



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL

Serie: Documentos para el Análisis y Discusión

Caso de Interconexión Eléctrica Brasil - Argentina (2000 MW Rincón–Garabí)

Octubre de 2012

**Informe del Grupo de Trabajo CIER 08
Regulación del Sector Eléctrico**

Coordinación Internacional del Área Corporativa



Actividades realizadas por el Grupo CIER 08

- III Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2012
- III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Ediciones 2008, 2009, 2010 y 2011.
- II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010
- II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.
- 1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú
- Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.
- Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador.
- Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006.
- Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005
- Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima – Perú.
- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión – 2004.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.
- Foros Virtuales en varios temas – 2003.
Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay
Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2002.
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay
Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001
Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile
Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" - 2000



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

Autoridades de la CIER

1^{do} Vicepresidente
Ing. Francisco VERGARA
Ecuador

Presidente
Ing. Hermes CHIPP
Brasil

2^{er} Vicepresidente
Ernesto MORENO
Colombia

Director Ejecutivo
Ing. Juan José CARRASCO

The screenshot shows the homepage of the Comisión de Integración Energética Regional (CIER). The website features a header with the CIER logo and name, followed by a navigation menu with links to various areas like 'Inicio', 'Generación', 'Transmisión', 'Distribución', 'Comercialización', 'Área Corporativa', and 'Medio Ambiente'. The main content area is divided into sections for 'Noticias Institucionales' and 'Destacamos', both containing news articles with titles and brief descriptions. A sidebar on the left includes links to 'Productos', 'Servicios', 'Precios', 'Formulario de Pago', 'Intranet', and 'Enlaces'. The bottom of the page has a footer with the text 'Listo' and 'Internet'.

La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica y un Comité Regional CIER para Centroamérica y El Caribe. Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), y como Entidades Vinculadas CNEE de Guatemala, CRE de México, ASEP de Panamá, ARESEP Costa Rica, ADME y URSEA de Uruguay.

PRESENTACIÓN

Este documento, junto a otros cuatro **casos** que presentamos, describe las **interconexiones eléctricas regionales existentes más relevantes** en operación, construcción o estudio de Brasil-Argentina (2000 MW Rincón–Garabi), Uruguay-Brasil (500 MW Melo-Presidente Médici), Colombia-Ecuador (Pasto (Co) – Quito (Ec) 250 MW y Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec) 250 MW), Colombia-Panamá (300 MW en su primera etapa) y SIEPAC. En cada interconexión abordamos las condiciones de importación y exportación internacional de electricidad, razones que motivaron o motivan el comercio de energía, el marco institucional y legal del comercio de energía, aspectos del mercado para la importación o exportación, planeamiento y coordinación energética intercomunitaria, aspectos operativos y determinación del precio de la energía.^{1 2}

Los estudios realizados por CIER, desde siempre, indican que la integración energética vía interconexiones transnacionales y/o transacciones de energía internacionales generan beneficios muy ventajosos de diferente tipo, como ser, permite reducir los costos de compra de la electricidad, lograr ahorros significativos en inversiones para la expansión de los sistemas, estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos, eficiencias a partir de sinergias, beneficios ambientales significativos de reducciones de emisiones de gases efecto invernadero – Cambio Climático. La razones para que existan dichos beneficios son diversas: complementariedades de fuentes de energía primaria entre países; costos marginales diferentes; complementariedad por estacionalidad, usos horarios, matriz hidro-térmica, cuencas y embalses distribuidos geográficamente que diversifica el riesgo de sequías y sinergias entre embalses y fuentes renovables no convencionales.

Queda claro de los diversos estudios realizados por la CIER que los beneficios y ahorros económicos derivados de la integración energética son muy significativos, y que permitiría a los países, entre otras muy diversos programas y acciones de políticas públicas, perseguir objetivos de más alto nivel como lo es el crecimiento económico con equidad social y en equilibrio con el ecosistema.

