



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE AGOSTO

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

ONS NT-3/079/2008

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE AGOSTO

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA
OPERATIVA DE 26/07 A 01/08/2008

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.	28
5	Previsão de Carga	30
5.1	Carga de Energia	30
5.2	Carga de Demanda	32
	Anexos	33
	Lista de figuras e tabelas	44

1 Introdução

Este documento apresenta os principais resultados do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Agosto/2008, para a semana operativa de 26/07 a 01/08/2008, 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 do PMO de agosto/08 indicaram, para a semana de 26/07 a 01/08/2008, 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, B. L. Sobrinho, G. L. Brizola, L. C. Prestes, Cocal e PIE-RP. 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, P. Médici A (indisponível, conforme declaração do Agente), P. Médici B, Uruguiana (indisponível, conforme declaração do Agente) e Charqueadas. Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco, 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 termoelétrica 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.

Usina	Disponibilidade Observada (MWmed)
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
Willian 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
TOTAL	8.426,18

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, 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 Jupirá - 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 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 01/08

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	73,7	56,4	72,5	75,9	77,1
Limite Inferior	73,1	54,6	72,3	75,9	77,1

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	66,9	49,3	60,7	61,1	59,0
Limite Inferior	63,6	40,8	60,0	61,0	59,0

Os resultados 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)

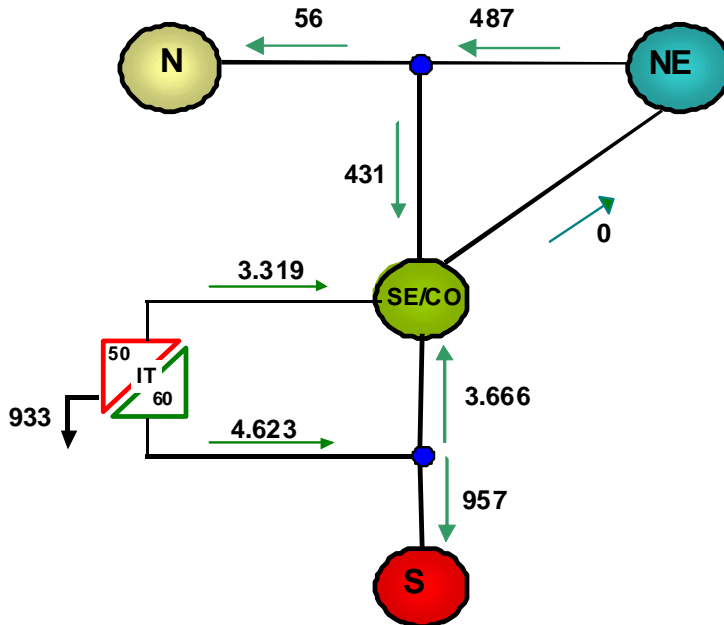


Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	144,70	144,70	144,70	144,70
Média	143,92	143,92	143,92	143,92
Leve	143,30	143,30	143,30	143,30

(*) 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, B. L. Sobrinho, G. L. Brizola, L. C. Prestes, Cocal e PIE-RP. 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, P. Médici A (indisponível, conforme declaração do Agente), P. Médici B, Uruguaiana (indisponível, conforme declaração do Agente) e Charqueadas. Na região Nordeste foram despachadas, em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco, 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 estáveis em relação ao verificado na semana em curso. A previsão é de ausência de precipitação. O valor previsto de Energia Natural Afluyente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 95% da MLT, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em leve ascensão em relação à semana corrente. A previsão é de ocorrência de valores significativos de precipitação nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu. Em termos de Energia Natural Afluyente, a previsão é de um valor de 53% da MLT para a próxima semana, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Nordeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se estáveis 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 66% MLT, sendo totalmente armazenável.

Para o subsistema Norte, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se estáveis 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 70% MLT, sendo armazenável 69% da MLT.

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

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

ENA Semanal - Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	18.767	4.860	2.655	1.591
% MLT	95	53	66	70
% MLT Armazenável	95	53	66	69

ENA Semanal – Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	15.052	1.561	2.335	1.481
% MLT	76	17	58	65
% MLT Armazenável	76	17	58	64

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 julho é de uma média de 101% da MLT, sendo armazenável 100%, 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 82% da MLT, sendo armazenável 81% da MLT.

