



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GME - 09
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDOS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – GME**

**CONSEQÜÊNCIAS QUE A FALTA DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTE DA ARGENTINA PODE
TRAZER AO BRASIL**

Márcio Luís Bloot *

Luiz Roberto Morgenstern Ferreira

Hugo Mikami

COPEL GERAÇÃO

COPEL GERAÇÃO

COPEL GERAÇÃO

RESUMO

A conexão eletroenergética Brasil – Argentina, através da conversora de frequência de Garabi, é considerada como uma fonte geradora e possui capacidade de contratação de energia assegurada próxima a 2000 MW médios. Esta conexão é representada, na formação do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD¹, como uma termoeletrica que é despachada somente quando o preço da energia no curto prazo alcança um determinado valor. Assim, apresentamos neste trabalho, quais as conseqüências para o Sistema Interligado Nacional e quais os custos para os agentes de geração participantes do MRE, caso verifique-se a impossibilidade de importação de energia da Argentina.

PALAVRAS-CHAVE

Argentina, CIEN, Energia, Déficit, Racionamento.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional – SIN possui uma forte conexão eletro-energética com a Argentina, através da Estação Conversora de Frequência de Garabi, com capacidade de importação declarada de 2100 MW médios para importação e de 500 MW médios para exportação. Esta conversora está localizada na região Sul e é de propriedade da empresa CIEN – Companhia de Interconexão Energética. Assim, a ANEEL, através das resoluções 130/1998, 1265/2000 e 273/2001 autorizou CIEN a comercializar 2100MW de energia no SIN.

Esta autorização para comercializar, recebida pela CIEN, significa que ela tem um lastro de energia assegurada, semelhante a uma termoeletrica, e é despachada apenas quando o PLD atinge um determinado valor especificado pela empresa, que seria o custo de operação dessa fonte de energia. Entretanto, a energia disponível na conversora de Garabi esta sujeita a existência de capacidade de suprimento de energia na Argentina, e essa limitação não é representada nos modelos energéticos utilizados pelo ONS..

No entanto, em março de 2004 o governo argentino declarou que necessitaria importar energia do Brasil, para atender a demanda de energia no inverno, sob o risco de ocorrer déficit energético no país, devido a falta de gás para suas termoeletricas, associada à baixa hidraulicidade nos reservatórios de suas usinas hidráulicas. Nas três semanas que sucederam aquele aviso, o governo argentino cancelou contratos de exportação de energia elétrica para o Uruguai, e de envio de gás natural para o Chile, além de ameaçar o fornecimento de gás para a Termoeletrica Uruguiana, localizada no Rio Grande do Sul. Mesmo assim, todos os estudos de planejamento

¹ PLD – Preço de Liquidação de Diferenças. É a base para a contabilização e da liquidação mensal no mercado de curto prazo. É publicado pela CCEE.

*Rua José Izidoro Biazzetto, 158 - Bloco A - CEP 81200-240 - Curitiba - PR - BRASIL
Tel.: (041) 331-3512 - Fax: (041) 331-3319 - e-mail: mlbloot@copel.com

energético, conduzidos pelo ONS, continuaram contemplando essa possibilidade de importação, em qualquer horizonte, considerando a disponibilidade total na conversora de Garabi.

Este trabalho analisa os riscos que o SIN esta exposto, devido a uma eventual Indisponibilidade de fornecimento de energia pela Argentina. Esta análise é feita comparando simulações com o modelo NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes) considerando parâmetros energéticos e econômicos entre duas configurações para o SIN: uma considerando a disponibilidade para utilização da conversora e a outra não.