Con tantos beneficios y ventajas potenciales de la integración, cabe la pregunta ¿porqué los procesos de integración energética subregionales llevan tiempo y muchas veces no logran concretarse? ¿Hay alternativas para acelerar este proceso? ¿Cuál es el camino óptimo? La experiencia indica que no hay una respuesta única hoy y que las subregiones o proyectos deben ser viabilizados políticamente en forma particular con un mínimo necesario de compatibilidad regulatoria intercomunitaria. Depende del contexto económico, político y social, y sus circunstancias, que llevan, o no, a traducirse en voluntades y acuerdos políticos capaces de viabilizar los sistemas integrados de energía. En este sentido, antes que nada, vemos necesario que exista una voluntad política intercomunitaria firme para viabilizar los intercambios transnacionales. También es importante que esta voluntad política se traduzca luego en reglas claras en lo comercial, operativo y regulatorio para que los agentes participen en un plano donde las condiciones sean objetivas, predecibles y transparentes, con riesgos delimitados en su cuantía y responsabilidad.

Ahora bien, en un hilo con lo anterior, presentamos las experiencias y lecciones aprendidas de las interconexiones anteriormente mencionadas de mano de los agentes que participan. Se intenta focalizar el análisis en el plano **regulatorio** pero también trata otros aspectos que hacen factible el negocio. En cada uno de los ejemplos los autores sintetizan su visión sobre puntos centrales que puedan servir de *guía* para futuros esfuerzos de integración.

¹ [CIER](#) 15 Fase II seminário de 15 de abril 2010 – Acessado em 26 de junho de 2011

² <http://www.cnea.gov.ar/> – Síntese MEM CNEA dezembro de 2011

RESUMEN DE ASPECTOS GENERALES IMPORTANTES A TENER EN CUENTA PARA HACER FACTIBLE LOS INTERCAMBIOS DE ENERGÍA³

- Voluntad política de los gobiernos e instituciones de tener dentro de su agenda energética los intercambios de energía internacionales como una alternativa para la seguridad de suministro y optimización de recursos.
- Respaldo gubernamental a partir de *Acuerdos* entre los países involucrados.
- Desarrollo de normas mínimas que viabilicen los intercambios de energía y reglamenten los esquemas comerciales y operativos, el comercio transfronterizo-aranceles y las situaciones excepcionales.
- Se considera que inicialmente es más efectivo para viabilizar los intercambios desarrollar acuerdos bilaterales adaptados a las características de cada proyecto.
- Robustez y flexibilidad - las soluciones adoptadas deben funcionar en países con organizaciones sectoriales heterogéneas, las que deben incluir desde el inicio provisiones para la revisión de los acuerdos.
- Estabilidad – Lo aconsejable es que las interconexiones deben estar asociadas a contratos de largo plazo y otros instrumentos que aseguren estabilidad y previsibilidad de los ingresos y de los compromisos contractuales.
- Evaluación de costos y beneficios integrales así como esquemas equitativos y justos para la repartición de los costos y de los beneficios para garantizar estabilidad y permanencia en el tiempo de los intercambios de energía.
- En particular, se sugiere compartir las rentas de congestión entre los países y un esquema de cálculo de precios de corto plazo que garantice que los consumidores de ambos los países siempre sean beneficiados.
- Análisis de esquemas y mecanismos para la repartición de los beneficios entre los consumidores de ambos países y del desarrollo de instrumentos financieros y legales que contribuyan para la confianza de los países involucrados.
- Análisis de riesgos integrales del proyecto incluyendo los operativos, financieros, de mercado-comerciales y las alternativas de cubrimiento.
- Esquemas de remuneración equitativos y que garanticen la inversión en el desarrollo de las interconexiones y refuerzos de la transmisiones nacionales para permitir transito de energía entre terceros.
- La planificación centralizada gas-electricidad en los países debe incorporar la visión regional, que puede resultar en una reducción en los costos para alcanzar los objetivos elegidos.

