	6	41
SOBERBIO	2	0	11	19	8	40
SANTO TOME	0	0	0	4	30	34
PASO DE LOS LIBRES	0	0	0	0	13	13
CUENCA INMEDIATA	0	0	0	0	11	11
TERRA	0	0	0	0	3	3
BAYGORRIA	0	0	0	0	5	5
PALMAR	0	0	0	0	5	5
B. RIO NEGRO	0	0	0	0	6	6

PREVISION SUMINISTRADA POR SALTO			
FECHA	INMEDIATA	MEDIA	ALTA
13-Jul	0	0	0
14-Jul	0	0	0
15-Jul	0	0	0
16-Jul	0	0	0
17-Jul	0	0	0
ACUMULADO	0	0	0

- Lo anterior en el marco subyacente de la volatilidad propia que caracteriza al río Uruguay, lo que dificulta la tarea de pronóstico.

En lo que respecta a la sanción de precio spot, el inconveniente originado en la declaración de estado de vertimiento durante un fin de semana (que conllevó a la decisión de ADME de mantener el precio sin vertimiento), originó la posterior implementación del Acuerdo ADME-UTE Nro.2010-001 sobre “temas y situaciones en que UTE debe dar aviso a la guardia de ADME”, para evitar que se repitan situaciones de características confusas originadas en un cambio repentino en las condiciones de operación.

b) Recomendación

Dada la criticidad de la previsión de aportes hidráulicos, en particular a Salto Grande, en la previsibilidad de la operación del sistema, se recomienda extremar los recaudos a tomar por parte de ADME, como responsable de la operación del sistema, para contar con la mejor información posible para emplear en el proceso de programación de manera tal de dar mayor predictibilidad posible a la propia operación y al precio en el mercado spot.

En este sentido se recomienda que ADME valide la información de previsión de caudales afluentes para la programación semanal y diaria suministrada por Agentes / Participantes del MMEE, en función del cometido establecido al respecto en el Reglamento del MMEE, que establece:

Artículo 25

En lo referido al Servicio de Operación del Sistema, la ADME tendrá las siguientes potestades:

...

b) Completar datos faltantes y corregir datos suministrados por los Participantes o Agentes de acuerdo a los criterios y procedimientos que se establecen en este Reglamento.

Con respecto a los criterios a que refiere el artículo citado, el Art.2 del Anexo IV al Reglamento del MMEE establece que:

Las programaciones se realizarán utilizando las Bases de Datos que organice el DNC con la información suministrada por los Participantes y Agentes, y las modificaciones realizadas a dicha información ante una situación de datos a verificar o datos faltantes.

No se realiza recomendación sobre sanción de precio spot en virtud de que, en función de la información relevada, al momento de realización de esta Auditoría ADME ha tomado acciones correctivas al respecto.

11.10. PREVISIBILIDAD DEL PRECIO SPOT

11.10.1. ANÁLISIS

En base a inquietudes planteadas por Agentes / Participantes del MMEE acerca de la previsibilidad del precio spot para tomar decisiones de autodespacho de plantas de generación de menos de 5 MW que no tienen su energía contratada, se relevó la dificultad que para plantas de cogeneración a biomasa pueden representar los apartamientos entre precio spot previsto a nivel semanal y precio spot sancionado, debido a que los mismos, por las características técnicas, requieren tomar decisiones de operativas en base a la previsión semanal.

En este sentido, de los análisis realizados, se concluye que, independientemente de las mejoras que se puedan implementar en la programación, existe una volatilidad estructural asociada al recurso hidráulico del que dispone el sistema, que torna compleja la previsión del precio, en particular en ciertas estaciones del año.

En consecuencia, se considera procedente desarrollar un mecanismo de cálculo de precios spot para plantas autodespachadas que asegure a los mismos el conocimiento de la información mínima requerida para el autodespacho con la antelación suficiente.

Si bien toda planta de generación puede requerir ser despachada centralmente, tal operatoria puede determinar importantes costos transaccionales que son los que se pretende evitar con la implementación de la figura de plantas autodespachables.

11.10.2. RECOMENDACIÓN

Se recomienda a ADME elaborar una propuesta de modificación al Reglamento del MMEE, de manera tal de permitir que las transacciones spot de las plantas autodespachadas de menos de 5 MW se liquiden al precio spot semanal previsto que ADME apruebe con cada programación semanal, considerando un mecanismo para que las diferencias con el precio spot horario sancionado (positivas o negativas) sean trasladadas a los compradores en el mercado spot en forma proporcional.

11.11. INFORMES QUE PUBLICA LA ADME

11.11.1. ANÁLISIS

Se relevaron los informes publicados por ADME, y asimismo se recogió la opinión de Participantes / Agentes del MMEE sobre los mismos.

Al respecto, el Reglamento del MMEE establece:

Artículo 37

La ADME deberá elaborar los informes necesarios para poner en conocimiento la programación y operación prevista, los desvíos en la operación real del sistema, y los resultados de los mercados que administra. La ADME elaborará al menos los siguientes informes:

- *Informe anual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los treinta días corridos de finalizado cada año. Este informe incluirá un resumen de las condiciones y resultados registrados en el año anterior en la programación y operación del sistema, evolución del Mercado de Contratos a Término, y en los precios y resultados de los mercados y servicios que administra la ADME.*
- *Informe de programación estacional de largo plazo: Deberá comunicarse junto con cada Programación Estacional de Largo Plazo e incluirá el Programa Anual de Mantenimiento, las proyecciones para el siguiente período semestral y la propuesta de*

sistema de precios estabilizados para Distribuidores junto con el comportamiento del Fondo de Estabilización.

- *Informe mensual del MMEE: Deberá comunicarse dentro de los cinco días hábiles de finalizado cada mes, e incluirá un resumen de las condiciones y resultados operativos, calidad y seguridad registradas así como los resultados comerciales verificados en el mes anterior.*
- *Informe de Programación Semanal: Deberá comunicarse antes de cada semana junto con la Programación Semanal. Incluirá los datos y resultados técnicos y operativos, mantenimientos previstos, valor del agua, riesgo de racionamiento, y precios previstos para las siguientes dos semanas. Informe de predespacho diario: Antes de cada día, al realizar el predespacho, la ADME comunicará los mantenimientos programados, programas de generación, programas de racionamiento cuando corresponda, datos y resultados técnicos y operativos, y precios previstos para el día siguiente.*
- *Informe de posdespacho: Luego de finalizar cada día, la ADME comunicará los resultados técnicos y operativos, análisis de desvíos respecto del predespacho, disponibilidad, generación forzada y precios del día anterior.*

La ADME deberá comunicar estos informes a los Agentes y Participantes y, de requerirlo, al Regulador.

Del relevamiento efectuado se obtienen las siguientes conclusiones:

- ADME publica los informes requeridos por la reglamentación, con excepción del Informe Anual
- Alto grado de satisfacción de los Agentes / Participantes del MMEE con la información publicada
- Los Agentes / Participantes realizaron las siguientes observaciones sobre el contenido:
 - Evitar duplicidad entre información disponible en sitio web administrado por ADME y en el sitio administrado por UTE-DPE|

-
- Proporcionar la información sobre la operación del sistema que requieren los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) para su registro⁴, validación y monitoreo en el marco de lo establecido al respecto por Naciones Unidas.
 - Se considera importante implementar informes de más largo plazo, proveyendo a los Agentes información objetiva sobre la evolución esperable del mercado, de la oferta hidráulica, y en particular los precios
 - La información contenida en los informes de ADME publicados cumple con lo establecido en la reglamentación, y se realiza en plazos acordes y con satisfacción de los Agentes / Participantes del MMEE.

11.11.2. RECOMENDACIÓN

- ADME debe cumplir con la publicación del Informe Anual del MMEE en los términos que establece el Art.37 del Reglamento del MMEE
 - Se recomienda adicionar en este informe los datos requeridos para el proceso de registro de proyectos de generación como MDL establecidos por Naciones Unidas⁵.
- Asimismo, se recomienda incluir en los demás informes que contienen datos de operación del sistema los datos requeridos para los procesos de validación y monitoreo, complementando tales informes con datos en formato de planilla de cálculo en el sitio web⁶
- Se recomienda incorporar a los informes de programación estacional información prospectiva sobre la evolución esperable del mercado en un horizonte mayor al estrictamente estacional.

⁴ Referencia <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

⁵ Referencia <http://cdm.unfccc.int/Registry/index.html>

⁶ Referencia <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

12. SISTEMAS INFORMÁTICOS Y BASES DE DATOS

12.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

La metodología aplicada para el relevamiento de la información fue la realización de reuniones con la participación del personal de las gerencias correspondientes. Se visitó la sala de control y la sala de servidores.

Se realizaron presentaciones en forma abierta de la organización de la información y de los procesos que soportan la aplicación de las reglas de mercado en el marco del arrendamiento de servicios por parte de la ADME.

El objetivo del relevamiento es obtener información que permita analizar y evaluar las políticas, dependencia, estructura gerencial y la organización interna en general a efectos de verificar la existencia de una correcta organización y administración que favorezca la conformación de un ambiente de control adecuado.

12.2. CARACTERIZACIÓN DE LA EVALUACIÓN

Se indican a continuación las principales acciones potenciales AP detectadas y posteriormente las recomendaciones y tiempos para su solución.

Sobre la base de la experiencia adquirida en tareas similares, se han agrupado las recomendaciones en función a los posibles tiempos de implementación en:

- Acciones de Corto Plazo – Quick Wins (acciones realizables en 6/8 meses)
- Acciones de Mediano Plazo (acciones a realizar en el término de 12/18 meses)
- Acciones de Largo Plazo (acciones a realizar en el término de 30/36 meses)

A su vez se ha identificado el grado de importancia de cada API en función a su criticidad e impacto en el negocio:

- 1 - Criticidad Alta
- 2 - Criticidad mediana
- 3 - Criticidad baja

12.3. SERVICIOS Y ESTRATEGIA

Una auditoría debe evaluar integralmente los sistemas informáticos y bases de datos utilizados para efectuar el Despacho o Programación de la Operación (en todas sus etapas), el Posdespacho y la Administración y Liquidación de las Transacciones Comerciales; con el fin de determinar, esencialmente, si los resultados del Despacho o Programación de la Operación, del Post Despacho y de la Administración y Liquidación de las Transacciones Comerciales son susceptibles de errores, manipulación, interferencia u otro tipo de práctica voluntaria o involuntaria que afecte su integridad.

En la gráfica que se presenta a continuación corresponde a una estructura relacionada a través de la información. No existe una dependencia en sistemas de información (informática, ni seguridad informática), pero claramente existe una dependencia estratégica sobre los desarrollos que deben realizarse a efectos de mantener un nivel de calidad y de control superlativos.

Los tres sectores de servicios identificados se esquematizan en el siguiente gráfico:

Figura 8 – Esquema de provisión de servicios relevado



En forma no explícita se indica en la reglamentación que, sobre ADME recaen la responsabilidad de la programación, control y liquidación de las transacciones del mercado, debiendo mantener los objetivos siguientes:

- Maximizar la seguridad del Sistema y minimizar los precios mayoristas en el Mercado horario de energía.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del Mercado
- Operar el Sistema y administrar el Mercado con objetividad y máxima transparencia dentro del marco de las reglamentaciones del Mercado.

La responsabilidad sobre los objetivos descansa sobre el personal y los sistemas de información.

Las actividades que son desarrolladas por UTE las hemos dividido en dos grandes grupos de proveedores de servicios:

- UTE ADM, provee servicios corporativos tales como: Backups de Servidores, Administración del Correo, Servicio de Comunicaciones, Laboratorio de ensayos, etc. a la UTE DPE
- UTE DPE: Realiza la Planificación de la Explotación y Estudios, brinda un servicio de planificación de la producción y desarrollo de productos (Información Estratégica de Largo Plazo e información Post-Operativa).

Cada sector indicado suministra productos o servicios, y su calidad debe estar diseñada, producida y sostenida a un costo económico y debe satisfacer cabalmente los procedimientos de cálculo y el Reglamento del MMEE.

En este esquema es necesario profundizar el plan estratégico y complementario con la DPE, requiriendo las necesidades, formalizando las métricas del plan de trabajo, como también las métricas para realizar los controles de consistencia de la información a efecto de que la ADME realice un control efectivo de la programación, operación y liquidación en el mercado.

Se entiende que el desarrollo de un plan estratégico es el ejercicio adecuado para cumplir con los objetivos, ya que IT toma para la elaboración de su plan toda la información de lo que a nivel corporativo se pretende realizar.

