



Operador Nacional do Sistema Elétrico

# **PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE AGOSTO**

Operador Nacional do Sistema Elétrico  
Rua da Quitanda, 196 - Centro  
20091-005 Rio de Janeiro RJ  
Tel (+21) 2203-9400 Fax (+21) 2203-9444

© 2008/ONS  
Todos os direitos reservados.  
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS NT-3/082/2008

# **PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE AGOSTO**

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA  
OPERATIVA DE 02 A 08/08/2008

## Sumário

1	Introdução	4
2	Conclusões	4
2.1	Relacionadas ao atendimento Energético	4
2.2	Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica	5
3	Pontos de Destaque	5
3.1	Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética	5
3.2	Relacionados com a Segurança Operacional do SIN	9
3.2.1	Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade	9
3.2.2	Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão	9
3.3	Relacionados com a Otimização Energética	11
3.4	Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações	13
3.5	Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos	13
3.6	Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões	14
3.7	Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões	15
3.7.1	Regiões Sudeste/Centro-Oeste	15
3.7.2	Região Sul	15
3.7.3	Região Nordeste	16
3.7.4	Região Norte	16
3.8	Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema	17
4	Diretrizes para a Operação Eletroenergética	19
4.1	Diretrizes para transferências de energia entre regiões:	19
4.2	Diretrizes para operação energética das bacias	20
4.3	Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real	21
4.4	Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN	24
4.4.1	Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.	26
4.4.2	Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam perda de grandes blocos de carga.	27
5	Previsão de Carga	29
5.1	Carga de Energia	29
5.2	Carga de Demanda	31
	Anexos	32
	Lista de figuras e tabelas	43

## **1 Introdução**

Este documento apresenta os principais resultados da revisão 1 do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Agosto/2008, para a semana operativa de 02/08 a 08/08/2008, estabelecendo as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL. É importante ainda registrar que são também consideradas as restrições físico-operativas de cada empreendimento de geração e transmissão, bem como as restrições relativas aos outros usos da água, estabelecidos pela Agência Nacional de Águas – ANA.

## **2 Conclusões**

### **2.1 Relacionadas ao atendimento Energético**

Os resultados da revisão 1 do PMO de agosto/08 indicaram, para a semana de 02/08 a 08/08/2008, despacho de geração térmica por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, G. L. Brizola Leilão, L. C. Prestes e Cocal. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs J. Lacerda A2, B e C e P. Médici A e B. Na região Nordeste foram despachadas, em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Fortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Celso Furtado e Rômulo Almeida (disponibilidade reduzida conforme declaração do Agente).

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

## **2.2 Relacionadas ao atendimento dos Requisitos de Segurança Elétrica**

À exceção das instalações relacionadas no relatório ONS-REL-3-130-2008-Mensal de Julho 2008, item 5.3.1, a Rede Básica, com todos os elementos em operação, estará atendendo aos parâmetros de avaliação: frequência, estabilidade, controle de tensão e carregamentos, conforme padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Em condições de rede alterada, durante a execução de desligamentos programados, para atendimento aos critérios constantes nos Procedimentos de Rede poderá ser necessário, em algumas situações, estabelecer restrições na geração das usinas e/ou utilizar geração térmica fora de ordem de mérito. Essas situações estão destacadas nos itens 4.4.1 e 4.4.2.

## **3 Pontos de Destaque**

### **3.1 Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética**

Com base na Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.133 de 11 de dezembro de 2007, está sendo programado fornecimento de energia ao Uruguai, através da Conversora de Rivera, no montante de até 72 MW, tendo este suprimento caráter interruptível e sendo efetuado através da utilização de energia de origem termoeletrica não utilizada para atendimento do SIN.

Tendo como referência o Ofício nº 112/2008 – SRG/ANEEL, a Resolução Normativa ANEEL nº 319, o Fax ONS 229/340/2008, o Ofício nº 100/2008 – SEE/MME e o Ofício nº 113/2008 – SRG/ANEEL, teve início em 24/05/2008 a exportação, em caráter excepcional, de energia de origem hidrelétrica do subsistema SE/CO para o sistema elétrico argentino.

A Resolução CNPE Nº 5, emitida em 17/06/08, em seu art 5º, estende à República Oriental do Uruguai este suprimento.

O suprimento de energia nesta modalidade estará limitado a 500 MWmed, sendo efetivado no período de maio a agosto de 2008, e compensado obrigatoriamente pelos sistemas elétricos argentino e uruguaio no período de setembro a novembro/2008.

De acordo com o Ofício nº 140/2008-SEE/MME o montante de 500 MWmed suprirá os Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino em 72MWmed e 428MWmed, respectivamente.

Desta forma, informamos que está sendo disponibilizado, a partir do dia 19/07/2008, o suprimento ao Sistema Elétrico Uruguaio com energia de origem hidrelétrica.

Outrossim, permanecem em vigor os procedimentos já definidos para exportação de energia de origem termelétrica que não esteja despachada para atendimento aos requisitos eletroenergéticos do SIN.

Os montantes de energia de exportação para os Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino, bem como as usinas térmicas que estarão participando do processo, serão ajustados na fase de programação diária e operação em tempo real.

Consonante ao estabelecido no ofício nº 196/2007 – SRG ANEEL, emitido em 27/06/07, foi facultado aos Agentes de geração térmica que participam do processo de exportação de energia, redeclarar novos custos unitários variáveis de operação para suas usinas térmicas.

Consustanciado na Resolução GCE nº 109 de 24/01/2002, bem como na Resolução ANEEL nº 228, de 24/04/2002, que estabelece a cadeia de modelos a ser utilizada no planejamento da operação e cálculo semanal dos preços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, estamos encaminhando, por meio eletrônico, o deck do programa DECOMP, em complementação ao deck do Modelo NEWAVE enviado anteriormente através do Sistema GIT-MAE.

Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 2.207/2008, o ONS procedeu à execução do Modelo DECOMP, para elaboração do Programa Mensal de Operação para o mês de Agosto/2008, considerando duas Funções de Custo Futuro elaboradas a partir do modelo NEWAVE em sua versão 14, autorizada para uso no PMO, uma utilizando as Curvas de Aversão a Risco e outra não utilizando as mesmas.

O Programa Mensal de Operação – PMO – para o mês de Agosto/08 foi elaborado tendo como referência o estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 237/2006, emitida em 28/11/2006 e nos Ofícios nº 411/2006-SRG/SFG/ANEEL, emitido em 26/12/2006, nº 412/2006-SRG/SFG/ANEEL, emitido em 27/12/2006, nº 311/2006-DR/ANEEL e nº 313/2006-DR/ANEEL, emitidos em 28/12/2006. Nos referidos documentos está estabelecido que:

- “Art. 1º O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS deverá considerar na base de dados do Modelo para Otimização Hidrotérmica para Subsistemas Equivalentes Interligados – Newave e do Modelo para Otimização da Operação de Curto Prazo com Base em Usinas Individualizadas – Decomp, como limite de disponibilidade de geração da usina térmica, o valor correspondente à Disponibilidade Observada, conforme definido na Resolução Normativa nº 231, de 19 de setembro de 2006.

§ 1º Com a declaração, pelo agente, de novo valor de disponibilidade, o ONS poderá considerá-lo exclusivamente na operação de curto prazo.” (Resolução Normativa ANEEL nº 237/2006)

- “ (...) de acordo com o estabelecido na Resolução Normativa nº 237, de 28 de novembro de 2006 e na Resolução Autorizativa nº 755, de 30 de novembro de 2006, os valores finais resultantes do teste de disponibilidade devem ser usados na elaboração do Programa Mensal de operação para o mês de janeiro 2007.” (Ofício nº 411/2006 – SRG/SFG/ANEEL);

- “Em complemento ao nosso ofício nº 411/2006-SRG/SFG/ANEEL, de 26 de dezembro de 2006, esclarecemos que para as térmicas que não participaram do referido teste, permanecem válidos os valores de disponibilidade observada calculados de acordo com a resolução Normativa nº 231, de 16 de setembro de 2006, apurados até 30 de novembro de 2006” (Ofício nº 412/SRG/SFG/ANEEL);

A tabela a seguir indica a disponibilidade observada apurada até 30/06/2008, para todos os empreendimentos despachados por ordem de mérito, conforme informado na Carta ONS-0114/400/2008, emitida em 21/07/2008.