³ Extraído de CIER 15 Fase II, comentarios de la Coordinación Internacional de Transmisión de la CIER y aportes del estudio de casos que presentamos en este informe.

ASPECTOS IMPORTANTES DE INTEGRACIÓN IDENTIFICADOS EN PROYECTOS ESPECÍFICOS⁴

Es básico preservar la Autonomía de cada país.

Las interconexiones no requieren un esquema regulatorio único. Mínimo de reglas claras de formación de precios y manejo de la seguridad operativa. Cada país decide de manera autónoma sus criterios de seguridad para la exportación de energía; prioridad para el suministro local. En el caso de contratos firmes, compartir los riesgos.

Para formación de precios se debe acordar curvas de oferta de disposición a exportar (precio por cantidad) e importar con un esquema de precios “locales” y “para exportación”.

Estas curvas pueden ser diferentes, pues un país puede tener políticas internas de subsidios a los precios de combustible, u otros esquemas locales, que no deben ser “exportados” La energía máxima ofertada en la curva de exportación refleja las políticas de seguridad operativa.

Remuneración de las interconexiones - Subasta para la construcción con licencia ambiental previa.

La remuneración asegurada de las interconexiones internacionales, esto es, que no depende de ingresos variables como rentas por congestión, reduce los riesgos de las mismas. Las rentas por congestión deben ser compartidas entre los países, en proporción a la participación de cada uno en los costos de construcción de la interconexión, y no depender del sentido del flujo.

Seguridad Financiera

Los agentes involucrados en las transacciones internacionales de oportunidad deben depositar garantías financieras (que cubran, por ejemplo, algunos meses de gastos con las compras de energía). La compensación y liquidación de estas transacciones debe hacerse en el mercado de corto plazo (o equivalente) del país exportador. El “hedge” de los riesgos cambiarios es de la responsabilidad de los agentes. En el caso de los contratos de mediano y largo plazo, las reglas son acordadas directamente entre los agentes.

⁴ Extraído de CIER 15 Fase II.

Interconexão Elétrica Brasil - Argentina

Texto redactado por gentileza de ELETROBRAS

1 Histórico da interconexão elétrica entre Brasil e Argentina

A interconexão entre Brasil e Argentina surgiu como resultado do fornecimento de potência firme e energia associada pelo Mercado Atacadista. Sua existência permite operações de emergência bidirecionais.

Em 1994 foi inaugurada a estação conversora Uruguiana, localizada no município de Uruguiana, no extremo oeste do estado do Rio Grande do Sul, na fronteira com a Argentina, com capacidade instalada de 50 MW. Esta estação conversora de frequência foi construída com base em um acordo entre a ELETROSUL e a empresa argentina *Águas y Energía*, sendo de propriedade da ELETROSUL.

Em 2000 entrou em operação a estação conversora de frequência Garabi 1, com capacidade nominal de 1.100 MW, no município de Garruchos-RS, sendo esta a primeira etapa de uma interligação internacional de grande porte entre a Argentina e o Brasil. Esta interligação foi concluída em 2002, com a entrada em operação da estação conversora de frequência Garabi 2, com mais 1.100 MW de capacidade nominal. As estações conversoras de frequência Garabi 1 e Garabi 2 são de propriedade da Companhia de Interconexão Energética - CIEN, assim como o sistema de transmissão em 500 kV de interesse exclusivo deste empreendimento, conectadas, respectivamente, às subestações de Santo Ângelo/RS e Itá/SC.

O agente de importação e exportação referente a estas interligações é a CIEN.

2 Descrição da interconexão

A descrição da interconexão elétrica segue abaixo:

Interconexão elétrica *Rincón de Santa María* – Itá (500 kV; 2100 MW – 2 conversores *back to back* 50/60 Hz).