Existe un plan explicitado en el informe de gestión del año 2009, y la planificación en forma acordada con la DPE cobra mayor importancia cuando el ADME está en un proceso de crecimiento a nivel informático, debiéndose contemplar dentro del mismo una priorización sobre los sistemas de información relacionados con el control del mercado y el desarrollo de los aspectos comerciales.

Otro aspecto a tener en cuenta es mejorar en la gobernabilidad que produce la planificación, y en especial si se logra un consenso con la DPE. El sector de TI del ADME está orientado a satisfacer la demanda de cada sector usuario, y la falta de un plan complementario con DPE que centralice la estrategia, imposibilita la priorización en forma integral y conjunta de los requerimientos.

Como ejemplo podría ensayarse la forma en que se desarrollan los servicios contratados a la DPE, y la capacidad de respuesta de la misma, donde la relación de TI con los proveedores de servicio no han establecido aun un acuerdo formal del nivel de servicio, relacionado con los tiempos y formas, pero si el conocimiento del alcance de los mismo.

Las métricas, como lo mencionamos anteriormente, son importantes desde el punto de vista del negocio y también desde TI. Actualmente en ADME y DPE no formalizaron una base de datos con indicadores de la operación, la gestión del negocio, y del control del nivel de servicio acordado en forma inter-organizacional lo que debería realizarse en el marco de la ejecución un plan estratégico más amplio, en el que el área informática es uno de los aspectos a ser considerado.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Planificación Estratégica	costo calidad tiempo de implementación	1	Desarrollar un planificación estratégica conjuntamente con DPE	MP
Servicios prestados	Costo Calidad	1	Generar un conjunto de indicadores que permita establecer la calidad de los productos y la evolución de los mismos.	MP

Desde el punto de vista organizacional, para el desarrollo de las aplicaciones sería importante crear un Comité de Sistemas que defina y revise el cumplimiento de objetivos alineados con los servicios contratados, la alineación con las necesidades del negocio, definiciones y prioridades de proyectos. Este último debería conformarse con personal de ADME y la prestadora de servicios DPE.

	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Organización	costo calidad tiempo de implementación	2	Generar un Comité de Desarrollo para acordar los servicios, intercambios y necesidades de información	MP

12.4. ORGANIZACIÓN IT

12.4.1. ADME

La ADME dispone de un departamento de sistemas con dos personas, el encargado del departamento y una colaboradora. La función que desempeñan, sin realizar un desarrollo exhaustivo de las mismas, son las siguientes:

- la administración de las bases de datos donde se incorporan la información post-operativa y las mediciones de sistema de medición

comercial, las que serán utilizadas para el cálculo de las transacciones económicas.

- la administración de la página web,
- los servicios de red del ADME,
- backups,
- seguridad informática
- la generación de los procesos de contingencia.

Es importante mencionar que la misma genera las políticas operativas y desarrollo para el área.

12.4.2. DPE

La estructura informática se encuentra dividida en dos sectores independientes dependiendo del gerente de la DPE, Modelos y Desarrollos asociados a los mismos, y Sistemas de Información.

Figura 9 – Estructura informática UTE DPE



De acuerdo al relevamiento realizado, el sector de modelos se maneja con independencia funcional del sector de Sistemas de Información. La supervisión de los servidores y el mantenimiento se realizan por separado.

El sector de Modelos y Sistemas tiene, además, dentro de sus funciones, la administración de los servidores del SMEC, el desarrollo de modelos de corto, mediano y largo plazo, y la interacción con el usuario en cada una de las etapas mencionadas

El personal de los sectores de TI (de ADME y DPE), es altamente calificado sin embargo el mismo se encuentra reducido por todas las tareas que debe realizar en forma cotidiana, por lo tanto, si una persona decide irse de la empresa, eso puede complicar el funcionamiento de tareas críticas para el negocio, ya sea desde el punto de vista del desarrollo de la tarea encomendada, como también del servicio que se tiene contratado.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Desarrollo Organizacional	Calidad de la Prestaciones	3	Desarrollar acuerdos con universidades para contar con recursos	LP

El sector de Sistemas de Información tiene a su cargo el desarrollo y mantenimiento de los procesos asociados con el sistema de tiempo real, con la información post-operativa, y adicionalmente realiza el control y desarrollo de las aplicaciones Lotus Notes que tienen por objetivo la comunicación con la ADME, disponiendo de los resultados de la programación en cada una de las etapas de planificación temporal y resultados post-operativos en un servicio documental.

Esta estructura descentralizada y con debilidades desde el punto de vista de procedimientos internos, atenta contra la definición de las políticas a seguir para el desarrollo e implementación de los sistemas de información. Si bien este proceso no está directamente relacionado con el desarrollo de aplicaciones de la ADME, si juega un factor fundamental en la calidad del servicio que presta la DPE.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Acuerdos de Nivel de Servicios en el área de Desarrollo	calidad Seguridad Transparencia	2	Desarrollar Procedimientos de Desarrollo e Implementación	CP

12.5. OPERACIONES DEL CENTRO DE PROCESAMIENTO

El objetivo es Identificar, analizar y evaluar las tareas, procedimientos y controles existentes en el centro de procesamiento de información.

Se han requerido las políticas internas para verificar los procedimientos respecto al control de los procesos comunes tanto en ADME como en UTE (DPE).

Tanto ADME como DPE remitieron información sobre tareas relacionadas con las operaciones en el centro de cómputos.

En ambos casos, ADME y DPE, el consultor considera que es necesario dar formalidad a los mismos, teniendo en cuenta la fecha de emisión, fecha de actualización, versión, autorizaciones, etc. Será necesario adicionalmente complementarlos para que sean robustos y aseguren el objetivo, como por ejemplo los respaldos de información. En ambos

casos no se detallan las pruebas y verificación de su correcto funcionamiento para que sean útiles en el caso de una contingencia por ejemplo:

Subproceso	Restaurar el Backups en nodo B			
Responsable	Jefe de unidad de tecnología			
Procedimiento	XXX			
Entrada	Proveedor	Descripción	Salida	Cliente
Servidor	Administrador	Restaurar el respaldo historico	Backup restaurado	DBA y Usuarios
Subproceso	Realizar conexiones de prueba			
Responsable	DBA y Usuarios			
Procedimiento	XXX			
Entrada	Proveedor	Descripción	Salida	Cliente
Backup Restaurado	Jefe de IT	Solicitan a usuarios conexiones de prueba	Conexión realizada	Administrador de red y Seguridad
Subproceso	Reconfigurar la LAN			
Responsable	Administrador de Red y Seguridad Informática			
Procedimiento	XXX			
Entrada	Proveedor	Descripción	Salida	Cliente
Conexión Realizada	DBA y Usuarios	Reconfiguración de LAN	Actividad siguiente	Jefe de Tecnología
Subproceso	Evaluar daños y documentar pérdidas			
Responsable	Jefe de Tecnología			
Procedimiento	XXX			
Entrada	Proveedor	Descripción	Salida	Cliente
Actividad siguiente	Administrador de red y seguridad	Evaluar los daños y documentar las pérdidas. Identificar errores	Soluciones en caso de pérdidas	---

Otros procedimientos que serán necesarios formalizar son los siguientes:

- Verificación y control de Eventos en servidores
- Verificación y control de actualizaciones de los sistemas operativos
- Verificación y control de los intentos de acceso a la información
- Procedimiento de Control sobre la información que se ingresa a la base de datos documental
- Procedimiento de manipulación de Backups

El desarrollo de los procedimientos tiene por objetivo brindar una solución por medio de métodos y técnicas específicas diseñadas especialmente para los problemas antes de ser detectados, orientando las acciones del sector de IT a la excelencia.

Lograr que las pérdidas de información producidas a causa errores humanos o deficiencias en el hardware o software sean mínimas mediante la creación de manuales administrativos y políticas de operación, traerá aparejado una mejora en la calidad de las prestaciones.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Manual de operaciones del centro de cómputos	Calidad Seguridad	3	Actualizar el manual de operaciones del centro de cómputos	CP

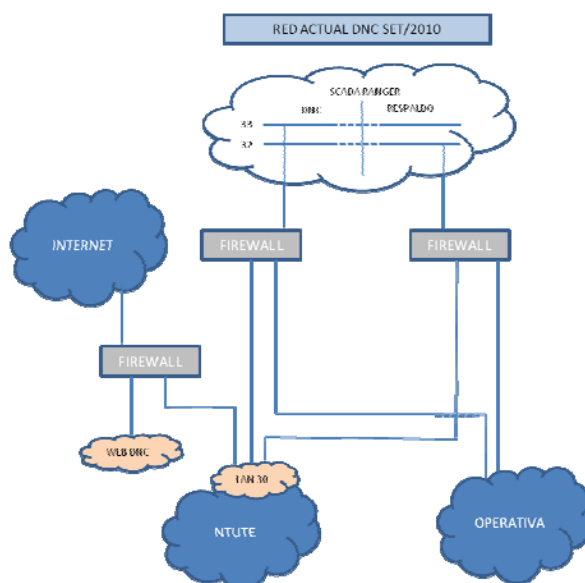
12.6. SEGURIDAD LÓGICA

La Seguridad Lógica es la manera de aplicar procedimientos que aseguren que sólo podrán tener acceso a los datos las personas o sistemas de información autorizados para hacerlo.

12.6.1. INSTALACIONES DE UTE

La estructura relevada es la siguiente

Figura 10 – Estructura de red UTE



El dominio NTUTE es el que administra los usuarios de la red y a las aplicaciones corporativas.

Se dispone de 4 firewall, 3 son presentados en la figura precedente y son atendidos por el personal de la UTE-DPE. El 4 firewall según lo indicado mantiene la seguridad entre UTE-ADM y ADME, y su administración corresponde a UTE-ADM.

Las consultas realizadas sobre este punto se orientaron a la seguridad de acceso a la red y a las aplicaciones. Se distinguen ambas debido a que es posible acceder a la red, pero no tener un perfil adecuado para acceder a una aplicación, por ejemplo, sistema para la programación del despacho diario.

UTE ADM: La administración corporativa de UTE es la encargada de asignar los permisos y perfiles para acceder a la red y/o mail.

DPE: Como se indicó anteriormente, la administración de seguridad a nivel red es corporativa, sin embargo existen aplicaciones como las relacionadas con la planificación de la operación que no se registran a través del sistema operativo. En el caso de la programación de largo plazo, mediano plazo y corto plazo, la registración del usuario es contra la base de datos de la aplicación. La información remitida por la DPE en referencia al estado actual de los permisos de administradores, es la siguiente

- Los equipos de los integrantes de la unidad de Modelos y Sistemas de Información son administradores de los mismos
- Son administradores de la base de datos de Mediciones y Modelos los integrantes del Sector Modelos y Sistemas
- El jefe de Departamento de recolección es Administrador del Sistema de recolección y tiene acceso remoto por guardias domiciliarias.

Se indicó que todos los equipos cuentan con el sistema de eventos activos, para el caso del sistema operativo Windows, mientras que en los equipos Linux los registros de log están disponibles.

Actualmente existen dos criterios para acceso a las aplicaciones, acceso a aplicaciones (bases de datos, EDF, OPERGEN, SMEC, etc.): controlado a través de cuentas de usuario de la aplicación, y otro criterio utilizado para la implementación de la seguridad lógica, es a través de usuarios del dominio, en las aplicaciones siguientes:

- Precio Spot programado y ejecutado
- Registro de eventos de máquinas
- Registro de información horaria
- Precio de combustible
- Precio de unidades térmicas
- Informe posoperativo (aún en desarrollo)

Adicionalmente se consultó sobre los aspecto de seguridad de las base de datos, indicándose que los aspectos de registro de auditoría no se encuentran implementado en todos los casos.

El servicio de seguridad de la DPE lo brinda un departamento de la empresa UTE (corresponde a un servicio corporativo). Esto debe considerarse como un riesgo para ADME, debido a que el prestador del servicio es un agente del mercado. Actualmente tiene toda la información disponible del mercado accediendo a través del dominio e inclusive los resguardo de información que realiza en forma corporativa.

Se entiende que, con independencia a la contratación de servicios entre ADME y UTE, es posible generar dominios independientes manteniendo la privacidad para la prestación del servicio contratado y canalizar los backups en forma local. De esta forma se logra una independencia “funcional” de quien presta el servicio (UTE-DPE) respecto de la contraparte de ADME en el contrato de arrendamiento (UTE).