Assim, neste Informe técnico, efetuou-se os seguintes estudos:

- Balanço energético do sistema interligado nas duas configurações de disponibilidade de importação de energia;
- Comparação entre as estratégias de operação, dos subsistemas equivalentes, nas duas configurações. Por exemplo: risco de déficit, armazenamento e custo marginal da operação;
- Comparação entre as despesas com o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE nas duas situações;

2.0 - METODOLOGIAS E PREMISSAS

Os dados utilizados para o desenvolvimento do balanço energético e das simulações com o NEWAVE tiveram como base o Programa Mensal da Operação – PMO de dezembro de 2004 e o Planejamento Anual da Operação 2ª ver. Quadrimestral de 2004 – PAO 2004 2ª rev.. Os gráficos de Balanços Energéticos mostrados utilizaram médias semestrais. A energia assegurada das hidroelétricas foi considerada respeitando os valores determinados pela resolução ANEEL 268/98 e pela portaria MME 303/2004. Para as termelétricas foi utilizada a disponibilidade declarada no PMO já citado. As projeções de mercado alto foram retiradas do PAO 2004 2ª rev..

Nas simulações feitas com o modelo NEWAVE foram considerados quatro cenários para comparação, sendo eles: PMO/DEZ/2004 com mercado de referência e mercado alto, sendo que os outros dois cenários nada mais são do que os anteriores com a retirada da interconexão com a Argentina. Vale ressaltar que o NEWAVE simulou, em cada cenário, a operação do SIN para 2000 séries sintéticas de afluência.

3.0 - BALANÇOS ENERGÉTICOS DA REGIÃO SUL

No Gráfico 1, mostrado na próxima página, encontra-se o balanço energético da região Sul do Brasil. Este balanço usou como base o Programa Mensal de Operação – PMO de Dezembro de 2004 elaborado pelo ONS. A oferta de energia está segmentada de acordo com o tipo de geração, sendo elas hidroelétrica, termelétrica, importação da Argentina e ITAIPU. Também possui duas projeções de crescimento de mercado, referência e alto. Contudo, para poder observar melhor a capacidade de atender a demanda da região Sul, incluiu-se no gráfico a capacidade de recebimento de energia, do submercado Sudeste, através do limite de intercâmbio, que é representado pelo pelas barras/linhas tracejadas de cor verde. No entanto, deve-se salientar que os limites de intercâmbio tem como unidade a Potência MW que pode-se transferir de um submercado para outro e a energia assegurada das usinas é o MW médio. Apesar desta diferença de unidades, inseriu-se os limites de intercâmbio no gráfico para observar melhor a segurança energética do sistema, de modo semelhante a forma como é vista pelos modelos de otimização e despacho do SIN.