A Conversora 1 de Garabi possui dois pólos com a capacidade de 550 MW cada, com as seguintes características:

Chaveamento Automático do Filtro Reserva (*spare filter*):

Cada grupo de filtros de harmônicos, tanto do lado de

50 Hz como do lado de 60 Hz, possui um esquema automático de inserção do filtro reserva, em caso de falha de uma das fases dos mesmos.

O filtro reserva é inserido em cerca de 11 segundos após a falha monofásica, de forma automática, pelos controles da Conversora.

Caso o filtro reserva não seja inserido em até 20 segundos, o pólo que esteja operando com o filtro onde se verificou a falha, será bloqueado.

Controle do Fluxo de Intercâmbio em Regime Normal:

Os valores programados e as reprogramações de fluxo de intercâmbio nesta na Interligação deverão obedecer aos seguintes limites, de acordo com os períodos de carga:

Pesada: 2200 MW

Média: 2200 MW

Leve: 2200 MW

Máximo de cada pólo : 550 MW

Mínimo de cada pólo : 55 MW

Para fluxos no sentido Brasil – Argentina existem restrições na rede do *Sistema Argentino de Interconexión* - SADI que impedem atingir os 2200 MW provenientes da *ET Rincón*.

Estando o fluxo no sentido Brasil - Argentina e havendo impedimento da Conversora de Garabi II, o intercâmbio poderá ser feito pela Conversora de Garabi I. Neste caso, existem restrições na rede do sistema Brasileiro, que limitam o intercâmbio pela Conversora de Garabi I.

Havendo necessidade de abertura da LT 525 kV Itá/Santo Ângelo para controle de tensão, o fluxo na LT 525 kV Garabi/Santo Ângelo deverá ser limitado, o que causará redução do intercâmbio pela conversora Garabi

O Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS e o *Centro de Operaciones de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)* - COC devem controlar os fluxos nessa interligação de maneira a respeitar os limites estabelecidos.

A figura a seguir apresenta um mapa com as linhas de transmissão.

intercâmbio de energia elétrica pode ser encontrado no sitio do Ministério das Relações Exteriores do Brasil (http://dai-mre.serpro.gov.br/atos-internacionais/bilaterais/2011/memorando-de-entendimento-entre-o-ministerio-de-minas-e-energia-da-republica-federativa-do-brasil-e-o-ministerio-de-planejamento-federal-investimento-publico-e-servicos-da-republica-argentina-sobre-intercambio-de-energia-eletrica/at_download/arquivo).

A Resolução CNPE nº 03, de 24 de maio de 2008 estabelece diretrizes para o suprimento de energia elétrica excepcional, de caráter interruptível à Argentina, no ano de 2008, devendo ser realizado estritamente no período de maio a agosto de 2008, com obrigatoriedade de devolução de energia no mesmo ano. A energia exportada pelo Brasil poderá ser de origem hídrica ou térmica.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.368, de 20 de maio de 2008, autoriza a CIEN a importar e exportar energia elétrica para a Argentina por meio das estações conversoras de frequência Garabi 1 e Garabi 2, no período de maio a novembro de 2008.

Segundo a MOP/CNOS 070/2008 (esta MOP, Mensagem Operativa, foi cancelada no dia 20 de junho de 2008 com a incorporação do assunto na IO-ON.S.5SU), a exportação de energia para a Argentina, via conversoras de Garabi 1 e Garabi 2, está limitada em 1.500MW. Nos períodos de carga pesada, no intervalo de 17hs às 20hs (horário de Brasília), deve-se limitar a exportação total por Garabi 1 e Garabi 2, em 1000 MW. Deve-se priorizar a exportação pela conversora Garabi 2, complementando-se o montante a ser exportado pela conversora Garabi 1. Os procedimentos para operação normal da área 525 kV da região Sul e da área 230 kV do Rio Grande do Sul, considerando a exportação para a Argentina, estão contidos na IOON.S.5SU e na IO-ON.S.2RS, respectivamente.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.812, de 17 de fevereiro de 2009, publicada em 18 de fevereiro de 2009, autoriza a CIEN a exportar e importar energia elétrica interruptível, até 2.000 MW de potência e respectiva energia elétrica associada, no ano de 2009, mediante intercâmbio com o Uruguai e a Argentina, por intermédio da estação conversora de frequência de Garabi, localizada no Município de Garruchos, Estado do Rio Grande do Sul, na fronteira do Brasil com a Argentina.