<b>Usina</b>	<b>Disponibilidade Observada (MWmed)</b>
M. Covas (Cuiabá)	149,11
G. L. Brizola (Termorio)	344,00
M. Lago (Termomacaé)	922,61
L. C. Prestes (Três Lagoas)	213,64
Norte Fluminense	785,30
B. L. Sobrinho (Eletrobolt)	25,50
A. Chaves (Ibirité)	226,00
R. Almeida (FAFEN)	110,76
S. Tiaraju (Canoas)	76,50
Uruguaiana	462,55
Termopernambuco	131,89
P. Médici	446,00
J. Lacerda	363,00
Angra 1	657,00
Angra 2	1.350,00
Araucária	460,83
F. Gasparian (Nova Piratininga)	386,08
Juiz de Fora	79,45
William Arjona	56,27
Piratininga	472,00
R. Silveira (Campos)	0,00
Termofortaleza	37,91
C. Furtado (Termobahia)	96,00
C. Jereissati (Termo Ceará)	242,00
Daia	44,30
Petrolina	136,20
Termocabo	49,73
Jaguarari	101,54
<b>TOTAL</b>	<b>8.426,18</b>



## **3.2 Relacionados com a Segurança Operacional do SIN**

### **3.2.1 Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade**

As transferências de energia entre regiões serão efetuadas em consonância com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, ou seja, o sistema terá capacidade para suportar, sem perda de carga, qualquer contingência simples, exceto quando indicado nas análises de desligamentos (item 4.4.1). Os limites de transmissão entre os subsistemas estão indicados no Anexo IV.

Cabe registrar que para garantir que o sistema de transmissão de suprimento às áreas Santa Catarina e Rio Grande do Sul suporte qualquer contingência simples é necessário utilizar geração térmica das UTEs J. Lacerda e P. Médici.

### **3.2.2 Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão**

No que se refere ao controle de tensão, nos períodos de carga pesada e média, deve-se mencionar que não são previstos problemas para condição de operação com a rede completa e, deverão ser seguidas as diretrizes constantes nas Instruções de Operação conforme indicado no Anexo I. No entanto, ocorrendo elevação da temperatura para valores superiores aos previstos, poderá ser necessária a programação de geração térmica, principalmente aquelas localizadas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, superiores aos valores definidos nos estudos. No estado de São Paulo, poderá ser necessária a redução de geração nas usinas localizadas na malha de 440 kV e/ou a elevação da usina de Henry Borden para reduzir o carregamento do tronco de transmissão.

Deve ser destacado que o recurso de se operarem geradores como compensadores síncronos ou mesmo a operação de máquinas com potência reduzida deverá ser utilizado antes da adoção de medidas de aberturas de circuitos.

Os circuitos da Rede Básica que poderão ser utilizados para o controle da tensão estão indicados na relação a seguir. A prioridade de abertura dos circuitos bem como o número de circuitos a serem desligados depende das condições de intercâmbio entre as regiões, bem como do valor da carga, conforme diretrizes definidas em Instruções de Operação, preservando a segurança do SIN.

- Região SE/CO: LT 440 kV Araraquara - Santo Ângelo  
LT 440 kV Ilha Solteira - Araraquara  
LT 440 kV Ilha Solteira - Bauru  
LT 440 kV Jupia - Bauru  
LT 440 kV Bauru - Cabreúva  
LT 750 kV Itaberá – Tijuco Preto  
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Adrianópolis  
LT 500 kV Cachoeira Paulista – Tijuco Preto  
LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia  
LT 500 kV Samambaia – Emborcação  
LT 500 kV Samambaia – Itumbiara  
LT 500 kV Neves – Bom Despacho 3  
LT 500 kV Ibiúna – Bateias
- Região S: LT 500 kV Itá - Caxias  
LT 500 kV Itá – Garabi II  
LT 500 kV Areia – Curitiba  
LT 500 kV Campos Novos – Blumenau C1  
LT 230 kV Alegrete 2 – Uruguaiana
- Região NE: LT 500 kV Milagres – Quixadá - Fortaleza  
LT 500 kV Sobral - Fortaleza C2  
LT 230 kV Banabuiu – Fortaleza C1 e C3  
LT 230 kV Banabuiu – Milagres C2  
LT 230 kV Cauipe – Fortaleza  
LT 500 kV Paulo Afonso IV/Angelim II – C1  
LT 500 kV Angelim II / Recife II – C2  
LT 500 kV Olindina / Camaçari II – C2  
LT 500 kV Luiz Gonzaga / Olindina – C1
- Região N: LT 500 kV Açailândia - Presidente Dutra  
LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2  
LT 500 kV Marabá – Imperatriz C2  
LT 500 kV Tucuruí - Marabá C3 e C4  
LT 500 kV Marabá – Açailândia C2

### 3.3 Relacionados com a Otimização Energética

Os resultados da revisão 1 do PMO de Agosto/2008 indicam os seguintes níveis de armazenamento:

**Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 08/08**

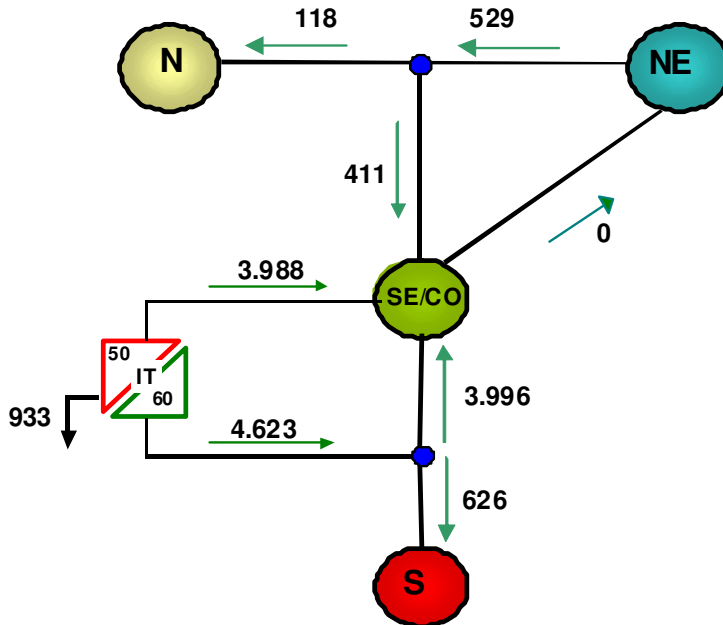
Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	72,1	54,6	70,8	73,2	73,9
Limite Inferior	71,5	52,3	70,6	73,1	73,9

**Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/08**

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	67,1	48,7	61,5	61,2	59,0
Limite Inferior	64,1	41,3	60,9	61,1	59,0

Os resultados da revisão 1 do PMO de Agosto/08 indicam as seguintes metas semanais de transferência de energia entre subsistemas e os custos marginais de operação associados:

**Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)**



**Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (\*)**

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	135,72	135,72	135,72	135,72
Média	133,99	133,99	133,99	133,99
Leve	133,99	133,99	133,99	133,99

(\*) Esses valores contemplam a inserção das Curvas de Aversão ao Risco na formação da Função de Custo Futuro, pelo modelo NEWAVE (Versão 14), com base no Despacho ANEEL nº 2.207/2008.

Desta forma, foram despachadas por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, G. L. Brizola Leilão, L. C. Prestes e Cocal. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs J. Lacerda A2, B e C e P. Médici A e B. Na região Nordeste foram despachadas, em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Fortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Celso Furtado e Rômulo Almeida (disponibilidade reduzida conforme declaração do Agente).

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

### **3.4 Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações**

### **3.5 Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos**

- TR-7 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 31/08/2008)
- TR-3 345/138 kV – 150 MVA de Barreiro (até 30/09/2008)
- Compensador Síncrono CS-02 de Brasília Geral (sem previsão)

### 3.6 Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões

Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em leve recessão em relação ao verificado na semana em curso. A previsão é de ocorrência de chuva fraca nas bacias dos rios Paranapanema e Tietê. O valor previsto de Energia Natural Afluente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 112% da MLT, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em ascensão em relação à semana corrente. A previsão é de ocorrência de precipitação nas bacias dos Uruguai e Iguazu. Em termos de Energia Natural Afluente, a previsão é de um valor de 66% da MLT para a próxima semana, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Nordeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em recessão em relação à semana corrente, coerente com a estiagem típica dessa época do ano. O valor esperado da ENA para a próxima semana é de 67% MLT, sendo totalmente armazenável.

Para o subsistema Norte, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em recessão em relação ao observado nesta semana. A previsão é de permanência da estiagem. Em relação à média de longo termo, a previsão para a próxima semana é de um valor de ENA de 90% MLT, sendo armazenável 89% da MLT.

Na Tabela 3.4 encontra-se um resumo da previsão semanal em termos da Energia Natural Afluente por subsistema.

**Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluente por Região**

<b>ENA Semanal - Valor Esperado</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	19.091	5.608	2.392	1.506
% MLT	112	66	67	90
% MLT Armazenável	112	66	67	89

<b>ENA Semanal – Limite Inferior</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	15.114	2.470	2.124	1.399
% MLT	89	29	60	83
% MLT Armazenável	89	29	60	82

### 3.7 Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões

#### 3.7.1 Regiões Sudeste/Centro-Oeste

Em termos de vazões naturais mensais, a expectativa para o mês de agosto é de uma média de 104% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico semelhante ao ocorrido no último mês.

Caso ocorra o cenário de limite inferior da previsão, a média da ENA prevista para o mês situar-se-á no patamar de 84% da MLT, sendo totalmente armazenável.

Na Tabela 3.5 encontra-se um resumo da ENA prevista e do limite inferior da previsão para as principais bacias deste subsistema.

**Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)**

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacias				
Bacia do Rio Grande	92	89	76	75
Bacia do Rio Paranaíba	118	111	103	96
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupiaá)	118	112	106	101
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	130	116	98	91
Paraíba do Sul	93	90	70	68

#### 3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de agosto é de 74% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que revela uma condição hidrológica superior à verificada no mês anterior.

Caso ocorra o cenário com o limite inferior da previsão, a média da ENA prevista para o mês situar-se-á no patamar de 29% da MLT, sendo totalmente armazenável.

Na Tabela 3.6 é apresentado um resumo da ENA prevista e do limite inferior da previsão para as principais bacias deste subsistema.

**Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)**

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacias				
Bacia do Rio Iguaçu	80	80	29	31
Bacia do Rio Jacuí	52	64	29	33
Bacia do Rio Uruguai	56	70	28	26

### 3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de agosto é de 66%, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico inferior ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 59% MLT para a ENA mensal, sendo totalmente armazenável.

### 3.7.4 Região Norte

Em termos de vazões naturais mensais, a expectativa é de que o mês de agosto apresente uma média de 81% da MLT, sendo armazenável 80% da MLT, valor semelhante ao verificado no mês anterior.

Em relação ao limite inferior, a previsão indica 75% da MLT, sendo armazenável 74% da MLT.



### 3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

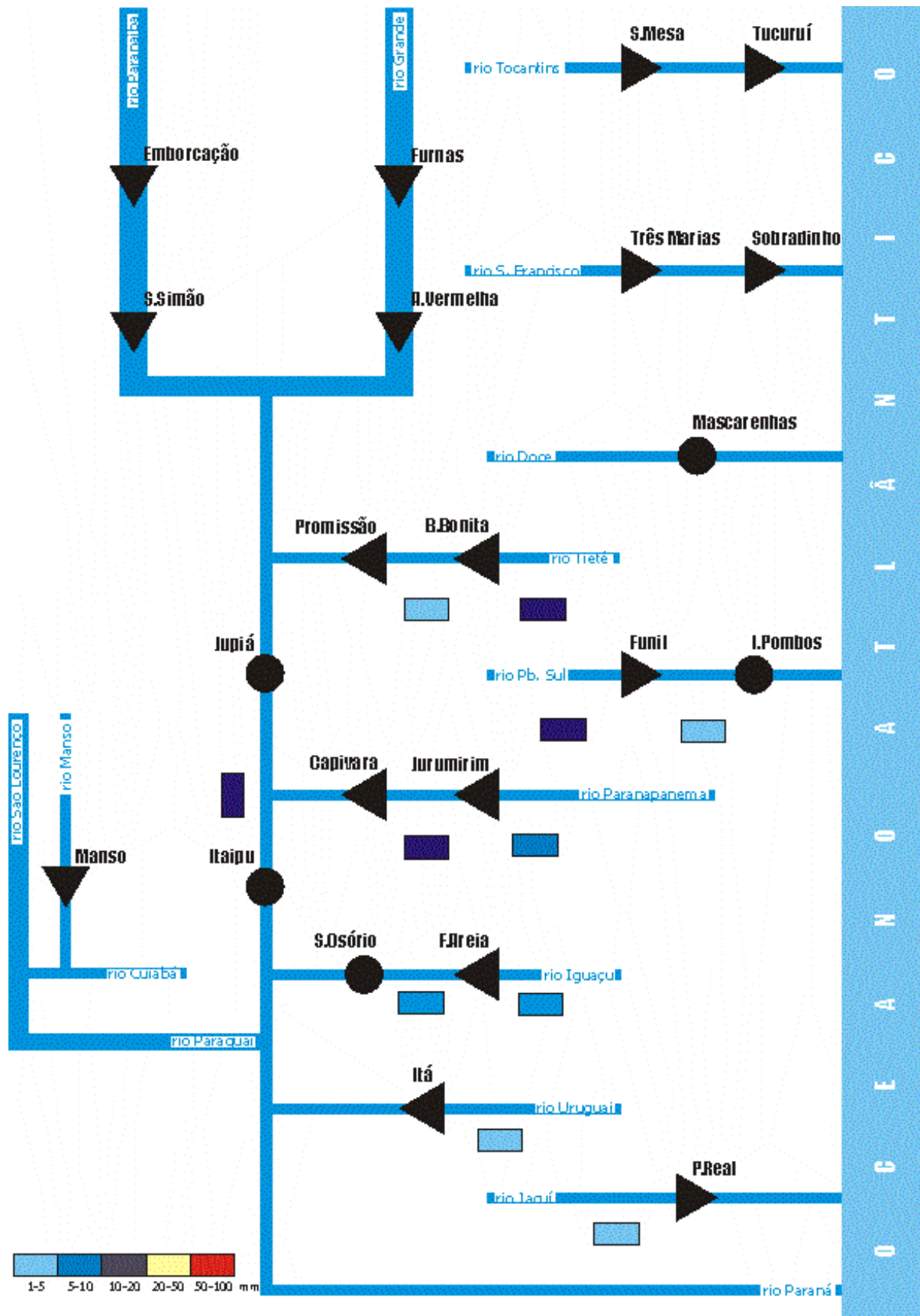
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

**Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluente por Região**

<b>ENA Mensal – Valor Esperado</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	17.638	6.273	2.346	1.362
% MLT	104	74	66	81
% MLT Armazenável	104	74	66	80

<b>ENA Mensal - Limite Inferior</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>NE</b>	<b>N</b>
MWmed	14.359	2.497	2.094	1.252
% MLT	84	29	59	75
% MLT Armazenável	84	29	59	74

Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 02/08 a 08/08



## **4 Diretrizes para a Operação Eletroenergética**

### **4.1 Diretrizes para transferências de energia entre regiões:**

A geração da UHE Tucuruí será dimensionada em função do comportamento das vazões visando o atendimento da política de deplecionamento de seu reservatório ao longo do ano.

Visando possibilitar a máxima transferência de energia para a região NE, as disponibilidades energéticas das regiões SE/CO deverão ser exploradas ao máximo, respeitando-se as restrições operativas existentes em seus reservatórios. Esta política de operação energética objetiva minimizar a utilização dos estoques energéticos armazenados nos reservatórios das UHEs Sobradinho e Itaparica, cuja utilização será dimensionada para possibilitar o fechamento do balanço energético da região, bem como o atendimento da coordenação hidráulica da cascata.

A transferência de energia para a região Sul será dimensionada visando minimizar a utilização dos recursos energéticos das usinas da bacia do rio Uruguai, tendo em vista o quadro hidrológico desfavorável, bem como o reduzido nível de armazenamento dos reservatórios das usinas localizadas nesta bacia.

Os resultados da revisão 1 do PMO de agosto/08 indicaram, para a semana de 02/08 a 08/08/2008, despacho de geração térmica por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, as UNEs Angra 1 e Angra 2 e as UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Norte Fluminense 1, 2, 3 e 4, G. L. Brizola Leilão, L. C. Prestes e Cocal. Na região Sul, foram despachadas em todos os patamares de carga as conversoras de Garabi 1A, 2A, 2B e 2C (indisponíveis conforme Resolução Normativa ANEEL nº 224, de 20/06/2006) e as UTEs J. Lacerda A2, B e C e P. Médici A e B. Na região Nordeste foram despachadas, em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Fortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Celso Furtado e Rômulo Almeida (disponibilidade reduzida conforme declaração do Agente).