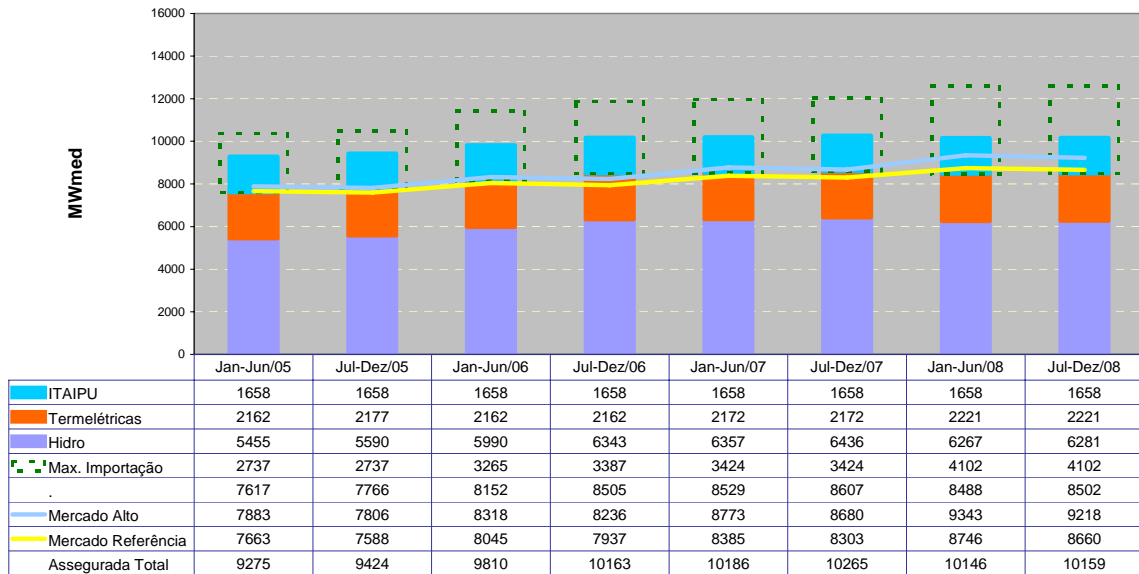


Gráfico 1: Balanço Energético da Região Sul e limites de intercâmbio

A energia assegurada das usinas hidrelétricas e ITAIPU foram retiradas da Portaria MME 303 nov/04, e a assegurada das termoeletricas foi calculada subtraindo da Potência Efetiva da usina as indisponibilidades forçadas e programadas utilizados no PMO.

Nestes gráficos de balanço energético, o valor de energia assegurada atribuída a ITAIPU representa a parcela de energia assegurada de ITAIPU alocada na região Sul, e ocupa parte da capacidade de recebimento de energia pela interligação com a região Sudeste.

Analisando-se o Gráfico 1, percebe-se que existe uma sobra considerável de energia na região Sul. Isto reflete-se nos cálculos do Custo Marginal da Operação – CMO para esta região, que raramente passa dos 25 R\$/MWh. Isto fica mais evidente no Gráfico 2, onde retirou-se a assegurada das hidroelétricas. Portanto, percebe-se que as outras três fontes de energia, Termoeletricas, Interligação com a Argentina e Intercâmbio com o Sudeste, são quase suficientes para atender toda a demanda. Assim, quando o NEWAVE define sua estratégia para o custo futuro, ele irá operar a região Sul com níveis de reservatórios mais baixos, com CMO baixo, porque conta com grande capacidade de atendimento de outras fontes de energia. Isto é, na otimização do despacho proposta pelo modelo, a região Sul pode atingir níveis de reservatórios mais baixos, pois a possibilidade de déficit é muito pequena.