A partir do dia 16 de abril de 2009, o Brasil deu início à exportação de energia elétrica para a Argentina, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.812, pela estação conversora de frequência Garabi 2, após entendimentos entre o ONS (FAX ONS-0102/340/2009, de 14 de Maio de 2009), a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Ofício nº 089/2009-SRG/ANEEL, de 14 de Maio de

2009) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (CT 0085/09, de 15 e Maio de 2009).

A Resolução CNPE nº 1, de 20 de março de 2009, estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, denominada de energia elétrica excepcional, de energia elétrica interruptível à Argentina, estritamente no período de maio a agosto de 2009, com obrigatoriedade de devolução de energia no período de setembro a novembro de 2009.

A Resolução Normativa nº 369 de 16 de junho de 2009 estabelece critérios a serem observados pelo ONS e pela CCEE no suprimento de energia elétrica à Argentina e ao Uruguai, no ano de 2009.

A Resolução CNPE nº 4, de 31 agosto de 2009, dá nova redação ao art. 2º da Resolução CNPE nº 01, de 20 de março de 2009.

A Resolução CNPE nº 1, de 26/04/2010, publicada no DOU de 28/05/2010, estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à Argentina. Este suprimento deverá ser feito, estritamente, no período de maio a agosto de 2010, com obrigatoriedade de devolução de energia no período de setembro a novembro do mesmo ano.

A Resolução Autorizativa nº 2461, de 6 de julho de 2010, autoriza a CIEN e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. a exportar e importar energia elétrica interruptível, limitada à capacidade de 2.100 MW, mediante intercâmbio com a Argentina, por meio da estação conversora de frequência de Garabi, localizada no Município de Garruchos, estado do Rio Grande do Sul, na fronteira do Brasil com a Argentina, e da estação Conversora de Frequência de Uruguaiana, que interliga *Paso de Los Libres*, na Argentina, à subestação de Uruguaiana, localizada no estado do Rio Grande do Sul, no Brasil.

A Resolução Normativa nº 406, de 13 de julho de 2010, estabelece critérios a serem observados pelo ONS e pela CCEE, no suprimento de energia elétrica à Argentina e ao Uruguai, no ano de 2010.

A Resolução CNPE nº 3, de 13 de dezembro de 2010, publicada no DOU de 30/12/2010, Estabelece diretrizes para o suprimento, em caráter excepcional, de energia elétrica interruptível à Argentina e ao Uruguai, no ano de 2011.

5 Aspectos de mercado para a importação e exportação

As fontes de geração de energia elétrica mais utilizadas na Argentina são as hidráulicas e térmicas, com pouca participação da geração nuclear.

A capacidade instalada total do país era de 28.686 MW, em fevereiro de 2011, sendo esta dividida em fontes hidráulicas, térmicas, nuclear, eólica e solar.