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Seguridad Información y acceso a la información	Seguridad Transparencia	1	Generar un sector de seguridad Informática e independizar los dominios de la UTE	CP

12.6.2. INSTALACIONES DE ADME

En el relevamiento realizado con el personal de IT de la ADME se indicó que todas las aplicaciones y accesos a base de datos se identifican a través del dominio de ADME. Es importante puntualizar que los sistemas sensibles para la ADME tales como: Control de Mediciones SMEC, Control Posoperativo y Transacciones Económicas, se basan en desarrollos Excel y su seguridad depende del acceso al servidor.

En todos los casos anteriores utilizar como servidor de correo al Lotus Notes, siendo la seguridad asociada a este servicio adecuada.

No fue posible hasta el momento corroborar el grado de apartamiento que sobre las normas mínimas dictadas por las políticas empresarias.

El rol o función de Seguridad Informática es la de crear, actualizarlas políticas y estándares y de velar por la seguridad de la red (de manera reactiva y de manera proactiva “Herramientas de Polling”).

Las buenas prácticas indican la necesidad de contar con una estructura independiente de Seguridad Informática, que actualmente el ADME no cuenta con la misma, si no, que dichas funciones las cumple el mismo personal de la GTI. El nivel de exposición con que actualmente opera el ADME, quizás no sea necesario mantener un grupo ad hoc, sería importante realizar pruebas de seguridad en forma periódica a través de especialistas.

El servicio de seguridad informática de la DPE lo brinda un departamento de la empresa UTE. Esto debe considerarse como un riesgo, debido a que el prestador del servicio es un agente del mercado, y actualmente tiene toda la información disponible del mercado.

12.7. SEGURIDAD FÍSICA Y CONTROLES AMBIENTALES

El objetivo es identificar las medidas de seguridad de las instalaciones donde se procesa la información, a efectos de determinar si los controles existentes.

ADM: Constituye un factor importante en referencia al acceso primario de la red. Asimismo, es importante indicar que las comunicaciones son responsabilidad de UTE-ADM. El monitoreo sobre los accesos remotos, así como autorizaciones de los mismos, depende del área de sistemas corporativa.

DPE: El centro de cómputos se encuentra acondicionado y dispone con un control de acceso por código, en apariencia adecuado. No se pudo constatar la efectividad del mismo ya que se encontraba abierto con motivo de reparación y mantenimiento de los equipos de aire acondicionado. Es importante detallar que los equipos correspondientes a Planificación de la Operación, Tiempo Real y Sistema Comercial estaban dispuestos en el centro de cómputos, pero los equipos de medición comercial se dispusieron en las oficinas del personal, indicándose que cuentan con acceso controlado.

El acceso al predio se realiza a través de la autorización del personal jerárquico del UTE-DPE, y no se consulta si se realizará una visita al centro de cómputos y/o la sala de operaciones. La vigilancia es de 24 horas para el acceso al predio, existiendo un libro de registro.

Los centros de cómputos denominados DPE y B500, cuentan con UPS. La DPE cuenta además con un equipo Diesel el cual le da una autonomía adicional solo dependiente del combustible.

Los centros mencionados tienen sistemas de comunicaciones anillados y que los mantiene el departamento de comunicaciones de UTE-ADM. Ambos puntos son nodos de comunicaciones.

Las RTU del sistema son mantenidas por UTE-ADM.

Se cuenta con un contrato con ABB por 100 horas de mantenimiento anual por consultas y soporte de 365 días de año x 24 horas.

ADME: El centro de cómputos no dispone de un sistema de control de acceso, la seguridad se adoptada es a través de cerraduras. Dispone solo una puerta de acceso, y no se registraron aspectos de seguridad contra incendios como extintores manuales. No se identificó registro sobre el uso de la llave de acceso.

El acceso a las oficinas de la ADME es solo a través de autorizaciones del personal. El consultor no tuvo acceso a sectores con equipamiento que permita sospechar problemas de seguridad ante personal no autorizado.

12.8. CONTINUIDAD DE LAS OPERACIONES

Se analizarán y evaluarán los procedimientos diseñados para enfrentar las eventuales contingencias que puedan afectar el normal funcionamiento del centro de procesamiento de datos.

DPE: Desde el punto de vista operativo de tiempo real, se nos indico que es posible operar desde un puesto de trabajo situado en la estación transformadora aledaña denominada B500, asumiendo tareas del centro principal, pero no cuenta con redundancia, es decir que es posible operar desde otro lugar. Asimismo se indico que no se dispone capacidad de procesamiento en otro sitio que permita emitir la planificación operativa o la ejecución de cualquiera de las aplicaciones asociadas al ciclo comercial (SMEC, Posoperativo, etc.). Se indica que en UTE-ADM es posible recuperar los respaldos y realizar los procesos mencionados.

Desde el punto de vista de hardware, la DPE cuenta con equipos redundantes asociados a la simulación operativa y el circuito comercial, que son utilizados como equipos de desarrollo y test. Se indicó que es posible utilizar este último equipo como respaldo en caso de pérdida del servidor de producción, dado que la instalación es idéntica.

En el caso de las aplicaciones asociadas con el sistema de medición comercial, no se indicó respaldo de equipamiento, siendo los mismos equipos de escritorio (desktops servidores).

Ante la consulta del consultor sobre el sistema de backups se indico que, los respaldos de la información, Archivos de trabajo, Aplicaciones, base de correos son realizados por el Departamento de Sistema de UTE y almacenados en bóveda. Será necesario establecer los

mecanismos que permitan al ADME fiscalizar la aplicación de las políticas de resguardo de la información a efectos comprobar las tareas realizadas por UTE_ADM.

Además la DPE realiza un backup diario no histórico, fuera de los realizados en forma centralizada, que es administrado localmente y se realiza con disco. Esta necesidad se debe a que ofrece un servicio al usuario interno con mayor ejecutividad que el sistema centralizado.

ADME: Cuenta con servidores modernos, esquema resguardo y capacidad adecuada para sostener el servicio actual.

Los servicios que actualmente atiende son Correo, Base de datos documental de intercambio de información con la DPE, Base de datos relacional con datos del Precio Spot previsto, ejecutado, datos del SMEC, cotizaciones del Dólar; Página WEB y servicio de File Server. Se cuenta con aplicaciones de diferente porte para las cuales se mantiene un sistema de desarrollo y test, debiéndose analizar la capacidad del hardware existente para tales fines con el objeto de incorporar los modelos de simulación.

Se realizan respaldos diariamente completos, denominados full backups.

No se disponen de planes de contingencia para el uso de aplicaciones.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Relevamiento de Inventario de Hardware	Seguridad de Procesamiento	3	Realizar un relevamiento del hardware, antigüedad y características del mismo para determinar el riesgo de la continuidad del servicio contratado	LP

12.9. DESARROLLO, ADQUISICIÓN Y MANTENIMIENTO DE APLICACIONES

Es necesario identificar, analizar y evaluar la metodología utilizada para el desarrollo, adquisición y mantenimiento de las aplicaciones para comprender los procedimientos y los controles que regulan el desarrollo y mantenimiento de las aplicaciones.

Este apartado es de vital importancia a los efectos de la transparencia del mercado, debido a que el control del versionado de las aplicaciones debe ser estricto y bajo control de la autoridad de aplicación y la aprobación de los agentes.

Tanto la DPE como ADME, no cuenta con procedimientos que permitan transparentar controles sobre el diseño y desarrollo, a efectos de brindar mayor seguridad sobre las

modificaciones realizadas en las aplicaciones. Inclusive es muy importante generar ambientes de desarrollo y test gestionados por personas diferentes a los desarrolladores. Actualmente solo es posible contar con los usuarios que realizan el control de consistencia de resultados.

Adicionalmente a la creación del procedimiento es importante que se involucre al ADME y al mercado para la pruebas de las herramientas contratadas en el contrato de servicios. Sería de mayor transparencia que el ADME contara con una instalación equivalente, quizás con menor performance, para realizar comprobaciones de repetitividad de los procesos (o algunos de ellos), siendo un método aceptado en los mercados para brindar transparencia en los mismos.

DPE: El Desarrollo de Aplicaciones se basa en las Políticas de seguridad informática de UTE-ADM. En DPE se define los requerimientos con los usuarios y se hacen pruebas en ambientes de desarrollo, previo al pasaje a producción.

ADME: Si bien se realizan pequeñas aplicaciones como la web y algunas asociadas al sistema documental, ADME indica que dada la especificidad de las aplicaciones, se determinó que para la mayoría de los desarrollos informáticos no es viable adquirirlos a terceros, por lo cual ADME ha resuelto realizar sus propios desarrollos ya sea con personal propio o contratado bajo la dirección de TI de ADME.

En experiencia del Consultor, si bien los desarrollos tienen una especificidad importante, las empresas de desarrollo de software han implementado a nivel internacional gran cantidad de software orientado a utilities y mercados mayoristas (electricidad y gas). Es importante que la ADME realice una consulta con proveedores de primera línea para identificar oportunidades que permitan minimizar los riesgos que implican los desarrollos ad hoc.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Procedimiento de Pruebas y control de aplicaciones	Calidad Transparencia Seguridad	2	Generar un procedimiento de pruebas que permita verificar las modificaciones solicitadas y/o requeridas por la regulación	MP
Disponer procesos a los PM	Transparencia	2	Generar un ambiente que permita reproducir algunos procesos, a través de la virtualización o acceso remoto a servidores	LP

12.10. CONTROL DE LAS APLICACIONES

12.10.1. CARACTERÍSTICAS

Es necesario identificar, analizar y evaluar los controles integrados en los sistemas comerciales y técnicos, que estén directa o indirectamente relacionados con la generación de los archivos que son remitidos a los agentes, a efectos de facilitar la comprensión de los sistemas aplicativos y, determinar el grado de efectividad y confiabilidad de su procesamiento.

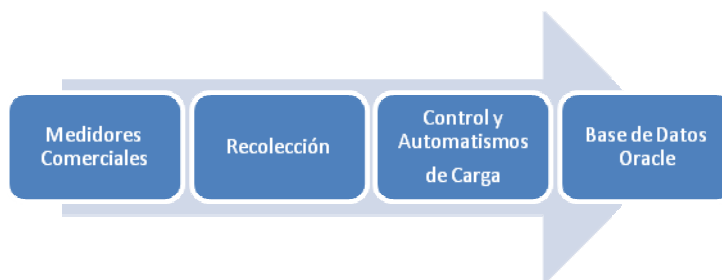
Podemos resumir el manejo interno del flujo de información dentro de los departamentos que componen la DPE y la ADME en los procesos siguientes:

- DPE
 - Administración de SMEC
 - Programación y despacho
 - Operación en Tiempo Real
 - Cálculo de Precios
 - Post Despacho
- ADME
 - Acuerdo sobre Escenarios de trabajo para la planificación
 - Control de la Operación
 - Control Posoperativo (incluye SMEC)
 - Transacciones económicas
 - Liquidación de Transacciones
 - Ajustes y Reclamos

12.10.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

El sistema de Gestión de las Mediciones Comerciales es posible graficarlo de la forma siguiente:

Figura 11 – Estructura SMEC



Medidores Comerciales: Se conoce perfectamente cuales son los equipos instalados en cada punto de medición, y el tipo de tecnología utilizada. Existen 4 tipos de medidores SIEMENS, Schlumberger, General Electric ION y CIRCUTOR. Se indica que existen muchas dificultades para realizar la lectura de los medidores del cuadrilátero, debido a que el método con el cual se interroga es antiguo. Se han solicitado en varias oportunidades cambios tecnológicos.

Recolección: La recolección se realiza a través de dos PC's, en una de ellas trabaja un sistema denominado PRIME, que recolecta todos los medidores, aunque algunos canales de corrientes y tensiones de las marcas ION y Circutor no se procesan correctamente por el momento, lo que obliga a recolectarlas por otro software. Se está instalando una nueva versión de PRIME que resuelve este problema.

Control y Automatismos: Se realizan dos tipos de controles, automáticos relacionados con el reiterno de interrogaciones y procedimiento manuales a efectos de controlar la completitud de la recolección. Desde punto de vista de control se prioriza las mediciones de generación, Interconexiones, generación distribuida, denominándose al conjunto Inyecciones. Este proceso adicionalmente emite reportes y carga la base de datos. No existe un procedimiento que permita al consultor identificar claramente el proceso con el cual se completa la información faltante, según se indica es posible trabajar con los medidores de respaldo, los medidores de tiempo real.

No se mantienen estadísticas de fallas como tampoco maniobras y actuaciones. El registro de los precintos es mantenido por UTE-ADM.

Se realizan Balances Energéticos mensualmente a efectos de verificación de las pérdidas y/o validación de los rangos en las mediciones.