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)

Bacias	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacia do Rio Grande	92	95	76	80
Bacia do Rio Paranaíba	101	110	82	95
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupia)	112	115	99	103
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	101	106	79	83
Paraíba do Sul	84	91	62	68

3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de julho é de 72% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que revela uma condição hidrológica ligeiramente 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 22% 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)

Bacias	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacia do Rio Iguaçu	56	74	17	21
Bacia do Rio Jacuí	79	72	39	35
Bacia do Rio Uruguai	42	71	9	18

3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de julho é de 69%, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico semelhante ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 61% 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 julho apresente uma média de 82% da MLT, sendo totalmente armazenável, valor semelhante ao verificado no mês anterior.

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

3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

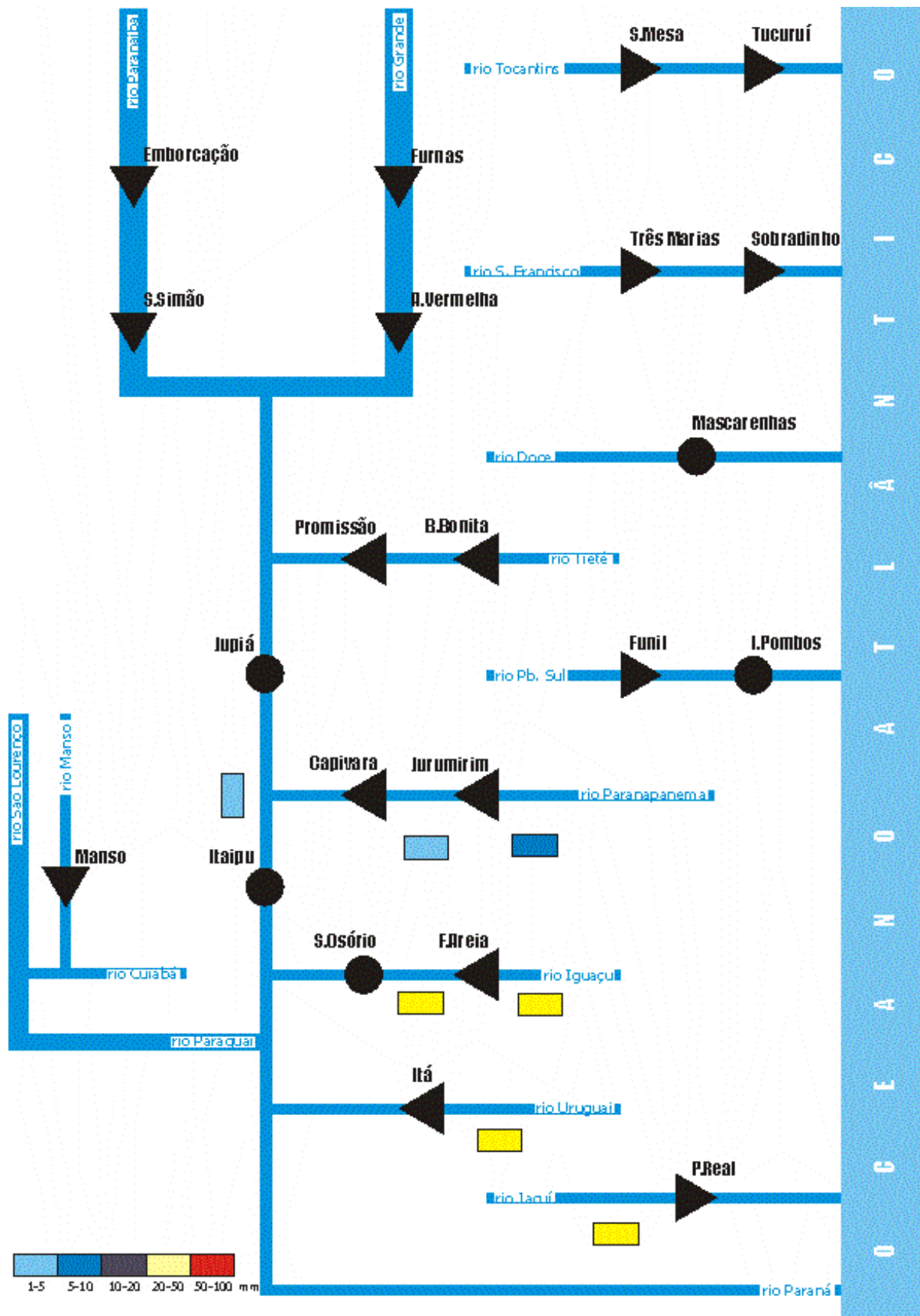
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

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

ENA Mensal – Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	17.082	6.164	2.440	1.369
% MLT	101	72	69	82
% MLT Armazenável	100	72	69	82

ENA Mensal - Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	13.853	1.871	2.164	1.256
% MLT	82	22	61	75
% MLT Armazenável	81	22	61	75

Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 26/07 a 01/08



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.