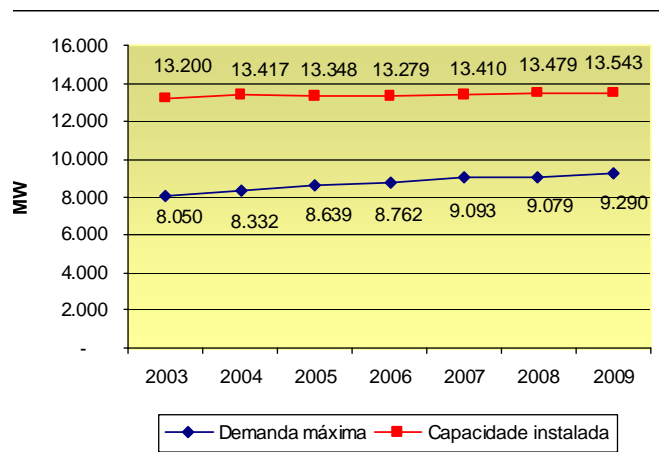
Em relação às fontes de energia renováveis, atualmente existem 29,8 MW de capacidade instalada de fontes eólicas e 1 MW de fonte solar.

Atualmente, o sistema interconectado do país, o SADI é formado pelo *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM) e conta também com o Sistema Interconectado Patagônico. O primeiro atende a região norte e central do país enquanto que o último atende a região sul.

O país conta com mais de 28.000 km de linhas de transmissão que consistem no SADI.

O gráfico a seguir apresenta a evolução da capacidade efetiva e da demanda máxima entre 2003-2009.

Gráfico 1 - Evolução da capacidade efetiva comparada à demanda máxima anual



Fonte: *Plan_Expansion_2010-2024_Preliminar_DEF3.pdf* – Acessado em 10/05/2011

Pode-se observar que com o passar dos anos a demanda máxima se aproximou da capacidade instalada.

Existem diversas modalidades de exportação e importação de energia elétrica. Estas são descritas a seguir:

Importação com base contratual: É caracterizada como energia elétrica disponibilizada pela CIEN ao Sistema Interligado Nacional – SIN, pelas conversoras Garabi 1 e Garabi 2, para atendimento aos contratos firmados no Brasil de venda de energia elétrica.

Exportação com base contratual: É caracterizada como energia elétrica de exportação comercializada entre o sistema elétrico brasileiro e países interligados, onde deverá haver a figura de um agente comercializador e a existência de um contrato formal entre as partes.

Importação/Exportação emergencial: É caracterizada como recebimento de energia elétrica quando de condições operativas de emergência, tais como: emergências no sistema de geração ou transmissão que compromete o atendimento a carga. O suprimento de energia poderá ser interrompido em função de eventos no sistema exportador que venham comprometer a segurança de sua operação. A energia importada deve ser compensada com devolução em igual montante, não havendo transação financeira.

Importação/Exportação com caracterização de energia de oportunidade: Situação em que condições hidrológicas favoráveis no sistema eletroenergético de um país possibilitam excedentes de energia elétrica, de origem hidráulica, que podem ser exportados a um país interligado, com vantagens para ambos, uma vez que o país exportador estará alocando uma energia que não seria alocável em seu sistema e o país importador estará obtendo energia que poderá ser devolvida quando de condições hidrológicas mais favoráveis em seu sistema. Este tipo de intercâmbio de energia já foi adotado entre o Brasil e o Uruguai. Para oferta dessa modalidade de energia pelo Brasil deve haver iminência ou estar havendo vertimento turbinável no SIN. A energia importada deve ser compensada com devolução em igual montante, não havendo transação financeira.

Exportação de energia elétrica em caráter excepcional: Energia elétrica proveniente do SIN para possibilitar suprimento à Argentina e ao Uruguai a partir do ano de 2008. Foram estabelecidas diretrizes por meio do Acordo Complementar ao Acordo de Entendimento. Os montantes exportados devem ser integralmente devolvidos ao Brasil, exceto para a parcela produzida a partir de fontes térmicas não necessárias ao atendimento do SIN e/ou de origem hidráulica no caso de existência de vertimento turbinável, quando o país importador (Argentina ou Uruguai) deverá ressarcir o sistema brasileiro pelo custo da geração térmica para esta finalidade e pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no caso de exportação por fontes hidráulicas quando de vertimentos turbináveis.