Cabe ressaltar, que durante a etapa de Programação Diária da Operação poderá ser efetuada geração adicional em usinas térmicas não indicadas para despacho por ordem de mérito de custo, nas regiões NE, SE/CO e Sul, tendo como referência a Resolução CNPE nº8, emitida em 20 de dezembro de 2007 e a decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Em consonância com a resolução GCE nº131, de 22 de maio de 2002 o ONS manterá o despacho da UHE Itaipu para o Sistema Brasileiro, observando os limites contratuais definidos pela Eletrobrás, exceto nas seguintes situações:

1. Na iminência de vertimentos turbináveis no reservatório da UHE Itaipu, detectada pelo ONS quando da elaboração do Programa Mensal de Operação, de suas Revisões Semanais, da Programação Diária da Operação ou na Operação em Tempo Real, quando esses limites poderão ser excedidos, desde que indicado pelo despacho otimizado ou;
2. Quando a observância desses limites implicar geração adicional nas usinas de cabeceira das regiões Sudeste/Centro Oeste, com conseqüente redução de armazenamento nestes reservatórios.

Deve-se observar que em situações de emergência que comprometam a segurança da operação elétrica do SIN, a geração da UHE Itaipu poderá ser superior aos valores contratuais.

## **4.2 Diretrizes para operação energética das bacias**

**Bacia do Rio Paranaíba:** A geração da UHE São Simão deverá ser maximizada em todos os patamares de carga, visando garantir a regularização necessária ao reservatório da UHE Ilha Solteira. A geração da UHE Nova Ponte, Itumbiara e Emborcação será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste, nessa ordem de prioridade.

**Bacia do Rio Grande:** A geração das UHEs Furnas, Mascarenhas de Moraes e Água vermelha deverá ser maximizada em todos os períodos de carga. A geração das UHE Marimondo será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste.

**Bacia do Rio Tietê:** A geração das UHEs Barra Bonita e Promissão será dimensionada em função do comportamento das aflúncias, visando o atendimento das restrições operativas existentes em seus reservatórios.

**Bacia do Rio Paranapanema:** A geração da UHE Jurumirim e Capivara deverá ser maximizada em todos os períodos de carga. A geração da UHE Chavantes deverá ser maximizada nos períodos de carga média e pesada.

**Bacia do Rio Paraná:** A geração das UHEs Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia e Porto Primavera será dimensionada visando garantir a regularização das aflúncias a UHE Itaipu. A geração da UHE Itaipu deverá ser dimensionada em função das aflúncias ao seu reservatório, sendo suas disponibilidades energéticas transferidas para as regiões Sul e SE/CO.

**Bacia do Rio São Francisco:** A defluência da UHE Três Marias deverá ser maximizada. A geração das UHEs Sobradinho e Itaparica deverá ser dimensionada para atendimento do balanço energético da região.

**Bacia do Rio Tocantins:** A geração da UHE Tucuruí será dimensionada visando o atendimento da política de deplecionamento de seu reservatório ao longo do ano.

**Bacias da Região Sul:** A geração das usinas das bacias dos rios Iguaçu, Jacuí, Capivari e Passo Fundo deverá ser explorada prioritariamente tendo em vista as melhores condições de armazenamento de seus reservatórios. Depois de utilizados estes recursos, deverá ser explorada a geração nas usinas da bacia do rio Uruguai.

#### **4.3 Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real**

Na região Sudeste/C.Oeste, para atendimento as variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, a geração das usinas deverá ser despachada na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE São Simão;
2. UHE Nova Ponte, sem provocar vertimento nas usinas de jusante;
3. UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes;
4. UHEs Água Vermelha;
5. UHE Itumbiara, sem provocar vertimento nas usinas de jusante;
6. UHEs Jurumirim, Capivara e Chavantes;
7. UHEs Marimbondo;
8. UHE Itaipu, respeitando-se as restrições elétricas e operativas da usina;
9. UHEs Ilha Solteira / Três Irmãos, sem provocar vertimento nas usinas de jusante;
10. UHEs Salto Caxias, Salto Osório e Salto Santiago, nessa ordem de prioridade;
11. UHEs Segredo e GBM;
12. UHE Emborcação;
13. Usinas da bacia do rio Tietê, respeitando-se as restrições operativas dos reservatórios e sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
14. UHEs Passo Real, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;

15. UHE Capivari;
16. UHE Passo Fundo;
17. Região Nordeste;
18. UHE Tucuruí;
19. UHE Serra da Mesa;
20. UHEs Barra Grande;
21. UHEs Ita e Machadinho;
22. UHE Campos Novos;
23. UHE Peixe Angical.

Na região Sul, para atendimento as variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, a geração das usinas deverá ser despachada na seguinte ordem de prioridade:

1. Explorar disponibilidade da Região SE/CO;
2. UHEs Salto Caxias, Salto Osório e Salto Santiago;
3. UHEs Segredo e GBM;
4. UHE Passo Real, sem provocar vertimento nas usinas de jusante.
5. UHE Capivari;
6. UHEs Passo Fundo;
7. UHE Barra Grande;
8. UHEs Ita e Machadinho;
9. UHE Campos Novos.

Visando evitar a possibilidade de ocorrência de sobrecargas harmônicas em filtros do Elo de Corrente Contínua que, conduziria a necessidade de abertura de circuitos, variações da potencia do Elo de Corrente Contínua, fora do que for considerado no Programa Diário de Produção, só deverão ser utilizados como último recurso.

Na região Nordeste, para atendimento das variações positivas de carga ou perda de recursos de geração na operação em tempo real, após esgotadas as margem de regulação alocadas nas UHEs do CAG, procurar elevar a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. Explorar os recursos energéticos das regiões N e SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes;
2. UHE L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
3. UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
4. Sincronizar uma unidade geradora na UHE Itapebi, que esteja parada por conveniência operativa;
5. Sincronizar uma unidade geradora de USQ, que esteja parada por conveniência operativa;
6. Sincronizar uma unidade geradora de ULG, que esteja parada por conveniência operativa;
7. UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina.
8. UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.

Na região Nordeste, para atendimento das variações negativas de carga ou acréscimo de recursos na operação em tempo real, procurar reduzir a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
2. Retirar uma unidade geradora de ULG, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
3. Retirar uma unidade geradora de USQ, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
4. Reduzir geração da UHE Itapebi, respeitando-se as restrições operativas da usina;
5. Reduzir geração da UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina;
6. Reduzir o recebimento de energia da região Nordeste.

#### **4.4 Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN**

São indicadas as condições operativas dos diversos subsistemas do SIN, bem como as diretrizes que deverão ser seguidas pela Operação em Tempo Real, durante a execução de intervenções programadas na Rede de Operação, em consonância com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede. As intervenções mais relevantes estão indicadas neste item.

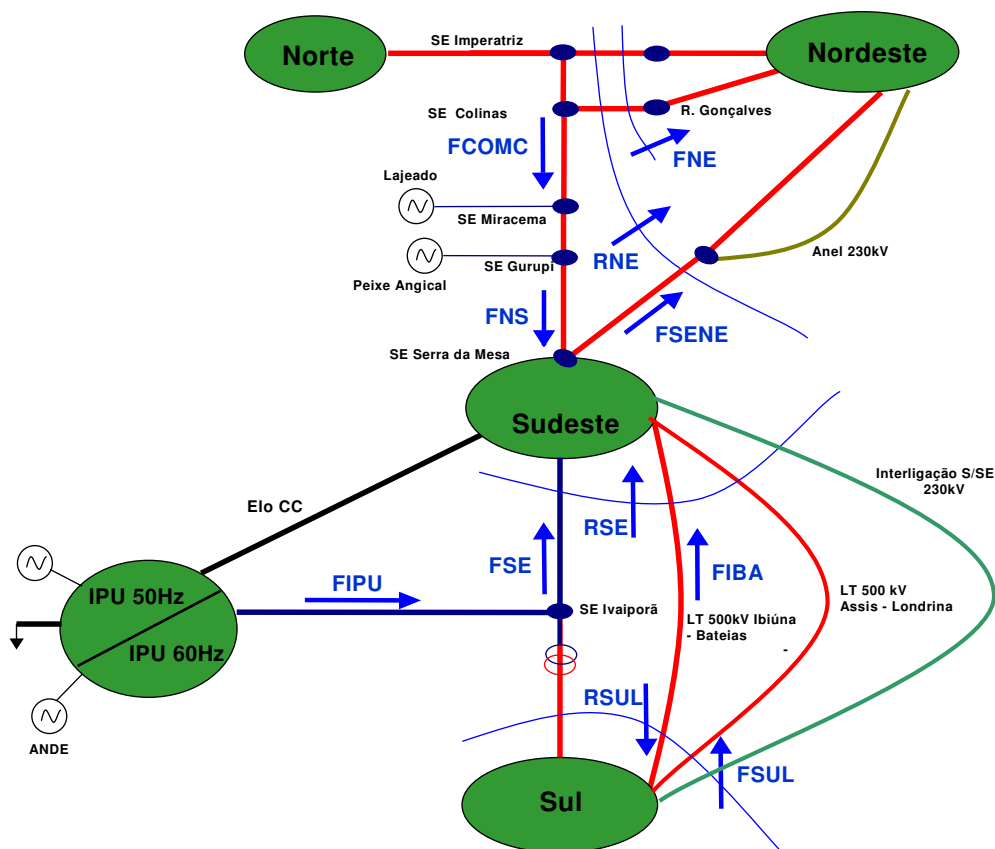
A relação das intervenções resulta do processo de avaliação de todas as solicitações envolvendo diretamente a Rede de Operação, ou de intervenções que têm rebatimentos nessa rede, efetuadas pelos Agentes de Distribuição, Geração e Transmissão. Esse processo busca compatibilizar os pleitos dos diferentes Agentes, estabelecendo prioridades para a execução dos serviços, tendo em vista a segurança de equipamentos, as metas energéticas definidas no PMO e suas Revisões, bem como os níveis de desempenho estabelecidos para o SIN nos Procedimentos de Rede.