Los archivos prioritarios (Inyecciones) en el estado que se encuentran antes de las 12 hs, se disponen al ADME. El resto de las mediciones son remitidas diariamente, pero la completitud y cierre se realizan mensualmente.

Adicionalmente se realizan otros procesos, como corrección de hora de medidores y recolección de la información de la generación distribuida que es informada por los distribuidores.

Para atender los procesos indicados anteriormente se dedicaba un recurso, al momento de la auditoría, pero comunicaciones posteriores indican que la planta se incremento a tres, provocando una mejora importante en el desarrollo de las tareas.

Base de datos: El software PRIME tiene habilitado a nivel de cada módulo un registro de los cambios realizados y el usuario que lo realizó, mientras que la base de datos ORACLE no tiene habilitado el control de auditoría, pero según se indico tiene implementado un registro de cambios que garantiza la recuperación de datos y su trazabilidad.

La ADME actualmente no realiza controles de consistencia diario en el cierre de la información (solo se realiza el cierre de las inyecciones), solo se realizan controles de cierre mensual.

La base documental y relacionada con el proceso de medición es administrada por la DPE, y se realiza una copia de la información recolectada (no se realizan replicas de la base de datos) diarias, debiendo administrar los cambios el ADME, es decir, de remitirse información en varias oportunidades para el mismo día (eventos en medidores, lecturas erróneas), la información remitida no identifica los cambios, debiéndose realizar un proceso para identificar el cambio, y la magnitud del mismo.

La UTE-ADM dispone de un sector que desarrolla la calibración e inspecciones de los medidores del Sistema de Medición Comercial. En cada intervención deben registrar los precintos y verificar la inexistencia de intervenciones no autorizadas a través del seguimiento de la numeración. Actualmente el ADME no lleva la registración de las intervenciones, siendo un hito importante desde el punto de vista comercial. Es recomendable que el ADME desarrolle, el control sobre las intervenciones y el monitoreo de las mismas, determinando indicadores de calidad (cantidad de intervenciones de cada medidor y su relación con la cantidad de lectura fallidas o estimadas).

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Monitoreo de mediciones	Calidad	3	Desarrollo de aplicaciones que permitan verificar la calidad de la información remitida	CP
Gestión de Precintos	Calidad	2	Desarrollo de una base de datos que permita realizar el seguimiento de los	MP

12.10.3. BASE DE DATOS COMERCIAL

Es importante destacar el desarrollo realizado para la planificación de la operación, donde se formalizó un esquema trazable desde el punto de vista de la información que debe traspasarse en la cadena de despachos.

La carga de la información estática (potencia de placa, potencia mínima, etc) y la dinámica (caudales, mantenimientos, etc.) se obtiene a través de mails y/o llamadas telefónicas. Actualmente no existe una metodología de declaraciones.

La ADME no cuenta con la base de datos que la DPE utiliza para realizar la planificación. La misma es necesaria para realizar los controles posoperativos.

Para verificar los requisitos básicos para un sistema de esta naturaleza, que es la de garantizar la consistencia, trazabilidad, control y validación de los datos en distintos niveles es necesario realizar una auditoría específica de procesos. El acceso a los datos y la información se encuentra debidamente protegida a nivel acceso de usuario y su perfil, pero no es posible verificar la existencia de controles para asegurar que la información no ha sido modificada o si fue actualizada posteriormente en la cadena de despachos.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Auditoría de Procesos	Calidad Seguridad Transparencia Minimizar reclamos de PM	1	Realizar una auditoría de procesos para identificar los riesgos económicos potenciales de los participantes del Mercado y el ADME	CP

12.10.4. BASE DE DATOS TÉCNICA

Un aspecto muy importante que no fue posible corroborar es la existencia de una base de datos técnica con Interfaces con Aplicaciones- como PSS, OPERGEN, EDF y otras aplicaciones, como Cálculos de Confiabilidad.

El objetivo de esta BD Técnica sería la de soportar los datos técnicos del sistema en forma centralizada, de tal forma de evitar el uso de los conocidos archivos de datos ambulantes que pasan de persona en persona y de PC en PC. Estos datos al no ser manejados en una forma controlada y centralizada por un sistema están sujetos a errores ya sea por falta

controlada de la actualización, falta de registro de las características y propiedades de los datos, falta de protección contra modificaciones no autorizadas.

Cabe mencionar que los archivos ambulantes ocupan mucho espacio, no son almacenados en forma sistemática y son difíciles de mantener por los usuarios y por Soporte Técnico.

Esta base de datos debe a su vez estar disponible para la ADME, de forma tal que se mantenga la transparencia en el uso de la información técnica.

Según el Art. 23. del Reglamento del MMEE la ADME deberá proveer el Servicio de Operación del Sistema y el Servicio de Administración del Mercado con objetividad, eficiencia, transparencia y trato no discriminatorio, cumpliendo lo establecido en el presente Reglamento. En particular la ADME deberá:

a).....

b) Organizar y administrar con calidad y seguridad las Bases de Datos que establece este Reglamento, con acceso abierto a los Participantes del Mercado, Agentes Trasmisores y el Regulador

Se recomienda instrumentar una base de datos técnica. Esto otorgará un poderoso manejo de un sistema de información de alto valor agregado reduciendo los tiempos de gestión segura de la información técnica que actualmente se hace a través de archivos de datos técnicos ambulantes que no garantizan su actualización, consistencia, seguridad y nivel de acceso por el propio personal de la DPE, ADME y por los PMs.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Base de Datos Técnica	Calidad Seguridad Transparencia Minimizar reclamos de PM	1	Desarrollar una base de datos técnica a partir de la información disponible en DPE y requerimientos de información a los participantes del Mercado	MP

12.11. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN EN INTERNET

Se considera que la página Web de la ADME se encuentra bien estructurada, es ágil, y con una razonable velocidad de acceso para la consulta y descarga de información.

Se sugiere incluir mayor cantidad de información técnica. Por ejemplo, se cuenta con el unifilar de la red pero sin los datos técnicos.

Resulta confuso contar con información equivalente en el sitio www.dncu.gub.uy mantenido por UTE-DPE, donde se presenta información referente a la programación Diaria, Semanal, Estacional, la Operación en Tiempo Real e inclusive costos marginales, siendo estos productos parte del servicios cuya ejecución la ADME ha arrendado a UTE, y que son responsabilidad de ADME.

Adicionalmente existe un riesgo asociado a actualizaciones no sincronizadas entre ambos sitios, lo que potencialmente puede desorientar a Agentes / Participantes del mercado.

Se recomienda acordar entre ADME y UTE-DPE la división de contenidos entre los mismos, presentando información asociada a las responsabilidades asignadas. Consistentemente se sugiere la publicación de vínculos entre ambos sitios, de manera tal de que al realizar una consulta resulte claro cómo se clasifica la información publicada.

Progresivamente se debería tender a la concentración de la publicación de la información en el sitio administrado por ADME.

AP	Impacto	Gr	Recomendación	Plazo
Contenido de sitios web	Calidad Transparencia Minimizar reclamos de PM	3	Reorganizar el contenido de los sitios administrados por ADME y UTE-DPE, tendiendo a una progresiva concentración en el sitio administrado por ADME	MP

13. EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

13.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE

Hasta el año 1997, el marco regulatorio vigente para el sector eléctrico uruguayo estuvo constituido por la Ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad), y por la Ley Orgánica de UTE (Ley N° 15.031 del 4 de julio de 1980), con un modelo en donde UTE operaba en forma verticalmente integrada, desarrollando en forma monopólica las actividades de generación, transmisión y distribución, todas las cuales eran consideradas servicio público.

En el año 1997 se aprobó la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997), que en forma complementaria a las leyes anteriores definió la separación de las distintas etapas de la industria eléctrica, eliminando el carácter de servicio público de la generación y declarándola actividad libre. Se mantuvo el carácter de servicio público y de monopolio natural a las actividades de transmisión y distribución, y se otorgó libertad de compra a Grandes Consumidores, definidos como aquellos de potencia mayor a 250 kW. En consistencia con estos principios, la nueva normativa creó un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) en el cual, bajo las distintas modalidades previstas (contratos, spot), quienes libremente decidiesen participar del mismo podrían comprar y vender electricidad, así como quienes proveen un servicio público. Paralelamente se consideraron provisiones especiales para la adaptación de las actividades de UTE al nuevo esquema, tal como la posibilidad de aplicación de la figura de convenio para encuadrar la provisión de energía con recursos de generación propios.

La Ley N° 16.832 fue reglamentada en el año 2002 por los Decretos N° 276, 277, 278 y 360 de ese año, correspondientes al Reglamento General, de Distribución, de Transmisión y del Mercado Mayorista respectivamente. Además de los mencionados, otros aspectos relevantes introducidos por la nueva normativa son los siguientes:

- las decisiones estratégicas de política energética que afectan al sector son específicamente asignadas a las autoridades políticas sectoriales.
- se dispone el libre acceso a la capacidad de las redes de Transmisión y Distribución, con condiciones de acceso y uso y tarifas reguladas en forma independiente de su propietario, UTE.

-
- se creó un regulador sectorial, la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE), posteriormente sustituida por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), cuyas funciones incluyen, entre otras, la supervisión del cumplimiento de la normativa, el arbitraje en conflictos entre agentes del sector, defensa de la competencia entre generadores y comercializadores y el asesoramiento al Poder Ejecutivo en materia de tarifas.
 - se creó un organismo responsable de prestar los servicios de Administración del Mercado Mayorista y de Operación del Sistema y la Administración del Mercado (ADME), cuyas atribuciones se describen en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del presente informe. El Directorio de la ADME, de cinco miembros, está integrado por un representante del Poder Ejecutivo, uno de UTE, un representante de la Delegación Uruguaya en la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, un representante de los Grandes Consumidores y uno de los Generadores privados (originalmente se previó que el Directorio de ADME sólo contara con cuatro miembros hasta que la generación privada instalada en el país alcance los 100 MW de capacidad).
 - Se estableció que los productos requeridos para asegurar el abastecimiento de una demanda son dos: la energía requerida y el respaldo (garantía de suministro) con potencia firme de generación o importación. Para ello se desarrolló reglamentación sobre la implementación de la comercialización de estos productos en el ámbito del MMEE
 - Con el objetivo de atraer inversión privada en generación, se dispuso que para adquirir la energía destinada al suministro de sus usuarios regulados, UTE debe efectuar licitaciones para la compra de potencia y energía en contratos de largo plazo. Cualquier generador puede ofrecer en estos llamados, tanto existente como nuevo. También los generadores de países interconectados pueden participar en las licitaciones, a menos que el Poder Ejecutivo disponga que debe contratarse potencia firme de unidades instaladas en el país. La importación y exportación de energía en contratos requiere de autorización del Poder Ejecutivo, a través del

MIEM, previo a cuyo otorgamiento dicho Ministerio debe verificar la firmeza y confiabilidad de la potencia y energía ofrecidas.

- Las tarifas a los consumidores se deben construir en base a los costos mayoristas de la energía y potencia (garantía de suministro) a los que se adicionan los costos regulados asociados al servicio de redes de transmisión y distribución.

13.2. LA EVOLUCIÓN DESDE 2002 HASTA EL PRESENTE

Desde la aprobación de los Reglamentos de la Ley 16.832 la efectiva implementación de esta normativa, y en particular del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica fue en la práctica pospuesta en varias ocasiones.

Hacia el año 2007 el Poder Ejecutivo adoptó medidas sobre el cálculo y aprobación de los cargos por uso del sistema de transmisión, que implicaron la determinación y aprobación los cargos correspondientes a usuarios conectados en 150 kV y 500 kV, lo que implicó la adopción parcial de una de las medidas necesarias para la real efectivización de la implementación del mercado: la existencia de tarifas por uso de red.

Paralelamente, la situación energética tanto a nivel mundial como regional y en Uruguay en particular fue cambiando. Algunos objetivos básicos subyacentes detrás del diseño adoptado en 1997 fueron cambiando necesariamente, en función de lo que marcaba la nueva realidad.

La crisis de los mercados internacionales de combustibles líquidos que se expresa con toda intensidad durante el año 2008 con importantes incrementos de precios en estos mercados se suman a una realidad regional compleja, particularmente en Argentina, país en el cual a partir de 2007 se intensifica la escasez de gas natural de producción nacional que se empezó a esbozar en 2002 (y que fue clave para Uruguay en tanto afectó a su política energética, que incluía el gas argentino como un elemento relevante), y que juntamente con las casi nulas inversiones en generación desarrolladas desde ese año en adelante determinaron una compleja situación de escasez de oferta energética en ese país. En este contexto de crisis, Uruguay enfrenta en 2008 un año de severas condiciones hidrológicas, que implica un importante uso de combustibles líquidos para abastecer su demanda eléctrica. con consecuencias financieras significativas para el fisco, dado los elevados precios internacionales vigentes.