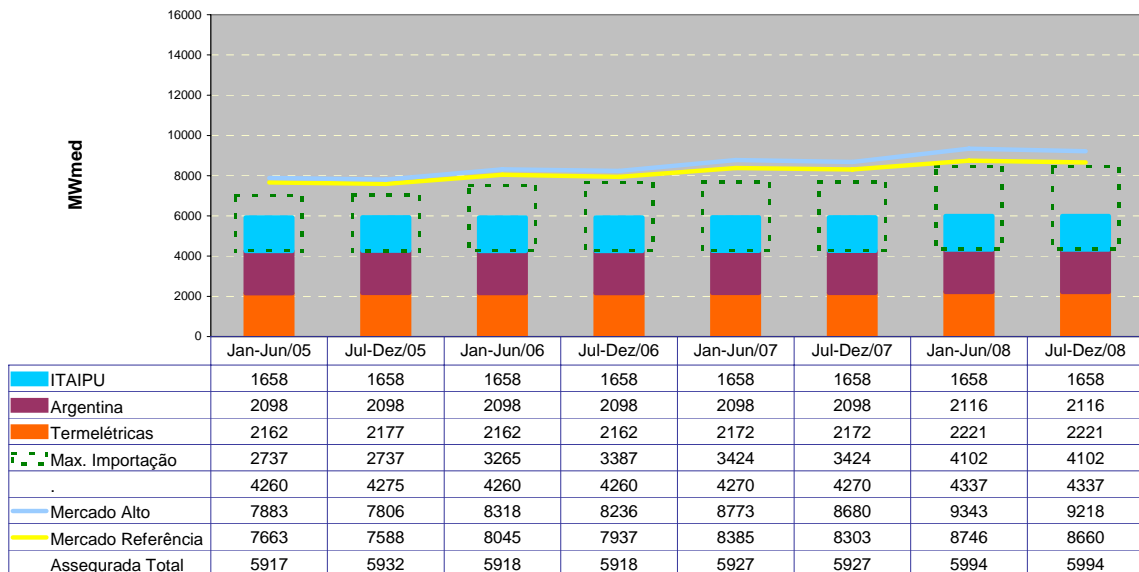


Gráfico 2 – Balanço Energético da região Sul e Limites de Intercâmbio – retiradas usinas hidrelétricas.

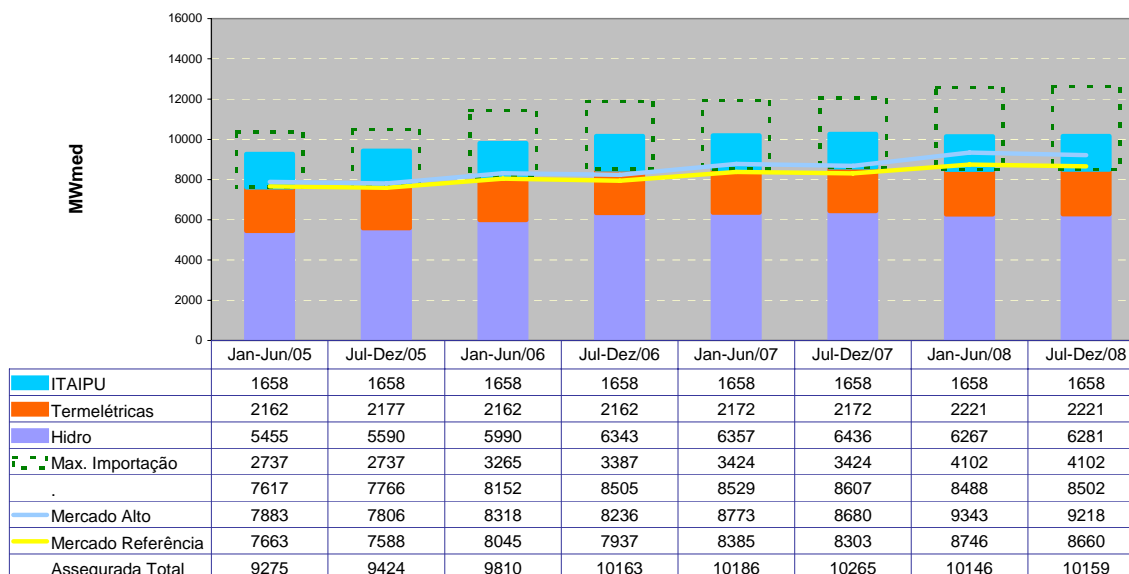


Gráfico 3 – Balanço Energético da região Sul e Limites de Intercâmbio – retirada Interligação com a Argentina

O Gráfico 3 mostra um balanço energético da Região Sul sem a interconexão com a Argentina. Observa-se como a região Sul atende à sua demanda com sua disponibilidade própria (excluindo ITAIPU), contando com a interligação com a região Sudeste para a otimização global dos recursos.

4.0 – CENÁRIOS UTILIZADOS PARA AS SIMULAÇÕES COM O MODELO NEWAVE.

Para este trabalho foram feitos quatro cenários de simulações com o modelo NEWAVE, sendo eles: PMO do mês de dezembro 2004, PMO do mês de Dezembro de 2004 com mercado alto, PMO do mês de Dezembro de 2004 desconsiderando-se a interligação com a Argentina e PMO do mês de Dezembro de 2004 com mercado alto sem a interligação com a Argentina.

Com estes quatro cenários é possível comparar os efeitos que a retirada da Interconexão Internacional com a Argentina – IIA, pode ter nos preços de energia do curto prazo, com o que aconteceria se ela, chamada a trazer energia da Argentina, não conseguir cumprir com seus contratos.