O fornecimento de energia para a região Sul será dimensionado em função do comportamento das afluições e do nível de armazenamento dos reservatórios das usinas localizadas nas bacias dos rios Uruguai e Iguaçu.

Os resultados do PMO de agosto/08 indicaram, para a semana de 26/07 a 01/08/2008, 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, B. L. Sobrinho, G. L. Brizola, L. C. Prestes, Cocal e PIE-RP. 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, P. Médici A (indisponível, conforme declaração do Agente), P. Médici B, Uruguiana (indisponível, conforme declaração do Agente) e Charqueadas. Na região Nordeste foram despachadas, em todos os patamares de carga, as UTEs Termopernambuco, 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 Itumbiara, Nova Ponte 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 UHEs Marimbondó 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 aflúências a UHE Itaipu. A geração da UHE Itaipu deverá ser dimensionada em função das aflúências 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. UHEs Ilha Solteira / Três Irmãos, sem provocar vertimento nas usinas de jusante;
9. UHE Itaipu, respeitando-se as restrições elétricas e operativas da usina;
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

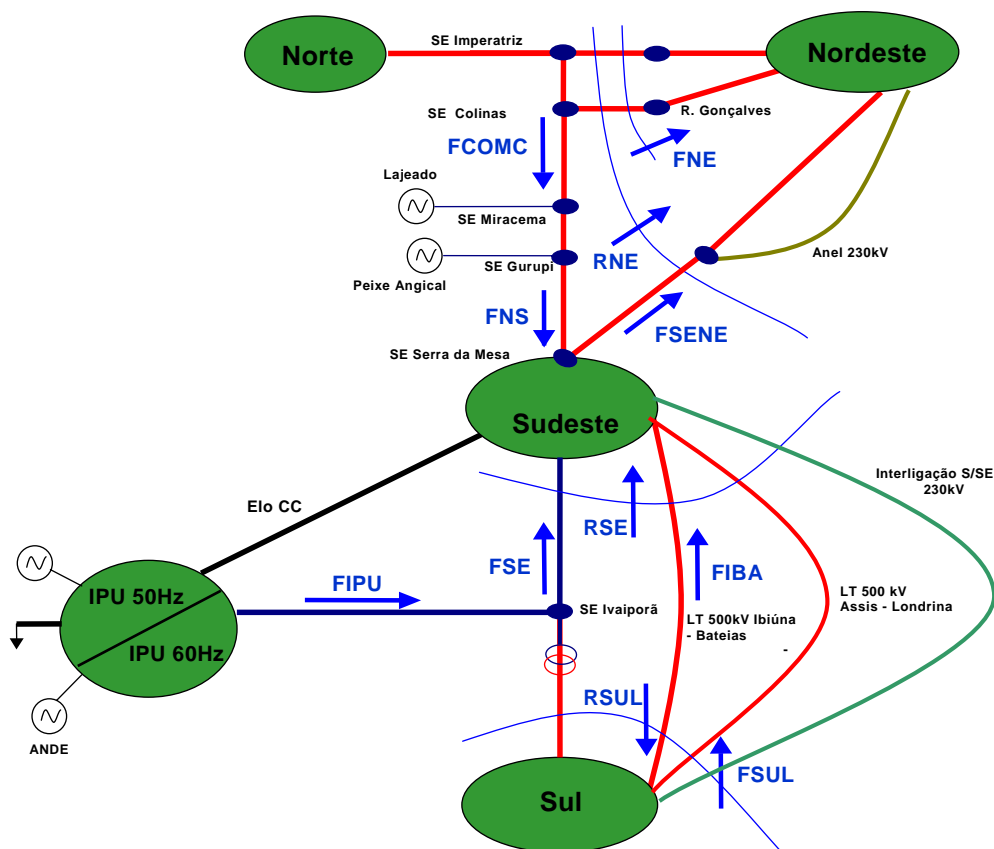
São indicadas as condições operativas dos diversos subsistemas do SIN, bem como as diretrizes que deverão ser seguidas pela Operação em Tempo Real, durante a execução de intervenções programadas na Rede de Operação, em consonância com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede. As intervenções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