Durante estos años, mientras en Uruguay permanece en vigencia un esquema regulatorio para el sector eléctrico que no ha sido implementado en su totalidad, en los países de la región se van sucediendo ajustes en las normativas de los sectores eléctricos, particularmente en aquellos en los que se habían implementado mercados eléctricos. Estos cambios se implementaron con distintos niveles de orden según los países y el contexto de la política económica implementada en cada uno de ellos, pero tuvieron elementos comunes:

- Minimizar el impacto de los mayores costos energéticos en la economía.
- Asegurar el suministro de energía de cada país, promoviendo el desarrollo de recursos disponibles a nivel nacional de manera tal de diversificar la matriz energética, disminuyendo los riesgos.
- En el contexto de lo anterior, promover el desarrollo de energías renovables, propendiendo al desarrollo sustentable,

Uruguay no fue ajeno a estas cuestiones. Independientemente de la regulación sectorial eléctrica diseñada en 1997 y años subsiguientes, no aplicada en su totalidad, se implementan mecanismos tendientes a dar respuesta a los puntos indicados a través de la promoción del desarrollo por parte de inversores privados de generación eléctrica con los recursos renovables disponibles en el país, esencialmente biomasa y energía eólica, habida cuenta del elevado índice de aprovechamiento del recurso hidroeléctrico ya alcanzado a nivel país.

La propia tendencia mundial y regional en el área eléctrica, y de Uruguay en particular, van determinando un cambio de paradigma fundamental:

- En el diseño conceptual del MMEE, la decisión sobre tecnología de generación a desarrollar se deja en manos de los participantes del mercado, cumpliendo el Estado un rol de control y de adecuación de políticas a través del ajuste de las reglas que generan las señales económicas, de verificarse que los objetivos en materia de política energética no se cumplen
- La crisis energética mundial, y sus consecuencias sobre la disponibilidad y precio de los recursos, y consecuentemente sobre las economías de los países, puso de manifiesto la necesidad de que el Estado tomara ciertas decisiones directas sobre los recursos y tecnologías a desarrollar para

hacer frente a la misma, garantizando el desarrollo sustentable en todos sus aspectos.

El cambio de paradigma mencionado es significativo. El diseño regulatorio para el sector eléctrico uruguayo introducido por la Ley 16.832 introdujo una serie de instrumentos tendientes a garantizar el suministro con los energéticos disponibles a nivel nacional, regional o mundial indistintamente, comprendidos bajo el concepto de Garantía de Suministro. La transacción de energía a través de mecanismos de libre competencia (contratos) complementados con un mercado spot responde, paralelamente, al objetivo de promover la eficiencia, particularmente de la generación a través de la competencia por el despacho y las señales de precio.

Las licitaciones para contratación de energía renovable promovidas por el Poder Ejecutivo implican el involucramiento directo del Estado en la consecución de los objetivos antes descritos de garantía de suministro, en el marco de incrementar la eficiencia sectorial.

Es natural, por tanto, que surjan cuestiones acerca de la utilidad de los mecanismos de garantía de suministro desarrollados a partir de la reglamentación de la ley de 1997, puesto que el diseño de los mismos asumía plena disponibilidad de recursos energéticos en los mercados regional o internacional, tanto física –gas argentino– como económicamente –precios de petróleo y derivados relativamente accesibles–).

Asimismo, la modalidad de contratación de energías renovables que se desarrolló, acorde a las prácticas internacionales en la materia que se fueron desarrollando en los últimos años de acuerdo a las características propias de estos recursos, implica una forma de remuneración que prevé un precio único de energía que conceptualmente remunera costos fijos, objetivo principal de los pagos por potencia firme asociados al concepto de Garantía de Suministro en el diseño conceptual del MMEE.

13.3. LA SITUACIÓN ACTUAL.

Es así que se llega a la situación actual, en la que existe un marco legal vigente, complementado por las acciones promovidas por el Poder Ejecutivo, particularmente sobre el desarrollo de energías renovables con participación de la inversión privada tanto en la construcción como en el financiamiento, y una institución, ADME, que es responsable por la prestación de un conjunto de servicios específicos vinculados a la efectiva implementación de ese marco legal.

Esos servicios, respecto de la dinámica del MMEE, se vinculan esencialmente a:

-
- Viabilizar la realización de las transacciones de corto plazo previstas en el mismo:
 - Mercado Spot de Energía
 - Servicio Mensual de Garantía de Suministro
 - Servicio Auxiliar de Reserva Operativa
 - Implementar las convocatorias para suministro de Potencia Firme de Largo Plazo, incluyendo las correspondientes al Servicio de Reserva Nacional, cuando se detecten faltantes con la antelación establecida en la normativa.
 - Viabilizar el acceso de los participantes
 - Cálculo de los cargos por uso de redes

Complementariamente, ADME tiene responsabilidades respecto del monitoreo de la evolución esperada de la oferta y la demanda orientados a determinar si los participantes del mercado cumplen con sus obligaciones contractuales respecto de la garantía de suministro, y detectar eventuales situaciones de riesgo futuras sobre el particular.

Del relevamiento efectuado en el marco de esta Auditoría se constató:

- Que está implementado y operativo el mercado spot de energía, con la salvedad que no se calculan precios nodales sino un único precio horario válido para todos los nodos del sistema
- Que está en proceso de desarrollo el cálculo de los cargos de transmisión
- Que a la fecha no se han implementado transacciones correspondientes al Servicio Mensual de Garantía de Suministro
- Que a la fecha no se han implementado transacciones correspondientes al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa.
- Que en cumplimiento de lo establecido por los Art.246 y 247 del RMMEE, ADME elabora un Informe de Garantía de Suministro suministrando información relativa respecto de la evolución esperada del balance de Potencia Firme.
- Que en función de lo publicado en el informe correspondiente a 2010 se cumplen los objetivos de contratación a futuro requeridos por la normativa.

13.4. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO

13.4.1. OFERTA

El mercado eléctrico uruguayo se caracteriza por una importante componente de la oferta de origen hidroeléctrico. En términos de energía neta⁷ aportada al sistema, se observa una tendencia creciente de la participación de generación privada, que si bien representa una proporción pequeña del total, ha manifestado una tendencia creciente sostenida. Asimismo, se pone de relevancia el factor ya descrito en secciones anteriores de la sensibilidad de los despachos a la oferta hidroeléctrica disponible en Salto Grande:

Figura 12 – Oferta de energía

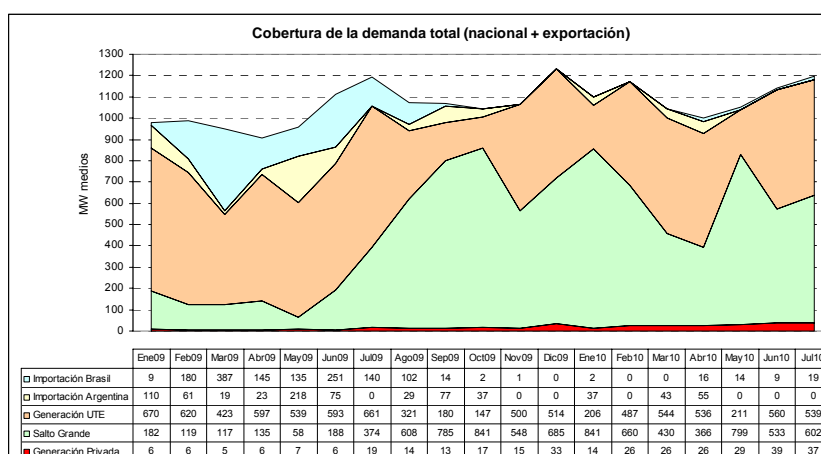
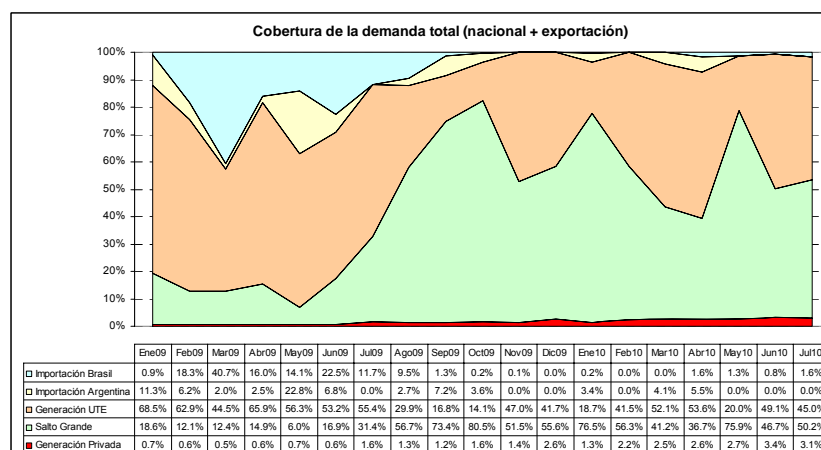


Figura 13 – Oferta de energía en términos relativos



⁷ Considerando saldos netos de autoprodutores

A Julio de 2010, los contratos con privados, todos de largo plazo en los que mayoritariamente el comprador es UTE, superaban los 60 MW, de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla 25 – Contratos con oferta privada

Razón social	Potencia contratada	Fecha entrada en servicio	Plazo Contrato
AGROLAND S.A.	0.3 MW	08/03/2007	15 años
BIOENER S.A.	9.9 MW	13/04/2010	20 años
FENIROL S.A.	8.8 MW	04/12/2009	14 años
GALOFER S.A.	10 MW	30/08/2010	12 años
LAS ROSAS - I.M.MALDONADO	1.2 MW	Dic-04	15 años
NUEVO MANANTIAL S.A.	4 MW	02/03/2009	15 años
UPM S.A.	25 a 30 MW	Dic-07	2 años *
WEYERHAEUSER PRODUCTOS S.A.	2 MW	03/05/2010	10 años
TOTAL CONTRATOS	61.2 a 66.2 MW		

* Renovable automáticamente cada 1 año

Si bien en términos de intercambio neto de energía en el mercado la participación de privados es del orden de 3%, su potencia instalada representa una proporción mayor respecto del total disponible en el sistema (8.6%), pues algunos de ellos son autoprodutores y, consecuentemente, abastecen demanda propia.

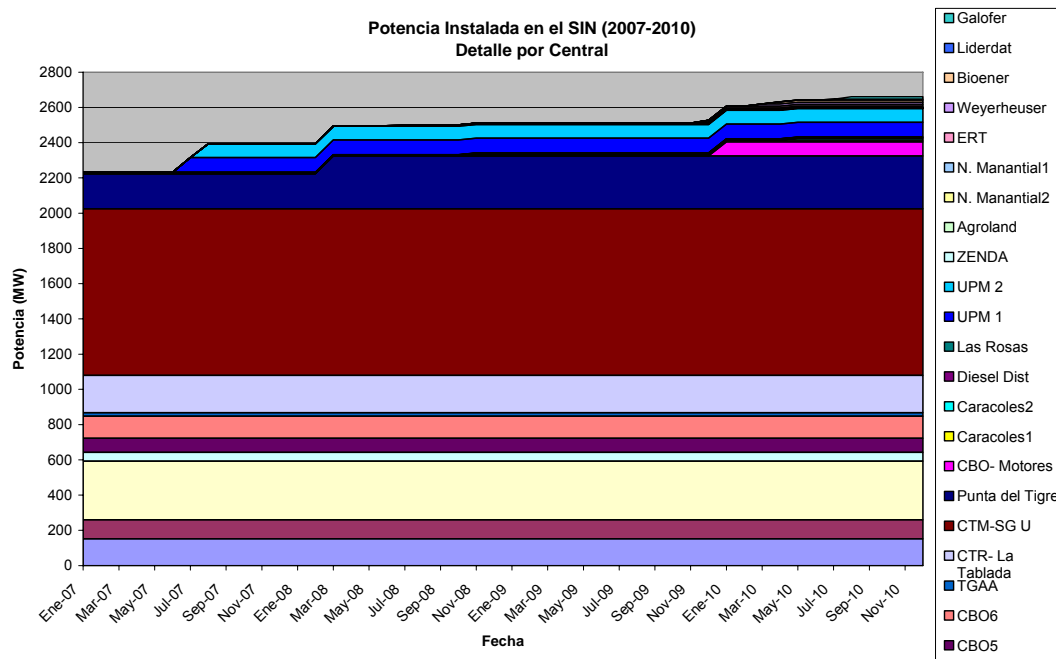
La potencia instalada por generadores privados a nivel sistema alcanzó un total de 229.4 MW,