Assim, obteve-se: a previsão de preços no curto prazo, os valores de geração hidráulica por subsistema equivalente e os níveis do reservatório equivalente para 2000 Valores obtidos

5.0 PREÇOS DE ENERGIA NO CURTO PRAZO PARA A REGIÃO SUL

Uma previsão do preço da energia no curto prazo, PLD, pode ser obtida através de simulações com o modelo NEWAVE. Isto é feito considerando-se o Custo Marginal da Operação como sendo o PLD, mas limitando seus valores máximos e mínimos ao PLD_MAX e PLD_MIN respectivamente.

Para os quatro cenários citados, simulou-se a operação do SIN com 2000 séries sintéticas de energia afluente compreendendo o período de dez/04 a dez/08. Assim, o gráfico 4 mostra o resultado do CMO médio, para a região Sul, para os cenários de mercado de referência com e sem a interligação com a Argentina. Como esperado, o CMO sem a Argentina apresenta valores mais altos tanto para média quanto para a mediana das 2000 séries. Isto significa que na otimização feita pelo modelo NEWAVE, sem Garabi, arrisca-se menos na operação do reservatório equivalente da região Sul, mantendo-o em níveis mais elevados e consequentemente ocorrendo mais despacho termelétrico e/ou aumento no intercâmbio Sudeste Sul.

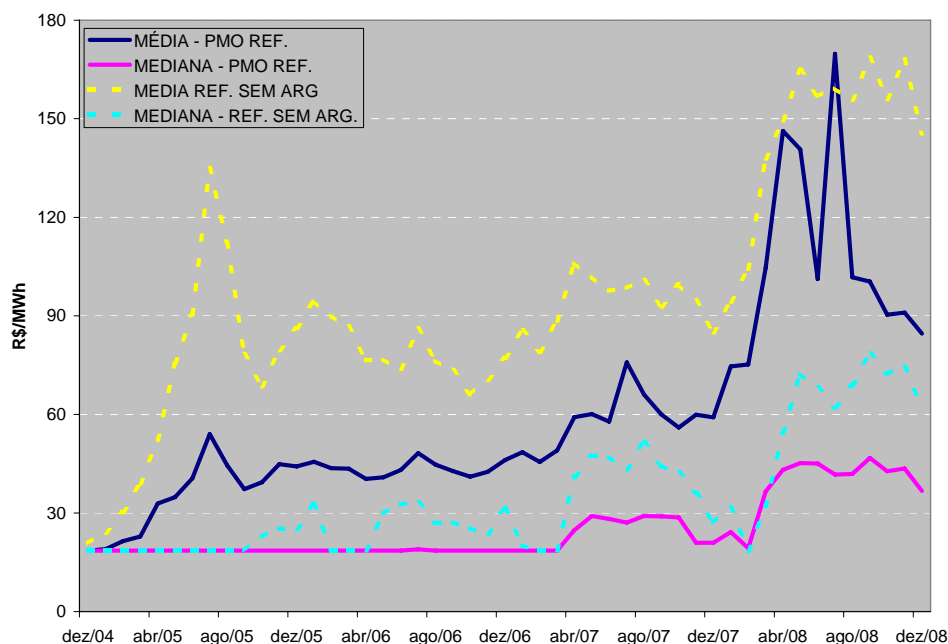


Gráfico 4: Médias e Medianas do CMO para 2000 séries sintéticas de afluência – Região Sul

6.0 - ANÁLISE DO RISCO DE DÉFICIT PARA OS 4 CENÁRIOS SIMULADOS

a Tabela 1 mostra os riscos de déficit anuais, no período de jan/2005 a dez/2008, dos casos que consideram ou não a disponibilidade da interligação com a Argentina. Inicialmente, acreditava-se que retirando a interligação com a Argentina, o risco na região sul subiria consideravelmente, o que não foi o caso, ver Tabela 1. Isto se dá porque, na operação que considera a interligação, o modelo entende que a região Sul tem bastante energia termelétrica e faz uma operação com níveis de reservatórios mais baixos, resultando em vários déficit de pequena profundidade, mesmo contando com a energia proveniente da Argentina. No entanto, ao retirar-se a interligação, ocorre o aumento do risco de déficit na região sudeste, mostrando que os prejuízos de uma eventual falta de energia na interligação afetará não só a região Sul.