Convém registrar que determinados desligamentos, pela topologia da rede, podem resultar em riscos de perda de carga, mesmo na ocorrência de contingências simples. Embora esses eventos sejam de efeito local, sem reflexos para o restante do SIN, somente são liberados em períodos mais favoráveis, ou seja, nos horários em que a ocorrência de uma eventual contingência resulta no menor montante de perda de carga. Condições Operativas das Regiões Sul/Sudeste-Centro-Oeste e Norte/Nordeste

As grandezas a serem monitoradas nas interligações Nordeste/Sudeste e Norte/Sudeste – Centro Oeste estão indicadas na figura a seguir:



**Figura 4-1: Interligações entre regiões**



Onde:

FNE – Somatório dos fluxos de potência ativa nas LTs 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, Presidente Dutra – Teresina e Colinas – Ribeiro Gonçalves, medido nas SEs Presidente Dutra e Colinas.

FNS – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa, no sentido da SE Gurupi para a SE Serra da Mesa, medido na SE Gurupi.

FCOMC – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miracema - Colinas, no sentido da SE Colinas - Miracema, medido na SE Colinas.

FMCCO – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Miracema - Colinas, no sentido da SE Miracema para a SE Colinas, medido na SE Miracema.

FSENE – Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Serra da Mesa Miracema – Rio das Éguas, no sentido da SE Serra da Mesa para a SE Rio das Éguas, medido na SE Serra da Mesa.

FSE – Fluxo de potência ativa nas LTs 765 kV Ivaiporã/ Itaberá C1, C2 e C3 medido na SE de Ivaiporã.

RSE – Recebimento pela Região Sudeste.

FIPU - É o somatório do fluxo das LT 500 kV Itaipu 60 Hz/ Foz do Iguaçu, chegando em Foz do Iguaçu. Este fluxo é semelhante à geração de Itaipu 60 Hz.

RNE – Recebimento pela Região Nordeste. É composto do somatório do FNE com o FSENE.

RSUL – Recebimento pela Região Sul.

FSUL – Fornecimento pela Região Sul.

FIBA- Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1 e C2, medido no sentido da SE Bateias para SE Ibiúna.

#### 4.4.1 Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.

##### **Disjuntor 1032 da SE Santo Ângelo 525 kV das 09h00min às 16h30min do dia 05/08**

Esta intervenção é para propiciar a realização de manutenção preventiva. De forma a garantir a segurança operativa, recomenda-se respeitar a seguinte restrição. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se atender a seguinte restrição:

Exportação por Garabi 1	700 MW
Importação por Garabi 1	900 MW

##### **Disjuntor 1042 da SE Santo Ângelo 525 kV das 08h45min às 16h30min do dia 06/08**

Esta intervenção é para propiciar a realização de manutenção preventiva e ensaios complementares. De forma a garantir a segurança operativa, recomenda-se respeitar a seguinte restrição. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se atender a seguinte restrição:

Importação por Garabi 1	500 MW
-------------------------	--------

#### **4.4.2 Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam perda de grandes blocos de carga.**

##### **LT 345 kV Embaguaçu - Sul das 00h00min às 06h30min do dia 02/08**

A intervenção está programada para implantação de supervisão para o projeto SINOCON. No período, a perda da LT 345 kV Baixada Santista - Sul implica perda de toda a carga atendida pela SE Sul.

##### **Barra 4 da SE Milton Fornasaro das 00h00min às 15h00min do dia 03/08 e das 00h00min às 02h45min do dia 05/08**

##### **Barra 3 da SE Milton Fornasaro das 15h00min do dia 03/08 às 06h30min do dia 04/08**

A intervenção está programada para acoplamento dos novos trechos de barra referentes ao novo bay Remédios C-1. No período, a perda da outra barra de 88 kV da SE Milton Fornasaro acarreta interrupção de toda a carga atendida por aquela subestação.

##### **TR-4 230/88 kV Santa Cabeça das 07h00min às 16h30min do dia 03/08**

A intervenção destina-se a realização de ajustes no sincronizador do disjuntor de 230 kV do TR-4. No período, a perda do TR-2 230/88 kV leva perda de parte das cargas atendidas pela SE Santa Cabeça.

##### **Semibarra 230 kV da SE São Luis II das 07h45min às 15h45min do dia 03/08**

A intervenção se destina a realização de regulagem em chave seccionadora. Durante a realização da mesma, a SE São Luís II irá operar em barra única. Em contingência poderá haver desligamento de toda a carga suprida por esta instalação. A Cemar, CVRD e Alumar estão cientes desta intervenção.

##### **Disjuntor 4P4 da SE Juiz de Fora 1 345 kV das 07h40min às 16h30min do dia 03/08**

A intervenção se destina à manutenção corretiva no comando do disjuntor. Em contingência na LT 345 kV Juiz de Fora 1 – Itutinga (Furnas) ocorrerá perda de

carga por subtensão, nas regiões de Juiz de Fora, Lafaiete, Barbacena e Santos Dumont.

**Semibarra 230 kV da SE Vila do Conde 2 das 07h30min às 16h00min do dia 02/08**

A intervenção se destina à revitalização de chaves seccionadoras. Durante a realização da mesma, a SE Vila do Conde 230 kV II irá operar em barra única. Em contingência poderá haver desligamento de toda carga suprida por esta instalação. A Celpa, Alunorte e Albrás estão cientes desta intervenção.

**Disjuntor 04 da SE Vila do Conde 500 kV das 08h00min do dia 05 às 16h00min do dia 08/08**

A intervenção se destina à inspeção geral em TC. Em contingência poderá haver interrupção dos consumidores industriais Alunorte e Albrás estão cientes desta intervenção.

## 5 Previsão de Carga

### 5.1 Carga de Energia

A seguir é apresentado o comportamento da carga de energia por subsistema durante o mês de agosto, onde são visualizados os valores verificados na primeira semana e a revisão das previsões da 2ª a 6ª semana, bem como os novos valores previstos de carga mensal que são calculados a partir destes dados. Além disso, os novos totais de carga mensal e semanal, calculados a partir da nova previsão em curso são comparados aos respectivos valores verificados. Estes valores são exibidos por subsistema, na Tabela 5.1-1.