Tabla 26 – Potencia instalada en generación a agosto 2010

Agente	Potencia instalada [MW]	Fecha de E/S	Potencia instalada [% total SIN]
NUEVO MANANTIAL S.A.	10.1	02/03/2009	0.4%
ZENDALEATHER S.A.	3.7	09/08/2008	0.1%
UPM S.A.	161.1	Dic-07	6.1%
AGROLAND S.A.	0.3	08/03/2007	0.0%
BIOENER S.A.	12.0	13/04/2010	0.5%
WEYERHAEUSER PROD. S.A.	12.0	03/05/2010	0.5%
FENIROL S.A.	10.0	04/12/2009	0.4%
LIDERDAT S.A.	5.0	13/07/2010	0.2%
LAS ROSAS	1.2	Dic-04	0.0%
GALOFER S.A.	14.0	30/08/2010	0.5%
TOTAL PRIVADOS	229.4		8.6%
UTE	1486.4		55.9%
SALTO GRANDE	945.0		35.5%
TOTAL SIN	2660.8		100.0%

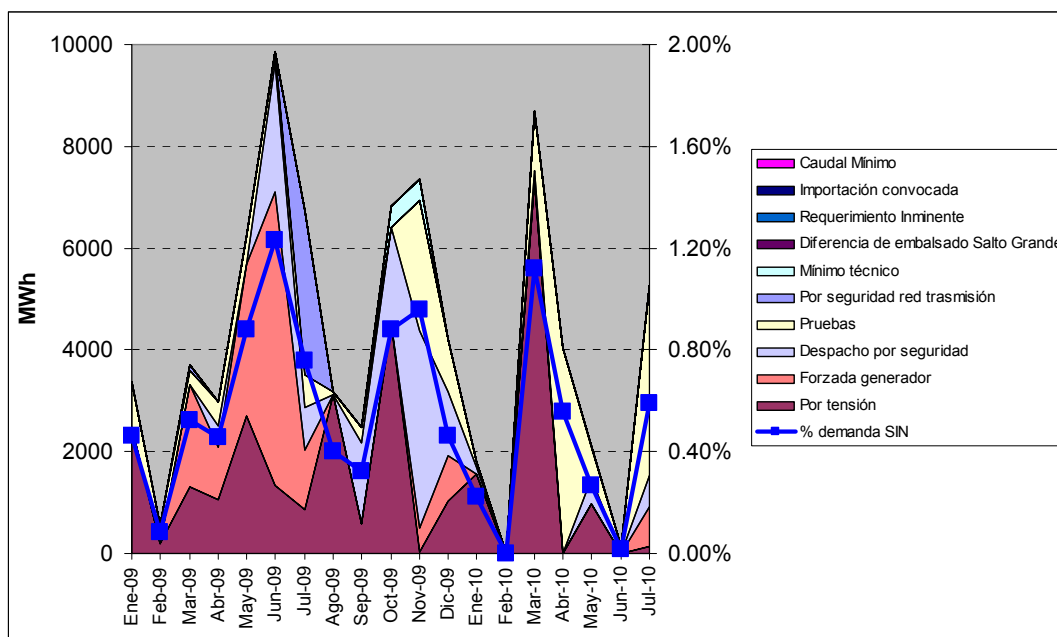
Por su parte, en los últimos tres años, las incorporaciones más relevantes de nueva generación han sido: unidades adicional turbogás en Punta del Tigre (100 MW en Marzo de 2008, UTE), unidades de combustión interna en la central Batlle y Ordóñez (80 MW en enero de 2010, UTE) y las dos unidades de UPM (161 MW) en julio y agosto de 2007.

Figura 14 – Evolución del capacidad instalada en el SIN 2007-2010



Se verificó asimismo que, en términos de energía intercambiada en el SIN, la proporción que ha representado en el período Enero 2009 a Julio 2010 la generación forzada es muy baja (menor a 1.5% de la demanda total en todos los meses), no representando la misma una restricción al mercado significativa:

Figura 15 – Despacho de generación forzada a nivel mensual 2009-2010



13.4.2. SISTEMA DE TRASMISIÓN

El informe “Descripción de Restricciones Principales al SIN” elaborado por UTE-DPE describe al Sistema Interconectado Nacional :

El Sistema Interconectado Nacional comprende por definición el conjunto de instalaciones de Generación y Trasmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema eléctrico.

En cuanto a la red de trasmisión , la misma está constituida por un red de EAT en 500 kV propiedad de UTE de unos 771 km y 6 estaciones, una red de AT constituida por 11km de líneas en 230kV con una sola estación y 3556 km de líneas y cables en 150 kV con 49 estaciones.

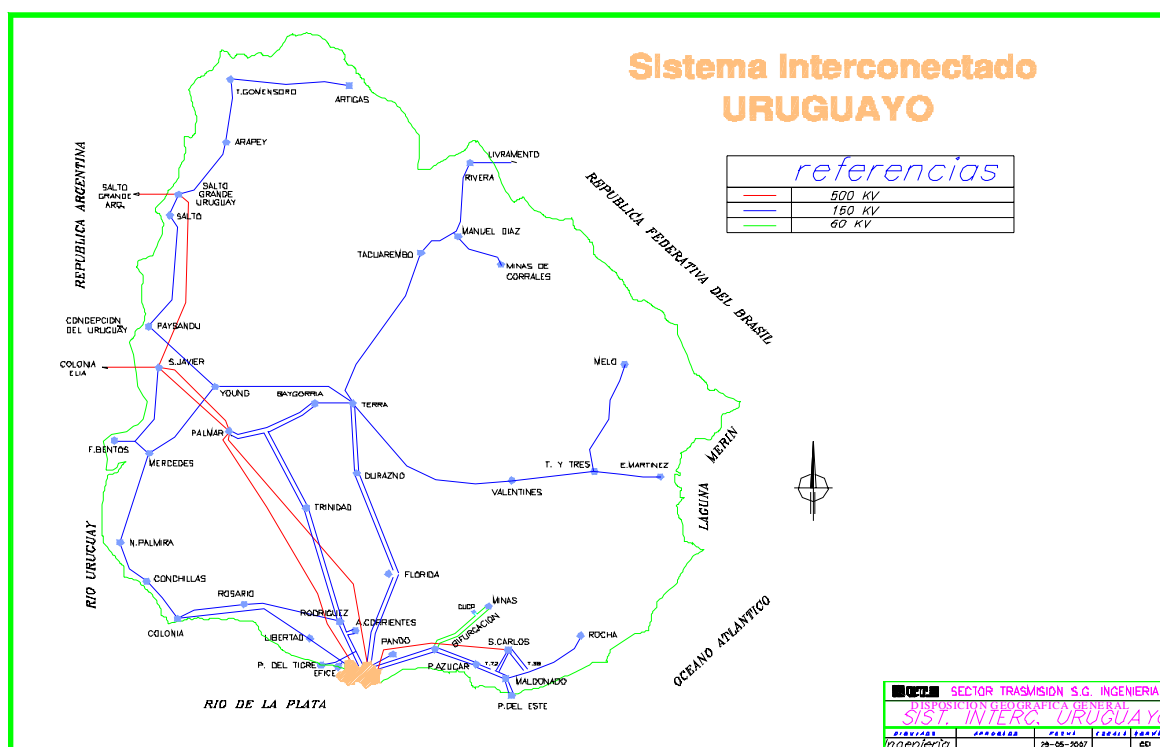
Adicionalmente consta del cuadrilátero de Salto Grande compartido por Uruguay y Argentina conformado por 4 estaciones de 500 kV y 332km de líneas de EAT en 500 kV.

El sistema se encuentra vinculado al SADI (argentino) en 500 kV a través del cuadrilátero de CTM-SG con una capacidad térmica de 2000MW y al sistema brasileño de 230kV en Rivera por una estación convertidora de frecuencia 50/60 Hz de 70MW de capacidad.

El sistema de generación es principalmente hidrotérmico con una potencia hidráulica instalada de 593 MW en el río Negro y 945MW correspondientes a la mitad de la

Central Salto Grande sobre el río Uruguay. La potencia instalada de generación térmica de UTE está ubicada totalmente en el sur del país cerca del centro de carga (constituye aproximadamente el 70% de la demanda) y está constituida por 255MW instalados en unidades Turbo Vapor 532MW en unidades Turbo Gas y 80MW en Motores Diesel. Adicionalmente existen 161MW en unidades TV que alimentan al Autoproducer UPM ubicados en la zona de Fray Bentos y generación distribuida principalmente de fuentes renovables (eólica y biomasa) en diferentes puntos del interior del país que totalizan unos 93MW de potencia instalada. El pico de demanda ocurre durante el invierno habiendo alcanzado el último año 1698 MW

Figura 16 – Sistema Interconectado Uruguayo



En lo referente a restricciones en el sistema de trasmisión, se caracterizan situaciones de importancia de orden contingente N-2 y N-1 (esencialmente en 500 kV) y de operación (en la red de 150 kV):

- N-2
 - Contingencias N-2 en la red EAT de 500 kV
 - Pérdida simultánea de ambos vínculos San Javier- Palmar 500 kV

-
- N-1
 - Pérdida del vínculo Montevideo I- San Carlos 500 kV
 - Pérdida del Transformador Salto Grande Uruguay 500/150 kV
 - Operativas:
 - Control de tensión en 150 kV, en situación de demandas mínimas

De acuerdo a la información relevada, no se identifican situaciones restrictivas al despacho de generación de relevancia en condición N, que son las que determinan restricciones al mercado de relevancia.

Por su parte, las pérdidas en el sistema de transmisión, UTE-DPE ha reportado los siguientes valores anuales, como porcentajes respecto de la energía entregada a la red de transmisión:

- 2.99% en 2007
- 2.53% en 2008
- 2.97% en 2009
- 4.20% en 2010 (Enero a Julio)

Se interpreta que el mayor valor correspondiente a 2010, que a nivel mensual se manifiesta desde el último trimestre de 2009, se relaciona a la alta hidraulicidad registrada en Salto Grande.

Los valores indicados se mantienen en estándares relativamente bajos para sistemas de la escala del uruguayo, lo que se relaciona a disponer de transmisión en 500 kV.

13.5. DIAGNÓSTICO SOBRE LAS FUNCIONES DESEMPEÑADAS POR ADME RESPECTO DE LA ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO

De los elementos regulatorios, de estructuración del mercado y característicos del sistema, acerca del desempeño de ADME en las distintas funciones de la que es responsable en relación al Servicio de Administración del Mercado Mayorista, se concluye que:

- Existe una reglamentación relacionada a las transacciones de energía que en términos generales se aplica, y la misma responde a criterios de eficiencia

-
- Existe una reglamentación relacionada a la Garantía de Suministro que en la actualidad no responde a las políticas energéticas aplicadas en el país, diferencia originada esencialmente en un cambio de paradigmas
 - Que la afectación más relevante se relaciona con las señales, mecanismos y acciones previstos en la regulación para el desarrollo de nueva generación (Potencia Firme de Largo Plazo)
 - Que asimismo contiene elementos útiles a la aplicación de esas políticas, esencialmente:
 - La función de monitoreo de la evolución esperada de la Garantía de Suministro que ADME debe desempeñar
 - Las compensaciones de corto plazo, que emiten señales de eficiencia sobre la política que determina la expansión
 - Que las restricciones físicas al Mercado (generación forzada, restricciones de transmisión) u otros factores que afectan a la eficiencia (pérdidas de transmisión) no son en la actualidad de magnitud relevante.
 - Que el mercado mayorista ha incrementado su dinámica de participación esencialmente del lado de la oferta, y en mucha menor medida del lado de la demanda, básicamente por el desarrollo de la autogeneración como alternativa al abastecimiento del distribuidor.