Uma outra análise feita, com os cenários simulados, verificou qual o risco de déficit das regiões Sul e Sudeste, quando o PLD atinge o preço de despacho da interligação, $45,17 R\$/MWh$, e ela não despachar. Este calote energético poderá ocasionar um déficit de energia na região Sul e até mesmo na região Sudeste. Isso porque essa região pode ser muito afetada, principalmente nas ocasiões em que o CMO da região Sul está acima de $45,17 R\$/MWh$ e a região Sul está enviando energia para a região Sudeste, situação que se mostrou muito freqüente a partir de 2006. No entanto, a Tabela 2, mostra o aumento percentual nos riscos de déficit das regiões Sul e Sudeste considerando um eventual “calote” energético por parte de Garabi, bem como as ocasiões onde apenas houve aumento do CMO.

		Risco de Déficit por submercado e por ano			
		Mercado Referência		Mercado Alto	
		SUDESTE	SUL	SUDESTE	SUL
Argentina Considerada	2005	0.0%	0.2%	0.0%	0.6%
	2006	0.6%	0.5%	1.4%	3.7%
	2007	1.9%	6.0%	3.1%	17.2%
	2008	3.0%	19.1%	11.6%	25.7%
Argentina não considerada	2005	0.0%	6.8%	0.3%	10.8%
	2006	1.2%	3.4%	5.1%	11.0%
	2007	2.5%	3.4%	10.5%	16.0%
	2008	5.6%	8.9%	25.0%	30.5%

Tabela 1: Riscos de déficit, para as regiões Sul e Sudeste, nos quatro cenários simulados.

		Probabilidades de aumento no Risco de Déficit, CMO e Profundidade do Déficit					
		SUDESTE			SUL		
	Ano	Risco de Déficit	CMO	Profundidade do Déficit	Risco de Déficit	CMO	Profundidade e do Déficit
Mercado de Referência	2005	0.34%	1.96%	0.00%	16.22%	2.31%	0.02%
	2006	1.45%	5.18%	0.04%	18.59%	6.63%	0.05%
	2007	1.98%	4.68%	0.19%	23.76%	6.66%	0.71%
	2008	4.26%	8.20%	0.54%	30.18%	12.46%	2.35%
Mercado Alto	2005	0.84%	6.99%	0.00%	29.8%	0.8%	0.0%
	2006	10.37%	11.07%	0.05%	25.8%	10.4%	0.3%
	2007	16.86%	9.94%	0.19%	28.8%	17.1%	2.0%
	2008	16.25%	5.46%	1.06%	41.8%	17.3%	5.5%

Tabela 2: Probabilidades de aumento no Risco de Déficit, CMO e Profundidade. Regiões Sul e Sudeste

7.0 - Despesas com o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O MRE foi criado para mitigar o risco hidrológico das usinas hidroelétricas e das usinas termoeletricas beneficiadas pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. O MRE rateia toda a geração verificada das usinas participantes do MRE, proporcionalmente a energia assegurada de cada usina. Caso o somatório da geração das usinas participantes do MRE, de um determinado mês, resulte menor que o total de energia assegurada destas usinas, elas terão de comprar a diferença entre a assegurada e a geração alocada ao valor do PLD. Portanto, quanto menor a geração desse conjunto de usinas, maior a necessidade de compra. Assim, nos períodos de seca, soma-se a baixa geração hidroelétrica os altos valores do PLD, resultando em altos desembolsos por parte das geradoras hidroelétricas. Deste modo, uma estimativa dos gastos que os geradores hidroelétricos de uma determinada região teriam com o MRE, pode ser obtida subtraindo a energia assegurada desta região da geração hidráulica total da região e multiplicando-se o resultado pelo PLD calculado.