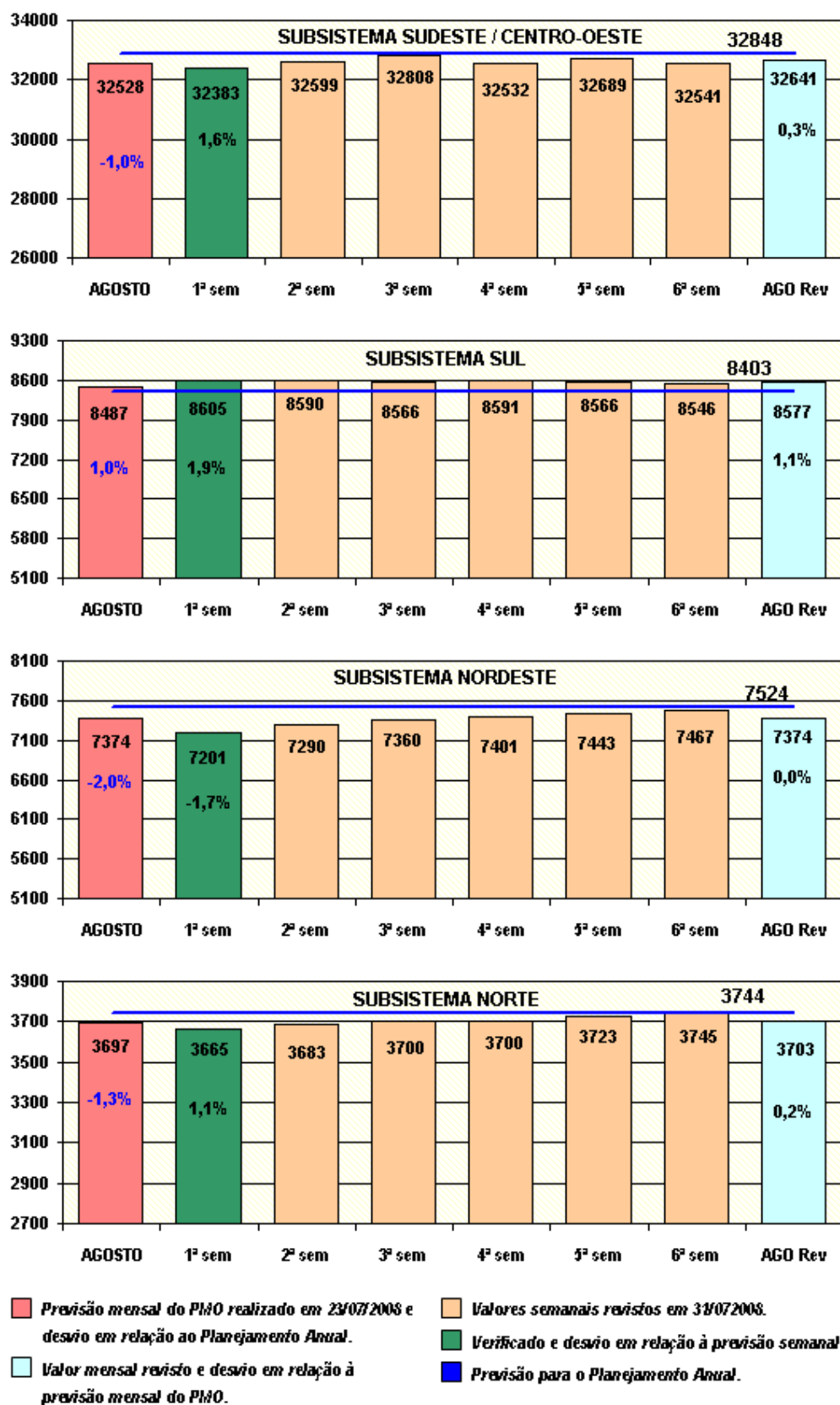
Para a semana a previsão de carga de energia é de 32.599 MW médios no subsistema SE/CO e 8.590 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior, as previsões de carga indicam acréscimo de 0,7% para o subsistema SE/CO e decréscimo de 0,2% para o subsistema Sul. Com a revisão das projeções da 2ª a 6ª semana de julho (revisão 1), estima-se para o fechamento do mês, uma carga de 32.641 MW médios para o SE/CO e de 8.577 MW médios para o Sul. Estes valores se comparados à carga verificada em julho indicam acréscimos de 2,4% para o subsistema SE/CO e 0,7% para o subsistema Sul.

A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 7.290 MW médios e no Norte 3.683 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam acréscimos de 1,2% para subsistema Nordeste e 0,5% para o subsistema Norte. Com a revisão das projeções da 2ª a 6ª semana de agosto (revisão 1), está sendo estimado para o fechamento do mês uma carga de 7.374 MW médios para o Nordeste e 3.703 MW médios para o Norte. Estes valores se comparados à carga verificada em julho sinalizam acréscimos de 2,8% para o subsistema Nordeste e 1,1% para o subsistema Norte.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	26/jul	a	1/ago	2/ago a	08/ago	JUL/08	AGO/08	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado(*)	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)	Verificado	Revisão 1	
S	8.445	8.605	1,9	8.590	-0,2	8.517	8.577	0,7
SE/CO	31.858	32.383	1,6	32.599	0,7	31.891	32.641	2,4
N	3.626	3.665	1,1	3.683	0,5	3.661	3.703	1,1
NE	7.329	7.201	-1,7	7.290	1,2	7.175	7.374	2,8

Figura 5.1-1 Acompanhamento Semanal da Carga Própria de Energia por Região – MWmed



## 5.2 Carga de Demanda

A seguir é apresentado o comportamento da demanda máxima instantânea por subsistema, no período de carga pesada do SIN, onde são visualizados os valores previstos e verificados para a semana de 26/07 a 01/08 e as previsões para a semana de 02 a 08/08.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na quinta-feira, 07/08, com valor em torno de 41.100 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 11.500 MW, devendo ocorrer também na quinta-feira. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 52.500 MW, devendo ocorrer no período entre 19h00min e 20h00min da mesma quinta-feira conforme apresentado na Tabela 5.2-1 a seguir.

No Subsistema Nordeste, a demanda máxima semanal deverá ocorrer no sábado, dia 02/08 com valor em torno de 9.000 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.080 MW, devendo ocorrer na quarta-feira, dia 06/08, para o Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, entre 18h00min e 19h00min, e deverá atingir valores da ordem de 12.900 MW. Estes resultados podem ser verificados na Tabela 5.2-1 a seguir.

Os valores de carga previstos consideram as previsões climáticas para o período.

Tabela 5.2-1 Carga de Demanda Máxima Instantânea por Região – MW

Subsistema	Semanal				
	26.jul	a	1/ago	2/ago a 8/ago	
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)
S	11.500	11.482	-0,2	11.500	0,2
SE/CO	41.000	41.108	0,3	41.100	0,0
N	4.120	4.052	-1,7	4.080	0,7
NE	9.000	8.950	-0,6	9.000	0,6
S/SE/CO	52.300	52.465	0,3	52.500	0,1
N/NE	12.800	12.929	1,0	12.900	-0,2

## **Anexos**

**Anexo I** Controle de Tensão.

**Anexo II** Despachos das Usinas Térmicas por Razões de Inflexibilidade, Elétricas e Energéticas.

**Anexo III** Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração do PMO para o mês de outubro.

**Anexo IV** Limites de Transmissão



## **ANEXO I – Controle de Tensão**

As diretrizes a serem seguidas, para o controle de tensão na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, são aquelas constantes das seguintes Instruções de Operação.

- IO-ON.SSE - Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-ON.NSE - Operação Normal da Interligação Norte/Sudeste-Centro Oeste
- IO-ON.NNE - Operação Normal da Interligação Norte/Nordeste
- IO-ON.SENE - Operação Normal da Interligação Sudeste/Nordeste
- IO-ON.S.5SU - Operação Normal do Sistema de Suprimento a Região Sul
- IO-ON.SE.5RJ - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Rio de Janeiro e Espírito Santo
- IO-ON.SE.5GB - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Goiás/Brasília
- IO-ON.SE.5MT - Operação Normal do Sistema de Suprimento à Área Mato Grosso
- IO-ON.SE.3SP - Operação Normal da Área 345 kV de São Paulo
- IO-ON.SE.4SP - Operação Normal da Área 440 kV de São Paulo
- IO-ON.SE.5PB - Operação Normal da Área de 500 kV da Região do Paranaíba
- IO-ON.SE.3RG - Operação Normal da Área de 345 kV da Região do Rio Grande
- IO-ON.SE.5MG - Operação Normal da Área de 500/345 kV da Área Minas Gerais
- IO-ON.N.2TR - Operação Normal da Área 230 kV do Tramo Oeste