En consecuencia se estima que:

- En lo que respecta a la Garantía de Suministro, ADME debería propiciar una adecuación de la reglamentación vigente a las políticas energéticas aplicadas en el país, esencialmente en lo relacionado al desarrollo de nueva generación.
- No parece razonable aplicar de lleno una reglamentación que fue diseñada para un paradigma distinto del actualmente vigente, pero que a la vez contiene elementos de utilidad para las políticas actuales. En este sentido, se recomienda a ADME promover un análisis integral de la normativa relativa a Garantía de Suministro, priorizando:
 - Mantener e intensificar las funciones de monitoreo, para lo cual se requiere normativa que asimile las modalidades contractuales desarrolladas en los últimos tiempos al concepto de oferta firme

-
- Evaluar la viabilidad de aplicar las transacciones a nivel mensual como incentivo a la eficiencia sectorial complementario al mercado spot de energía.
 - Reformular los mecanismos relativos a Garantía de Suministro de Largo Plazo (incluyendo Servicio de Reserva Nacional), de modo tal que la reglamentación sea funcional a la política energética nacional vigente, que combina un mayor grado de involucramiento del Estado en la promoción del desarrollo de nueva generación con una activa participación privada en la construcción y el financiamiento de los proyectos.
- Paralelamente, priorizar la ejecución de tareas que viabilicen una mayor participación de la demanda en el mercado mayorista, esencialmente la implementación de la reglamentación de transmisión en su interfaz con los participantes del mercado (cargos).
 - De acuerdo a los niveles de congestión y pérdidas relevados, resulta viable la adopción de un mecanismo de cálculo simplificado del precio de la energía spot como se sugiere en este informe.

14. DICTAMEN DE AUDITORÍA

14.1. CRITERIO DE EVALUACIÓN

En función del análisis realizado en las secciones previas, se evaluaron los procesos en función de los objetivos que debe cumplir la ADME en función de sus responsabilidades, en particular lo establecido en el Art.50 del Reglamento del MMEE, aprobado por decreto N° 360/2002.

Los procesos evaluados se calificaron de la siguiente manera:

- “Sin observaciones”
- “Con observaciones” cuando no se cumple alguno de los requisitos especificados para los procesos. En este último caso, el Consultor adiciona una calificación relacionada con la magnitud del defecto:
 - “Defecto crítico”: cuando el defecto puede producir o produce condiciones de riesgo de incumplimiento de los objetivos fundamentales de la ADME en cuanto al aseguramiento de la calidad de servicio, la seguridad de servicio, la operación a mínimo costo y el desarrollo de un mercado transparente y eficiente.
 - “Defecto mayor”: cuando el defecto, sin ser crítico, puede tener la probabilidad de ocasionar una afectación importante a alguno de los servicios que debe prestar la ADME.

“Defecto menor”: cuando el defecto no produce una afectación significativa en los objetivos de la ADME, pero puede producir una desviación de los requisitos establecidos, con un pequeño efecto reductor sobre los objetivos o sobre la eficiencia de la gestión.

Finalmente, se valorizaron los Procesos de acuerdo a la siguiente tabla:

Calificación del proceso	Punt
Sin observaciones	100%
Defecto critico	50%
Defecto mayor	60%
Defecto menor	80%

14.2. PONDERACIÓN GLOBAL

Tal como se pone en evidencia en la calificación por procesos, se concluye que en términos generales ADME desempeña sus funciones en forma satisfactoria, contando con un cuadro profesional de excelencia a cargo de todos los procesos verificados, tanto aquellos que se ejecutan en instalaciones propias como en UTE-DPE para en el caso de servicios arrendados.

En este contexto general, las observaciones y calificaciones particulares que se realizan en la sección siguiente tienen la finalidad de:

- Establecer un ponderador relativo de los defectos hallados, de manera tal de establecer prioridades razonables para su solución
- Brindar a ADME elementos y propuestas para el perfeccionamiento futuro de sus funciones en función de sus plenas responsabilidades establecidas por la regulación sobre la prestación de los servicios de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

Las calificaciones se realizan estrictamente sobre los procesos que ADME ha implementado. Sobre otras funciones no implementadas se realiza valoración por separado en función de la realidad del Mercado Mayorista y el sistema eléctrico uruguayo.

14.3. CALIFICACIÓN POR PROCESOS RELEVADOS

La calificación de procesos relevados resulta en un valor global de 81.2%.

En la siguiente tabla se indican las valoraciones en detalle, explicitando, de corresponder, la principal afectación de cada uno de los defectos hallados.

Tabla 27 – Calificación de los procesos que ADME ejecuta (I)

PROCESO	CALIFICACIÓN		AFECCIÓN
Programación estacional	90.0%		
Metodología	100%	Sin observaciones	
Implementación	80%	Defecto menor	Se debe formalizar la determinación de CAR como resultado adicional de esta programación
Programación de mediano plazo	93.3%		
Coordinación con otras etapas	100%	Sin observaciones	
Metodología	80%	Defecto menor	Mejorar aplicación de reprogramaciones por cambio de hipótesis
Implementación	100%	Sin observaciones	
Programación semanal	86.7%		
Coordinación con otras etapas	100%	Sin observaciones	
Metodología	80%	Defecto menor	Se debe formalizar la aplicación de CAR como un proceso auxiliar a la programación semanal, independientemente de su aprobación previa. Mejorar aplicación de reprogramaciones por cambio de hipótesis
Implementación	80%	Defecto menor	Eficiencia, repetitividad. Se debe propender a la automatización total del proceso, particularmente de definición de hipótesis
Programación diaria	80.0%		
Coordinación con otras etapas	100%	Sin observaciones	
Metodología	80%	Defecto menor	Debe asegurarse que el programa surja de del modelo de mínimo costo
Implementación	60%	Defecto mayor	Eficiencia, repetitividad (pronóstico de demanda, empuntamiento, optimización). Se debe propender a la automatización total del proceso. Mejorar actualización de datos según operación en tiempo real (ej demanda)
Operación en tiempo real	80.0%	Defecto menor	Coordinación ADME-UTE DPE Mejorar aplicación de reprogramaciones
Cálculo de costos variables	80.0%		
Valor del agua	100%	Sin observaciones	
Costos variables térmicas	60%	Defecto mayor	Transparencia (representatividad de costos)
Cálculo del precio spot	70.0%		
Metodología	60%	Defecto mayor	La aplicación de CAR y la metodología acordada ADME-UTE deben ser revisadas para su adecuación a los reglamentos
Implementación	80%	Defecto menor	Eficiencia, transparencia. ADME debe promover la simplificación de la implementación tanto como sea posible, incrementando la transparencia y la eficiencia del proceso
Medición / transacciones económicas	80.0%		
Monitoreo de mediciones	80%	Defecto menor	Calidad
Gestión de precintos	80%	Defecto menor	Calidad
Organización de la base de datos	60.0%		
Base de datos comercial	60%	Defecto mayor	Calidad, seguridad, transparencia
Base de datos técnica	60%	Defecto mayor	Calidad, seguridad, transparencia

Tabla 28 – Calificación de los procesos que ADME ejecuta (II)

PROCESO	CALIFICACIÓN		AFECCIÓN
Atención al cliente	100.0%	Sin observaciones	
Elaboración y puesta a disposición de la información	80.0%		
Información internet	80%	Defecto menor	Calidad (duplicación de fuentes)
Publicación de informes	80%	Defecto menor	Calidad (falta publicación informe anual)
Sistemas	74.0%		
Planificación estratégica sistemas	60%	Defecto mayor	Es necesario realizar un plan estratégico conjunto que permita desde un marco global generar eficiencia de la gestión, y optimizar la calidad de los productos La existencia de un Comité de Gestión contribuye a la coordinación de los esfuerzos, debiendo complementar con las métricas que identifiquen los desvíos en los compromisos. Las mejoras esperadas serán en la eficiencia y calidad
Condiciones contractuales sobre servicios prestados por DPE	60%	Defecto mayor	debiendo complementar con las métricas que identifiquen los desvíos en los compromisos. Las mejoras esperadas serán en la eficiencia y calidad
Organización ADME-DPE	80%	Defecto menor	Eficiencia, calidad
Desarrollo organizacional	80%	Defecto menor	Eficiencia, calidad
Acuerdos de Nivel de Servicios en el área de Desarrollo	80%	Defecto menor	Seguridad, calidad, transparencia
Manual de operaciones del centro de cómputos	80%	Defecto menor	Seguridad, calidad
Seguridad Información y acceso a la información	60%	Defecto mayor	Asegurar la correcta privacidad de la información sometida en el contrato de arrendamiento es el sosten de la transparencia del mercado
Relevamiento de Inventario de Hardware	80%	Defecto menor	Seguridad
Procedimiento de Pruebas y control de aplicaciones	80%	Defecto menor	Calidad, transparencia, seguridad
Disponer procesos a los participantes del mercado	80%	Defecto menor	Transparencia
Ponderación general	81.2%		

14.4. RECOMENDACIONES

Se sintetizan a continuación las principales recomendaciones de la Auditoría realizada:

- **Curvas de Aversión al Riesgo (CAR):**

- por tratarse de una medida adoptada con fundamento en garantizar la seguridad de abastecimiento, responsabilidad de ADME, más allá de la actual aprobación de la aplicación de CAR que ADME realiza al aprobar las programaciones, la procedencia conceptual de la aplicación de las mismas debe ser analizada y fundamentada reglamentariamente, y tener un procedimiento aprobado por ADME en la medida que el abastecimiento confiable de la demanda es un principio rector del marco reglamentario.
- De considerar ADME procedente la aplicación de CAR, y asumiendo que las mismas se aplicarían con el esquema actualmente implementado en la práctica, el que en términos generales se considera adecuado, se recomienda:
- Promover la adecuación de los reglamentos (Anexos VIII y IV) de manera tal que el mecanismo de formación del precio spot recoja la aplicación de CAR tal como lo

hace con otras restricciones a la operación, en este caso motivado en razones de seguridad operativa. Esta adecuación debería eventualmente considerar, en forma general, toda restricción al despacho que resulte de aplicación de criterios de seguridad operativa que no pueda ser encuadrada en las categorías de generación forzada existentes.

- Una vez adecuado los reglamentos, eliminar el “segundo término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002
- Transitoriamente, en tanto no se adecue la reglamentación, continuar con la aplicación del “segundo término” a que refiere el numeral 1.2. del Acta de Acuerdo ADME-UTE N° 2010-002 restringido únicamente a la consideración a los efectos de formación de precio de unidades de generación despachadas por aplicación de CAR, fundamentando su aplicación en la prevalencia del concepto general establecido en el Art.327 del RMMEE.
- **Generación de seguridad:** Encuadrar en figuras de Generación Forzada la generación despachada por seguridad operativa, excepto cuando la misma resulta de aplicación de Curvas de Aversión al Riesgo a la operación de embalses
- **Restricciones al despacho:** Documentar y publicar las restricciones técnicas que aplican al despacho de cada unidad de generación.
- **Transacciones internacionales:**
 - Operaciones de importación: se recomienda que la misma tenga tratamiento equivalente, tanto en precios, cantidades, disponibilidad, etc., al que se le da a generadores, tanto en la oportunidad y periodicidad en que tal información se envía a ADME como en los aspectos documentales. Esta recomendación comprende tanto a operaciones a través de contratos como intercambios spot, en cumplimiento de la reglamentación vigente.
 - Respecto de los retrasos en la consolidación de datos con administradores de países vecinos respecto de los tiempos requeridos a ADME para realización de las transacciones económicas que se han verificado, se propone desarrollar un procedimiento que establezca la realización de compensaciones para trasladar a la liquidación siguiente las diferencias que surgieran una vez consolidados los resultados de las transacciones spot con los mercados vecinos, o bien cualquiera otra que requiera consolidación de datos con los administradores de esos mercados

- **Cálculo del precio spot:**

- Hasta tanto no se decida la implementación efectiva del cálculo de precios nodales, se sugiere maximizar la simplificación del cálculo del precio, implementando un mecanismo desarrollado de acuerdo a procedimiento en el cual se construya la curva de oferta de acuerdo al orden de mérito de cada planta despachada y, previa identificación de unidades forzadas, determinar la unidad marginal, que es la que atendería un incremento de demanda diferencial a mínimo costo. Esta simplificación permite asimismo el cálculo del precio spot (a título informativo) en tiempo real para su publicación en la web, indicando la unidad que fija el mismo.
- En caso de implementar el cálculo de precios nodales, se recomienda a ADME realizar un estudio que evalúe el impacto económico de emplear alternativamente un procedimiento de aproximación al establecido en el Art.328 que consista en definir un precio spot por ordenamiento simple de la oferta disponible y la aplicación de factores nodales calculados a través de flujos DC representativos del estado de operación.
- En la medida que tal estudio demuestre que la aproximación es adecuada en virtud del impacto que produce comparado con las ventajas de utilizar un método simplificado, que provee además de mayor transparencia una mayor velocidad de cálculo, lo que permite implementar mecanismos de información del precio de referencia spot en tiempo real, se propone que ADME emita el procedimiento de cálculo del precio spot contemplando el uso del mecanismo alternativo, considerando la aplicación del previsto en el Art.328 (empleo modelo CPC) para aquellas situaciones en las que se verifique que la aproximación pierde validez (ejemplo, ocurrencia de congestión relevante).