Basicamente, o despacho de GARABI, acontece por dois motivos: Baixos níveis de reservatório e aflúncias na região Sul ou preços mais altos na região Sudeste com altos valores de intercâmbio no sentido Sul - Sudeste. Em ambos os casos, após o calote energético, a GARABI possivelmente perderá sua energia assegurada, semelhante ao ocorrido com as termoeletricas a gás na região Nordeste, Resolução ANEEL 40/2004.

Portanto, nos cenários simulados que consideram Garabi existente, foram estimadas despesas do MRE, para 2000 séries, de modo usual no período de dez/04 até mai/05, então, iniciando-se em jun/05, buscou-se em cada série simulada o primeiro mês com ocorrência de despacho de Garabi. Assim, no mês em questão, ajustou-se um novo despacho termelétrico que iguala a necessidade de importação de energia, elevando-se o CMO de acordo com o custo das novas termoeletricas despachadas, não raro atingindo déficit e seu custo, repetindo-se o valor encontrado nos dois meses subsequentes, então, após este período de ajuste, adotou-se os resultados obtidos, nas séries afluentes equivalentes, de geração hidráulica e PLD obtidas no cenário que desconsiderava Garabi desde o início da simulação. Deste modo, obteve-se em média uma despesa com o MRE 4% e 13% maiores que com a operação sem Garabi, nos mercados de referência e alto respectivamente. Porém, caso ocorra déficit, os custos com MRE serão muito elevados, podendo provocar grande instabilidade nos fluxos financeiros das empresas.

8.0 - CONCLUSÃO

Observando o Gráfico 3, percebe-se, mesmo desconsiderando a interconexão de Garabi, que a região Sul possui um balanço energético equilibrado, até o ano de 2007, apresentando um pequeno déficit a partir de 2008, mas plenamente atendido ao considerarmos ITAIPU e a possibilidade de recebimento de energia provida do Sudeste. Ainda, os altos índices de risco de déficit mostrados na Tabela 2, provocados por uma política de operação desenhada para utilizar os recursos hidroelétricos até o limite, e quando surpreendida pela falta da Interconexão de Garabi, pode não ter mais condições de atender a carga e conseqüentemente causar déficit energético. Ainda na Tabela 2, observa-se que o “risco” de despachar Garabi sobe muito nos dois últimos anos da simulação, isto indica que quanto mais tempo demorar para descobrir se Garabi funcionará, maior será o risco para o SIN.

Também, vale salientar que as despesas com o MRE serão muito altas, em um primeiro momento, após o possível “calote energético”.

Além dos custos adicionais para as geradoras, no caso de um racionamento, no Brasil, derivado da falta de energia na Argentina, poderá ocorrer uma redução na demanda por energia no Brasil, o que agravaria a situação dos geradores de energia elétrica operando dentro do SIN.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Resoluções ANEEL que tratam sobre a Interconexão com a Argentina - Res.198/1998, Res. 320/1999, Res. 265/2000, Res. 481/2000, Res. 273/2001, Res. 443/2001, Res. 117/2002.
- (2) Planejamento Anual da Operação 2004, 2ª Revisão Quadrimestral – feito pelo ONS com dados provenientes dos agentes.
- (3) CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. Manual do NEWAVE versão 12.
- (4) MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA – MAE. Regras de Mercado versão 3.5.
- (5) FORTUNATO, LUIZ A.M. ARARIPE, TRISTÃO A. ALBUQUERQUE, JOÃO C.R. PEREIRA, MARIO VEIGA F. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica; ELETROBRAS.