**ANEXO II – Despachos das Usinas Térmicas Associados à Inflexibilidade,  
Razões Elétricas e Energéticas**

**Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica**

Usina Térmica (Capacidade Instalada)		RAZÃO ELÉTRICA INFLEXIBILIDADE				COMPOSIÇÃO DO DESPACHO		
		P	M	L	(Média)	P	M	L
NUCLEAR	Angra 1 (1 x 657 MW)	---	---	---	520	520	520	520
	Angra 2 (1 x 1350 MW)	---	---	---	1080	1350	1350	1350
CARVÃO	J. Lacerda A1 (2 x 50 MW) (1) (3)	(4)	(4)	---	25	25	25	25
	J. Lacerda A2 (2 x 66 MW) (1) (3)	(4)	(4)	---	66	124	124	124
	J. Lacerda B (2 x 131 MW) (1) (3)	(4)	---	---	80	250	250	250
	J. Lacerda C (1 x 363 MW) (1) (3)	---	---	---	0	350	350	350
	Charqueadas (4 x 18 MW) (2) (3)	---	---	---	12	12	12	12
	P. Médici A (2 x 63 MW) (1) (3)	---	---	---	0	50	50	50
	P. Médici B (2 x 160 MW) (1) (3)	(4)	(4)	---	90	215	215	215
	S. Jerônimo (2 x 5 + 1 x 10 MW) (2) (3)	---	---	---	6	6	6	6
	Figueira (2 x 10 MW) (2) (3)	---	---	---	8,5	8,5	8,5	8,5
ÓLEO	S. Cruz 3 e 4 (2 x 220 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---
	R. Silveira (2 x 15 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Piratininga 1 e 2 (2 x 100 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Igarapé (1 x 131 MW)	(4)	(4)	---	0	75	32	32
	Nutepa (3 x 8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Alegrete (2 x 33 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Carioba (2 x 18 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Petrolina (1 x 136 MW)	---	---	---	---	---	---	---
	Bahia I (1 x 31,6 MW)	---	---	---	---	---	---	---
Termocabo (1 x 49,7 MW)	---	---	---	---	---	---	---	
DIESEL	S. Cruz Diesel (2 x 166 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	S. Tiaraju (1 x 160 MW) (5) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Brasília (2 x 5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	W. Arjona (2 x 50,5 MW + 3 x 35 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Altos (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Aracati (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Baturité (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Camaçari (5 x 69 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Campo Maior (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Caucaia (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Crato (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Pecém (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Iguatu (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Jaguarari (1 x 101,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Juazeiro do Norte (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Marambaia (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Nazária (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
Daia (1 x 44,1 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---	
Xavantes (1 x 53,7 MW)	---	---	---	0	---	---	---	

- (1) Os valores de inflexibilidade atendem os critérios de segurança;
- (2) Usina com unidade geradora em manutenção;
- (3) Valores de inflexibilidade associados ao consumo mínimo dos contratos de carvão;
- (4) Ver detalhamento nas justificativas do despacho elétrico (próxima página);
- (5) Usina com unidade geradora que permite despacho utilizando gás ou óleo diesel/combustível;
- (6) Usina indisponível ou restrição de combustível, conforme declaração do Agente;
- (7) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 333/2007-SRG/ANEEL, de 08/11/2007;

Usina Térmica (Capacidade Instalada)		RAZÃO ELÉTRICA INFLEXIBILIDADE			COMPOSIÇÃO DO DESPACHO			
		P	M	L	(Média)	P	M	L
GÁS	F. Gasparian (3 x 96 MW + 1 x 97 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	B. L. Sobrinho (8 x 48,24 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	M. Lago (20 x 46,13 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Juiz de Fora (1 x 43,6 MW + 1 x 43,4 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Uruguaiana (2 x 187,65 + 1 x 264,6 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	A. Chaves (1 x 150 MW + 1 x 76 MW) (2) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Jereissati (4 x 55 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	R. Almeida (3 x 27,3 MW + 1 x 56MW) (2) (6)	---	---	---	0	41,7	41,7	41,7
	Araucária (3 x 161,5 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	C. Furtado (1 x 186 MW) (6)	---	---	---	0	96	96	96
	Fortaleza (2 x 111,9 + 1 x 122,9 MW) (6) (7)	---	---	---	0	163,4	163,4	163,4
	L. C. Prestes (3 x 64 + 1 x 66 MW) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	M. Covas (2 x 167,4 + 1 x 194,4 MW) (5) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	N. Fluminense 1 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	400	400	400	400
	N. Fluminense 2 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	0	100	100	100
	N. Fluminense 3 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW)	---	---	---	0	200	200	200
	N. Fluminense 4 (3 x 188 MW + 1 x 304 MW) (6)	---	---	---	0	85	85	85
	Termopernambuco (2 x 162,5 + 1 x 207,8 MW) (6) (7)	---	---	---	0	177,9	177,9	177,9
	Brizola - Teste (8 x 110,6 MW + 1 x 173,8 MW) (6)	---	---	---	53,2	53,2	53,2	53,2
Brizola - Leilão (8 x 110,6 MW + 1 x 173,8 MW) (2) (6)	---	---	---	35,9	356	356	356	
<b>BIOMASSA</b>	Cocal (1 x 28,2 MW)	---	---	---	0	20	20	20
	PIE-RP (1 x 27,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
<b>RESÍDUOS</b>	Sol (2 x 98,26 MW)	---	---	---	150	150	150	150
<b>VAPOR</b>	Piratininga 3 e 4 (2 x 93 MW)	---	---	---	0	---	---	---

- (1) Os valores de inflexibilidade atendem os critérios de segurança;  
(2) Usina com unidade geradora em manutenção;  
(3) Valores de inflexibilidade associados ao consumo mínimo dos contratos de carvão;  
(4) Ver detalhamento nas justificativas do despacho elétrico (próxima página);  
(5) Usina com unidade geradora que permite despacho utilizando gás ou óleo diesel/combustível;  
(6) Usina indisponível ou restrição de combustível, conforme declaração do Agente;  
(7) Disponibilidade de acordo com Ofício nº 333/2007-SRG/ANEEL, de 08/11/2007;

## Jorge Lacerda:

O valor de despacho mínimo por restrições elétricas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como a configuração de máquinas sincronizadas são os necessários para evitar a violação dos níveis mínimos admissíveis de tensão (corte de carga) na área leste de Santa Catarina (região da Grande Florianópolis), na contingência ou indisponibilidade da LT 230 kV Blumenau – Palhoça, bem como na indisponibilidade da maior unidade geradora deste Complexo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1 (unids. 1 e 2)	1 x 25 MW	2 x 25 MW	-
J.Lacerda A2 (unids. 3 e 4)	2 x 33 MW	1 x 33 MW	-
J.Lacerda B (unids. 5 e 6)	1 x 80 MW	-	-
J.Lacerda C (unid. 7)	-	-	-
<b>Total</b>	<b>171 MW</b>	<b>83 MW</b>	<b>-</b>

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados no processo de Programação Diária, em função dos valores programados de recebimento de energia pela região Sul e da carga prevista.

Correspondem ainda, à configuração mínima de unidades geradoras sincronizadas com o menor consumo de combustível (carvão mineral), conforme determinação do Ofício 140/2008-SRG/ANEEL, de 19/06/2008.

Destaque-se que devido à existência de restrições para unidades térmicas efetuarem alterações na configuração de máquinas ao longo do dia, o despacho programado para o Complexo de Jorge Lacerda corresponderá a maior configuração indicada para quaisquer dos patamares de carga, conforme apresentado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 25 MW	1 x 25 MW	1 x 25 MW
J.Lacerda A2	2 x 33 MW	2 x 33 MW	2 x 33 MW
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	-	-	-
<b>Total</b>	<b>171 MW</b>	<b>171 MW</b>	<b>171 MW</b>

Adicionalmente, na hipótese da ocorrência de temperaturas elevadas no estado de Santa Catarina ou na indisponibilidade de equipamentos na região, poderá ser necessária a elevação dos despachos nas UTEs J. Lacerda A1, A2 e B ou C, na etapa de Programação Diária da Operação, visando o atendimento aos critérios de desempenho elétrico. Nessa hipótese, a Programação

Diária da Operação terá como referência inicial os despachos de geração térmica, conforme indicados nas tabelas a seguir:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 45 MW	2 x 45 MW	-
J.Lacerda A2	2 x 60 MW	1 x 60 MW	-
J.Lacerda B	1 x 125 MW	-	-
J.Lacerda C	-	-	-
<b>Total</b>	<b>290 MW</b>	<b>150 MW</b>	<b>-</b>

Destaque-se que devido à existência de restrições para unidades térmicas efetuarem alterações na configuração de máquinas ao longo do dia e adicionalmente, devido à impossibilidade das unidades geradoras das UTE Jorge Lacerda A1 e A2 realizarem modulação de carga, o despacho programado está indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	1 x 45 MW	1 x 45 MW	1 x 45 MW
J.Lacerda A2	2 x 60 MW	2 x 60 MW	2 x 60 MW
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	-	-	-
<b>Total</b>	<b>290 MW</b>	<b>290 MW</b>	<b>245 MW</b>

Destaque-se que as UTE J.Lacerda B e C podem realizar modulação de carga. Em função disso, sua geração pode variar nos patamares de carga pesada, média e leve.

Outrossim, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função das necessidades do sistema.