Importação/Exportação para testes: Ocorre quando da necessidade de realização de testes. Essa energia é caracterizada como fornecimento e/ou recebimento de energia elétrica a compensar entre os países interligados.

Os agentes que participam no mercado de energia são a CAMMESA, CIEN e CCEE.

6 Planejamento e coordenação energética

Para que o processo de programação dos

montantes referentes às exportações ocorra de acordo com o estabelecido pelo MME e regulado pela da ANEEL, o ONS elaborou procedimentos operativos com a CAMMESA e o DNC (*Despacho Nacional de Cargas de la República Oriental del Uruguay*) definindo critérios e diretrizes para a programação das usinas destinadas à exportação de energia. Da mesma forma, para a operação em tempo real e apuração dos montantes de energia exportada, o ONS elaborou Procedimentos Operativos, detalhando as orientações para reprogramação em tempo real e respectivo processo de apuração, conforme Mensagem Operativa – MOP em vigor.

Operação em tempo real: Os procedimentos estabelecidos na citada Mensagem Operativa seguem as premissas apresentadas neste documento, detalhando-as para as diferentes situações que podem ocorrer em tempo real, tais como: indisponibilidade de geração; oferta de geração em montante superior ao programado em virtude de retorno à operação de unidades geradoras que se encontravam impedidas; solicitação de redução de importação pela Argentina; alteração da declaração de inflexibilidade para usinas despachadas para exportação; surgimento de energia vertida turbinável não alocável no SIN e outras particularidades operacionais pertinentes.

Apuração de operação realizada: Para apuração dos montantes horários de exportação para a Argentina, são considerados os valores medidos no nó de fronteira na interligação Garabi-*Ricón de Santa María*, denominado Garabi, mais perdas até Itá, informados pela CIEN. Da mesma forma são tratados os montantes horários de exportação para o Uruguai, medidos na SE Livramento, informados pela Eletrobrás.

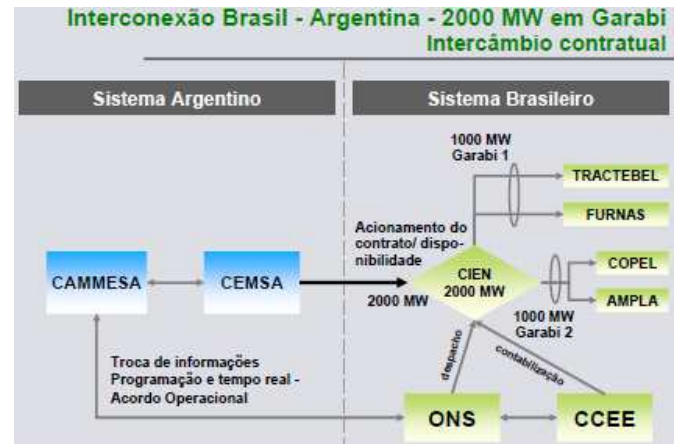
Energia de Reposição: Durante o processo de operacionalização do intercâmbio de energia para a Argentina e o Uruguai, ocorrem situações de utilização do parque gerador hidráulico do SIN. Tais situações são decorrentes da compensação das perdas na malha de transmissão, bem como de compensações de variações na geração das usinas térmicas que os Sistemas de Controle Automático de Geração – CAG alocam nas usinas hidráulicas sob controle, até que sejam definidos e estabelecidos nas usinas térmicas os novos valores de exportação de energia. O montante gerado nas usinas hidráulicas deverá ser quantificado para que seja compensado em geração térmica posteriormente, sob instrução de despacho do ONS (Energia de Reposição).

7 Aspectos operativos

A Ilustração 2, a seguir, mostra esta interconexão

entre os sistemas dos dois países, bem como a relação operacional entre o ONS e a CAMMESA.