- **Costos de combustible para generación térmica**

- Se recomienda desarrollar un procedimiento para determinar el precio de combustible en central a partir de los valores informados por ANCAP en el caso de UTE, o en general por cualquier otro generador térmico que eventualmente participe del mercado. Tal metodología debería detallar claramente los ítems a considerar, que sobre la base del precio CIF internado (que comprende el precio del commodity, fletes, seguros y costos de internación –impuestos y otros tales como alije, etc. –, debería incorporar los costos de transporte desde el punto de referencia de

importación (La Teja) hasta la central de acuerdo a la modalidad que se emplee (ducto, transporte automotor) y los costos de almacenamiento en central.

- El procedimiento propuesto debe aplicarse indistintamente, en lo que respecta a la metodología, para todos los procesos que requieran determinación de costos variables de generadores térmicos, desde la programación estacional hasta la programación diaria y el cálculo de precios en el mercado spot.
- Asimismo se recomienda reducir al máximo razonable la periodicidad de actualización de precios de combustibles. Se sugiere actualización semanal sobre semana cerrada, lo que implica que al momento de programar la semana n+1, tarea que se realiza durante la semana n, se empleen los precios de combustible de la semana n-1. Asimismo, para la programación diaria y el cálculo de precios de la semana n+1 se mantendrían los valores empleados en la programación semanal, mientras que a los efectos de las programaciones estacional y de mediano plazo se debería establecer, manteniendo la metodología desarrollada, cómo incorporar las proyecciones de precios de commodities que correspondan. El procedimiento propuesto podría ser incorporado como parte de un procedimiento general a desarrollar para la determinación de costos variables de unidades térmicas.
- Adicionalmente, se recomienda que ADME verifique los valores de flete terrestre de combustibles líquidos, de acuerdo a lo establecido en el Art.30 Capítulo V del Anexo VI al reglamento del MSEE.
- **Costos variables de unidades térmicas:**
 - Se recomienda desarrollar un procedimiento único de cálculo de costos variables unidades térmicas, que incluya
 - la determinación de precios de combustibles en central descrita más arriba
 - la determinación de costos variables de operación y mantenimiento, verificando la inclusión dentro de los mismos el efecto de la disminución de energía entregada a la red debida a consumos auxiliares.
 - La modelación de consumos específicos, partiendo de los datos primarios de la unidad hasta especificar los datos que ingresan a cada uno de los modelos empleados en la programación de la operación y el cálculo de precios.

-
- Otros cálculos auxiliares que se requieran para calcular datos de entrada de los modelos empleados en la programación de la operación y el cálculo de precios.
 - **Criterios de seguridad de suministro de la demanda:** el conjunto Costos de Falla – Curvas de Aversión al Riesgo – Reserva de Bonete se ha verificado como el conjunto de parámetros y mecanismos adoptados para garantizar la seguridad de abastecimiento desde el punto de vista del riesgo hidrológico. En este sentido, tanto la adopción de la reserva estratégica sobre el embalse de Bonete como los costos de falla deber ser analizada por ADME en función de sus responsabilidades sobre la seguridad de operación del sistema, en forma consistente con la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo. En lo referente a la validez de los costos de falla vigentes se debería realizar un estudio para eventualmente proponer su actualización si la misma es procedente.
 - **Programación semanal:**
 - Se recomienda maximizar el empleo de los modelos previstos en la regulación para este proceso.
 - Respecto de la aplicación de las Curvas de Aversión al Riesgo, de determinar ADME la procedencia de su aplicación a nivel metodológico, dando el encuadre reglamentario correspondiente, se debería analizar la modalidad de implementación que maximice la automatización. En este sentido, se debería explicitar por procedimiento aprobado por ADME la etapa de decisión de aplicación de las CAR como un proceso auxiliar a la programación semanal, y luego determinar cómo se introducen las restricciones que su eventual aplicación implican en el modelado adoptado en el OPERGEN CPC.
 - **Programación diaria / operación en tiempo real:**
 - Sobre la metodología aplicada para determinar el programa de operación diario se recomienda migrar hacia el empleo de software que se ajuste a lo establecido en la regulación, modelando en el mismo hasta el extremo posible los criterios de operación y permitiendo que el despacho se resuelva minimizando el costo de operación en forma automática.
 - Sin perjuicio de lo anterior, se deberían explicitar por procedimiento los criterios de operación que se aplican, de manera tal de incrementar la trazabilidad del proceso y su repetitividad partiendo de las consignas establecidas en la programación semanal y los datos y proyecciones disponibles al momento de realizar la programación.

-
- Se recomienda revisar la metodología aplicada para la proyección de demanda, la que debería explicitarse por procedimiento, incluyendo la frecuencia de actualización de la proyección y los datos que se emplean para la misma
 - Dada la criticidad de la previsión de aportes hidráulicos, en particular a Salto Grande, en la previsibilidad de la operación del sistema, se recomienda extremar los recaudos a tomar por parte de ADME, como responsable de la operación del sistema, para contar con la mejor información posible para emplear en el proceso de programación de manera tal de dar mayor predictibilidad posible a la propia operación y al precio en el mercado spot. En este sentido se recomienda que ADME valide la información de previsión de caudales afluentes para la programación semanal y diaria suministrada por Agentes / Participantes del MMEE, en función del cometido establecido al respecto en el Reglamento del MMEE
 - **Previsibilidad del precio spot:** se recomienda a ADME elaborar una propuesta de modificación al Reglamento del MMEE, de manera tal de permitir que las transacciones spot de las plantas autodespachadas de menos de 5 MW se liquiden al precio spot semanal previsto que ADME apruebe con cada programación semanal, considerando un mecanismo para que las diferencias con el precio spot horario sancionado (positivas o negativas) sean trasladadas a los compradores en el mercado spot en forma proporcional
 - **Elaboración de informes:**
 - ADME debe cumplir con la publicación del Informe Anual del MMEE en los términos que establece el Art.37 del Reglamento del MMEE
 - Se recomienda adicionar en este informe los datos requeridos para el proceso de registro de proyectos de generación como MDL establecidos por Naciones Unidas.
 - Asimismo, se recomienda incluir en los demás informes que contienen datos de operación del sistema los datos requeridos para los procesos de validación y monitoreo, complementando tales informes con datos en formato de planilla de cálculo en el sitio web
 - Se recomienda incorporar a los informes de programación estacional información prospectiva sobre la evolución esperable del mercado en un horizonte mayor al estrictamente estacional.

- **Sistemas y bases de datos**

- Desarrollar una planificación estratégica del área juntamente con UTE-DPE
- Independientemente de la implementación actual, es necesario generar un conjunto de indicadores que permita establecer la calidad de los productos y la evolución de los servicios prestados en el marco del contrato de arrendamiento ADME-UTE.
- Fortalecer la gestión del Comité de Desarrollo ADME – UTE-DPE para acordar los servicios, intercambios y necesidades de información.-
- Desarrollar acuerdos con universidades para contar con recursos humanos.
- Desarrollar en el sector de Sistemas de Información Procedimientos de Desarrollo e Implementación.
- Actualizar el manual de operaciones del centro de cómputos.
- Propender a la gestión con un sector de seguridad Informática propio de UTE-DPE e independizar los dominios de UTE DPE respecto de los de UTE.
- Realizar un relevamiento del hardware, antigüedad y características del mismo para determinar el riesgo de la continuidad del servicio contratado.
- Generar un procedimiento de pruebas que permita verificar las modificaciones solicitadas y/o requeridas por la regulación.
- Generar un ambiente que permita reproducir algunos procesos, a través de la virtualización o acceso remoto a servidores, disponibilizando los mismos a los agentes del mercado.

- **Sistema de Medición Comercial:**

- Desarrollar aplicaciones que permitan verificar la calidad de la información remitida a ADME.
- Desarrollar una base de datos que permita realizar el seguimiento de los precintos sobre las intervenciones en los medidores.

- **Base de datos comercial:** Realizar una auditoría de procesos para identificar los riesgos económicos potenciales de los participantes del Mercado y el ADME.

- **Base de datos técnica:** Desarrollar una base de datos técnica a partir de la información disponible en DPE y requerimientos de información a los participantes del Mercado.

-
- **Sitio web:** Reorganizar el contenido de los sitios administrados por ADME y UTE-DPE, tendiendo a una progresiva concentración de la información publicada a participantes en el sitio administrado por ADME.

14.5. CONSIDERACIONES ADICIONALES SOBRE OTROS PROCESOS

Se sintetizan a continuación las consideraciones y recomendaciones del Auditor sobre otros procesos aun no implementados por ADME, basados en la evaluación del Consultor de la realidad del sistema a operar y el mercado que administra.

Las consideraciones y recomendaciones al respecto son las siguientes:

- En relación a la Garantía de Suministro, ADME debería propiciar una adecuación de la reglamentación vigente a las políticas energéticas aplicadas en el país, esencialmente en lo relacionado al desarrollo de nueva generación.
- No parece razonable aplicar de lleno una reglamentación que fue diseñada para un paradigma distinto del actualmente vigente (tal como se explica en este informe), pero que a la vez contiene elementos de utilidad para las políticas actuales. En este sentido, se recomienda a ADME promover un análisis integral de la normativa relativa a Garantía de Suministro, priorizando:
 - Mantener e intensificar las funciones de monitoreo de la garantía de suministro, para lo cual se requiere normativa que asimile las modalidades contractuales desarrolladas en los últimos tiempos al concepto de oferta firme
 - Evaluar la viabilidad de aplicar las transacciones a nivel mensual como incentivo a la eficiencia sectorial complementario al mercado spot de energía.
 - Reformular los mecanismos relativos a Garantía de Suministro de Largo Plazo (incluyendo Servicio de Reserva Nacional), de modo tal que la reglamentación sea funcional a la política energética nacional vigente, que combina un mayor grado de involucramiento del Estado en la promoción del desarrollo de nueva generación con una activa participación privada en la construcción y el financiamiento de los proyectos.
- Paralelamente, priorizar la ejecución de tareas que viabilicen una mayor participación de la demanda en el mercado mayorista, esencialmente la implementación de la reglamentación de transmisión en su interfaz con los participantes del mercado (cargos de transporte).

-
- De acuerdo a los niveles de congestión y pérdidas relevados, resulta viable la adopción de un mecanismo de cálculo simplificado del precio de la energía spot como se sugiere en este informe, facilitando la adopción de precios nodales conforme a la regulación.

14.6. CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTRATO DE ARRENDAMIENTO ADME-UTE

Se recomienda elaborar para cada servicio específico un mecanismo específico de control basado en condiciones y métricas objetivas. Su implementación permite mejorar varios aspectos que pueden representar potenciales situaciones futuras de compleja resolución:

- Para ADME, permite disponer de elementos concretos y evaluables en forma objetiva para determinar si se cumplen o no los servicios contratados, garantizando así transparencia, repetitividad y trazabilidad en la ejecución de los servicios por los cuales es responsable
- Para UTE, permite disponer de elementos concretos y objetivos que evidencien el adecuado desempeño en la ejecución de los servicios que presta en el marco del contrato de arrendamiento, frente a eventuales reclamos que Agentes y/o Participantes del Mercado Mayorista realicen a ADME, pues de no definirse claramente estos elementos el análisis del reclamo necesariamente implicará en cada caso la evaluación de las tareas relacionadas ejecutadas tanto por ADME en forma directa como por UTE en el marco del contrato, por formar parte todas ellas partes necesariamente integrantes de el o los procesos cuestionados en el reclamo.

Las condiciones y métricas objetivas que se pueden incluir en cada Anexo a los efectos de determinar el cumplimiento en condiciones de calidad deben analizarse en una base caso por caso, según el servicio contratado. Esta práctica es internacionalmente aplicada a este tipo de contratos.

Las condiciones se refieren en general a que:

- Formen parte de cada Anexo los procedimientos ejecutados para el cumplimiento del servicio contratado, de manera tal de garantizar transparencia, repetitividad y trazabilidad.
- Que los mismos respondan a las reglas del arte y las prácticas internacionales.

La métrica se refiere al establecimiento de una o más cantidades numéricas evaluables objetivamente que sean representativas del nivel de calidad del servicio prestado.

Se recomienda asimismo analizar la valorización adicional relacionada a la introducción de estos elementos en los Anexos por cada servicio, de manera tal que el precio del contrato refleje adecuadamente los costos de proveerlos en las condiciones que se eventualmente se acuerden.