#### **P. Médici:**

O despacho mínimo por restrições elétricas na UTE Presidente Médici é dimensionado para evitar corte de carga na região sul do Rio Grande do Sul na perda da LT 230 kV Alegrete 2 – Livramento 2, considerando exportação da ordem de 70 MW para o Uruguai, via C.F. Rivera, e para evitar corte de carga na contingência da LT 230 kV Cidade Industrial – Pelotas 3, considerando a exportação nula para o Uruguai através da C.F. de Rivera.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A (unids. 1 e 2)	-	-	1 x 25 MW

P. Médici B (unids. 3 e 4)	1 x 90 MW	1 x 90 MW	-
<b>Total</b>	<b>90 MW</b>	<b>90 MW</b>	<b>25 MW</b>

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados em função da carga prevista no processo de Programação Diária e para controle do fluxo para o RS.

A unidade 1 estará em manutenção até 31/08/2008

A unidade 2 estará em manutenção até 05/08/2008

Destaque-se que devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar alterações de configuração de máquinas ao longo do dia e modulação de carga, o despacho programado corresponderá aos valores indicados na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	-	-	-
P. Médici B	1 x 90 MW	1 x 90 MW	1 x 90 MW
<b>Total</b>	<b>90 MW</b>	<b>90 MW</b>	<b>90 MW</b>

No caso de aumento de temperatura e/ou indisponibilidades de equipamentos na região, poderá ser necessário despacho adicional nas unidades de P. Médici A e B visando o atendimento aos critérios de desempenho elétrico, conforme indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 50 MW	1 x 50 MW	-
P. Médici B	2 x 115 MW	2 x 115 MW	-
<b>Total</b>	<b>280 MW</b>	<b>280 MW</b>	<b>-</b>

Obs: Valores de geração máxima nas unidades da UTE P. Médici limitados, por restrições operacionais: UG 1 = 48 MW, UG 2: 50 MW UG 3: 115 MW e UG 4: 115MW.

Destaque-se que devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar alterações de configuração de máquinas ao longo do dia e modulação de carga, o despacho programado corresponderá aos valores indicados na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 50 MW	1 x 50 MW	1 x 50 MW
P. Médici B	2 x 115 MW	2 x 115 MW	2 x 115 MW
<b>Total</b>	<b>280 MW</b>	<b>280 MW</b>	<b>280 MW</b>

## Igarapé:

O valor mínimo para a geração da UTE Igarapé será necessário devido à intervenção no transformador 3 345/138 kV da SE Barreiro 1 para desligamento relativo manutenção de natureza corretiva nesta subestação, visa evitar sobrecarga inadmissível nos transformadores remanescentes de 345/138 kV da SE Barreiro 1 caso haja alguma contingência. Este desligamento está programado para as 21:59h do dia 28 de Abril de 2008 até às 17:00h do dia 03 de Outubro de 2008. Segue na tabela a seguir o valor mínimo de despacho necessário:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Igarapé	<b>75 MW</b>	<b>32 MW</b>	-

As demais usinas térmicas do SIN não precisarão ser despachadas por restrições elétricas.

**ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para o PMO do mês de agosto/08, semana operativa de 02/08 a 08/08/2008.**

**Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)**

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
<b>NUCLEAR</b>	
Angra 1	20,17
Angra 2	16,26
<b>CARVÃO</b>	
Charqueadas	143,28
Figueira	206,39
J. Lacerda A1	170,49
J. Lacerda A2	129,14
J. Lacerda B	129,12
J. Lacerda GG	105,39
P. Médici A e B	115,90
S. Jerônimo	248,31
<b>ÓLEO</b>	
Alegrete	564,57
Bahia I	430,19
Carioba	937,00
Igarapé	645,30
Nutepa	780,00
Petrolina	470,73
Piratininga 1 e 2	470,34
R. Silveira	523,35
S. Cruz	310,41
Termocabo	470,73
<b>DIESEL</b>	
S. Tiaraju	541,93
Altos	503,03
Aracati	503,03
Baturité	503,03
Brasília	1047,38
Camaçari	834,35
Campo Maior	503,03
Caucaia	503,03
Crato	503,03
Daía	547,71
Iguatu	503,03
Jaguarari	503,03
Juazeiro do Norte	503,03
Marambaia	503,03
M. Covas	634,03
Nazária	503,03
Pecém	503,03
S. Cruz Diesel	730,54
William Arjona	808,02
Xavantes	794,15



<b>USINA TÉRMICA</b>	<b>CUSTO VARIÁVEL</b>
	<b>(R\$/MWh)</b>
<b>GÁS</b>	
A. Chaves	77,46
Araucária	219,00
B. L. Sobrinho	139,23
C. Furtado	100,95
C. Jereissati	492,29
Camaçari	200,08
F. Gasparian	180,00
Fortaleza	80,65
G. L. Brizola - Leilão	117,87
G. L. Brizola - Teste	137,27
Juiz de Fora	150,00
L. C. Prestes	130,55
M. Covas	6,27
M. Lago	253,83
Norte Fluminense 1	31,01
Norte Fluminense 2	42,60
Norte Fluminense 3	74,40
Norte Fluminense 4	108,00
R. Almeida	105,78
Termopernambuco	70,16
Uruguaiana	138,60
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
<b>VAPOR</b>	
Piratininga 3 e 4	317,98
<b>BIOMASSA</b>	
Cocal	125,69
PIE-RP	136,63
<b>INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (*)</b>	
CIEN I – 240,81 MW (Argentina 1A)	44,45
CIEN I – 14,9 MW (Argentina 1B)	206,11
CIEN II – 131,82 MW (Argentina 2A , 2B e 2C)	53,07
CIEN II – 13,18 MW (Argentina 2D)	205,99

## **ANEXO IV – Limites de Transmissão**

As diretrizes e os limites a serem seguidos, para a operação do tronco de 750 kV, que interliga a usina de Itaipu aos sistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste e para a operação da malha em 500 kV que interliga os sistemas da Região Norte, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste são aqueles constantes das seguintes Instruções de Operação.

- IO-ON.SSE – Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-OC.SSE – Operação em Contingências da Interligação Sul/Sudeste/Centro Oeste
- IO-ON.NSE – Operação Normal da Interligação Norte/Sudeste-Centro Oeste
- IO-OC.NSE – Operação em Contingências da Interligação Norte/Sudeste-Centro
- IO-ON.NNE – Operação em regime normal da Região Norte/Nordeste
- IO-OC.NNE – Operação em Contingência da Região Norte/Nordeste
- IO-ON.SENE – Operação Normal da Interligação Sudeste-Centro Oeste/Nordeste
- IO-OC.SENE – Operação Normal da Interligação Sudeste-Centro Oeste/Nordeste

Destaca-se que para o estabelecimento das transferências de energia entre regiões foram considerados os limites de transmissão, a seguir indicados, considerando completo o sistema de transmissão que preservam as condições de segurança estabelecidas nos Procedimentos de Rede.

**Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo**

	<b>Pesada</b>	<b>Média</b>	<b>Leve</b>
Recebimento pelo Nordeste (RNE com Sudeste Exportador) (3)	3000 / 4000	2500 / 3900	2200 / 3500
Exportação Região SE para regiões N e NE (FMCCO +FSENE) (3)	4600 / 1000	4300 / 900	4550 / 1500
Recebimento pelo Nordeste (RNE com Norte Exportador)	4000	4000	3550
Exportação Região N para NE e SE/CO (FNE+FCOMC)	3650	3900	4100
Fluxo Nordeste (FNE com Norte Exportador) (1)	3200	3200	2800
Recebimento pelo Norte (-FNE – FCOMC)	1700	1700	1700
Exportação Região NE para regiões N e SE/CO (-RNE)	1900	2000	2100
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Norte Exportador	4000	4000	4000
Intercâmbio pela Norte/Sul – FNS (N - SE/CO) – Nordeste Exportador	1700	1700	1700
Recebimento pelo Sul (2)	4900	3700	5500
Recebimento pelo SE/CO	8900	8900	8900

(1) valores de referência, dado o cenário norte exportador.

(2) valores de referência.

(3) limites de RNE para máxima / mínima exportação sudeste.

## **Lista de figuras e tabelas**

### **Figuras**

<b>Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)</b>	<b>12</b>
<b>Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 02/08 a 08/08</b>	<b>18</b>
<b>Figura 4-1: Interligações entre regiões</b>	<b>25</b>

### **Tabelas**

<b>Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 08/08</b>	<b>11</b>
<b>Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/08</b>	<b>11</b>
<b>Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)</b>	<b>12</b>
<b>Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluyente por Região</b>	<b>14</b>
<b>Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)</b>	<b>15</b>
<b>Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)</b>	<b>16</b>
<b>Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluyente por Região</b>	<b>17</b>
<b>Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica</b>	<b>34</b>
<b>Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)</b>	<b>40</b>
<b>Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo</b>	<b>42</b>