Ilustração 2 – Interconexão Brasil – Argentina de 2000 MW em Garabi – Intercâmbio contratual 2008



Fonte:

http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/EDAO/apresentacoes/Apresentacoes_1111_-_Plenaria_principal/painel%20integracao/06_-_HERMES_CHIPP.pdf - Acessado em 07 de abril de 2011

Os aspectos operativos são determinados segundo o Regulamento Internacional de Operação ONS – CAMMESA. Ele é composto pelos seguintes módulos:

- Normativo Geral.
- Fraseologia e Terminologia Operacional.
- Procedimentos Operativos para Relacionamento, Comunicação e Troca de Informações.
- Procedimentos para Solicitação e Execução de Intervenções e Ensaio em Equipamentos.
- Operação da Interligação Garabi - *Rincón*.
- Operação da Interligação Uruguiana – *Paso de Los Libres*.

A Portaria MME Nº 295, de 17/05/2012, estabelece diretrizes para o suprimento de energia elétrica aos Países vizinhos nas situações de emergência, sendo que o suprimento previsto será feito a partir da energia interruptível e não poderá colocar em risco o atendimento ao SIN. A caracterização de situação de emergência no País vizinho será por: razão elétrica ou razão energética.

8 Determinação de preço

A exportação se dá na forma de *Contratos de Potencia Firme com Energía Asociada*, de acordo com as normas do *Mercado Eléctrico Mayorista*.

Pelo primeiro circuito de interconexão internacional *Rincón de Santa María – Garabi*: primeiros 1000



MW

Os contratos de venda da Endesa CEMSA e da E.COSTAERA a CIEN possuem o seguinte preço da energia:

Preço da potência firme: 6.277,221 U\$/MW-mês

Preço da energia associada: 17,527 U\$/MWh

O acordo da E.CEMSA com E.Costanera para a comercialização da geração possui os seguintes preços:

Preço da potência firme: 6.044,87 U\$/MW-mês

Preço da energia associada: 16,878 U\$/MWh

Remuneração adicional por comercialização:
5.000\$/mês

Os preços da potencia firme e da energia associada são ajustados com *Producer Price Index* (PPI).

Pelo segundo circuito de interconexão internacional *Rincón de Santa María* – Garabi: Segundos 1000 MW

Esta exportação, autorizada pela resolução ex SEyM 263/2000, consistia na venda, por parte da empresa de comercialização CEMSA de até 1.000 MW por um período de 20 anos a partir de agosto de 2002, entrada em operação comercial plena de interconexão, à empresa brasileira de

comercialização CIEN, sob a figura de contrato firme de energia com energia associada, segundo as regras do *Mercado Eléctrico Mayorista*.

<http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotone raAneriorIzquierda/Normativa/Reglamentobr.aspx>

http://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/est acional/contratos_de_exportacion.html

9 Bibliografía

- Procedimentos para apuração dos dados necessários a contabilização e faturamento da energia exportada para a Argentina e o Uruguai: CCEE.
- Regulamento internacional de operação ONS – CAMMESA: ONS
- Acompanhamento mensal dos intercâmbios internacionais – Julho/2012: ONS
- Memorando de entendimento entre o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Planejamento Federal, Investimento Público e Serviços da República Argentina sobre intercâmbio de energia elétrica.
- IEP – Argentina



Actividades realizadas por el Grupo CIER 08

- **III Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2012**
- **III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.**
- **Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – ediciones 2008, 2009, 2010, 2011.**
- **II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010**
- **II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.**
- **1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú**
- **Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.**
- **Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador.**
- **Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006.**
- **Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005**
- **Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima – Perú.** Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- **Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión – 2004.**
El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- **Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.**
Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- **Foros Virtuales en varios temas – 2003.**
Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- **Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay**
Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- **Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2002.**
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- **II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay**
Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**
Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- **I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile**
Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- **Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" - 2000**



secier@cier.org.uy
Blvr. Gral. Artigas 1040
CP: 11300 - Montevideo, Uruguay
Tel.: (+598) 2709 0611
Fax: (+598) 2708 3193