Pólo 3 Foz Iguaçu 50 Hz / Ibiúna das 07h00min às 17h00min do dia 27/07

A intervenção está programada para realização de manutenção corretiva. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter o fluxo abaixo do valor indicado:

Elo CC	3600 MW
--------	---------

LI 66 kV Margem Direita / Foz Iguaçu 50 Hz das 06h00min às 17h00min do dia 27/07

A intervenção está programada para realização de substituição de cabo pára-raios. Durante esta intervenção haverá risco de perda de um bipolo. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter os fluxos abaixo do valor indicado nos períodos de carga leve:

Elo CC	4800 MW
RSE	6100 MW

TCSC 1 da SE Serra da Mesa das 06h45min do dia 30/07 às 17h00min do dia 03/08

A intervenção está programada para execução de melhorias nos sistemas de proteção e controle pelo fabricante. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter o fluxo abaixo do valor indicado:

FNE	2800 MW
-----	---------

Barra 4B da SE Bauru 440 kV das 04h30min às 17h00min dos dias 26 e 27/07

A intervenção será realizada para possibilitar montagem de novas seccionadoras e lançamento de cabos, como parte das obras para a entrada do 3º TR 440/138 kV da SE Bauru. Durante esta intervenção, a referida SE estará operando com a configuração operativa na sétima modalidade. De forma a garantir a segurança do SIN, recomenda-se que a geração seja igual ou inferior aos valores indicados a seguir:

	Carga leve	Carga Média
Porto Primavera + Taquaruçu + Capivara	2200 MW	2400 MW
Jupia + T. Irmãos	1400 MW	1600 MW
I. Solteira	2100 MW	2700 MW
Água Vermelha	1000 MW	1200 MW

LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas das 00h00min às 17h00min do dia 27/07

O desligamento será realizado para entrada em operação do reator manobrável na extremidade da linha em Serra da Mesa.

Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter os fluxos abaixo dos valores indicados:

RNE	2800 MW
FNE	2000 MW
Exportação pelo sudeste	3500 MW

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

Barra 88 kV 4 da SE Milton Fornasaro das 00h00min às 15h00min do dia 20/07 e das 00h00min às 02h45min do dia 27/08

Barra 88 kV 3 da SE Milton Fornasaro das 15h00min do dia 27/07 às 06h30min do dia 28/07

A intervenção está programada para acoplamento dos novos trechos de barra referentes ao novo bay Remédios C-2. No período, a perda da outra barra de 88 kV da SE Milton Fornasaro acarreta interrupção de toda a carga atendida por aquela subestação.

Disjuntor 88 kV 27F da SE Edgard de Souza das 06h30min do dia 25/07 às 16h30min do dia 27/07

A intervenção está programada para substituição dos seccionadores do disjuntor de paralelo das barras de 88 kV. No período, o setor de 88 kV da SE Edgard de Souza ficará operando por uma única barra, em cuja perda haverá interrupção das cargas atendidas por aquela subestação.

Proteção diferencial das Barras 3 e 4 – 88 kV da SE Sul das 00h00min às 01h30min do dia 30/07

Proteção diferencial das Barras 5 e 6 – 88 kV da SE Sul das 01h30min às 03h00min do dia 30/07

As intervenções estão programadas para implantação de supervisão para o projeto SINOCON. No período, a perda de barra de 88 kV da SE Sul implica perda de parte das cargas atendidas por aquela subestação.

Proteção diferencial das Barras 1 e 2 – 345 kV da SE Sul das 00h00min às 01h30min do dia 31/07

Disjuntor 800 de interligação de barras de 345 kV da SE Sul das 01h30min às 06h30min do dia 31/07

As intervenções estão programadas para implantação de supervisão para o projeto SINOCON. No período, a perda de barra de 345 kV da SE Sul implica perda de toda a carga atendida por aquela subestação.

LT 345 kV Baixada Santista - Sul das 00h00min às 06h30min do dia 01/08

As intervenções estão programadas para implantação de supervisão para o projeto SINOCON. No período, a perda da LT 345 kV Embu Guaçu - Sul implica perda de toda a carga atendida por aquela subestação.

LT 345 kV Embu Guaçu - Sul das 00h00min às 06h30min do dia 02/08

As intervenções estão programadas 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 por aquela subestação.

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 julho, onde são visualizados os valores verificados na quarta semana, bem como o valor verificado até o dia 24. São apresentadas também as previsões consideradas para o PMO de agosto. Estes valores são exibidos, por subsistema, na Tabela 5.1-1.

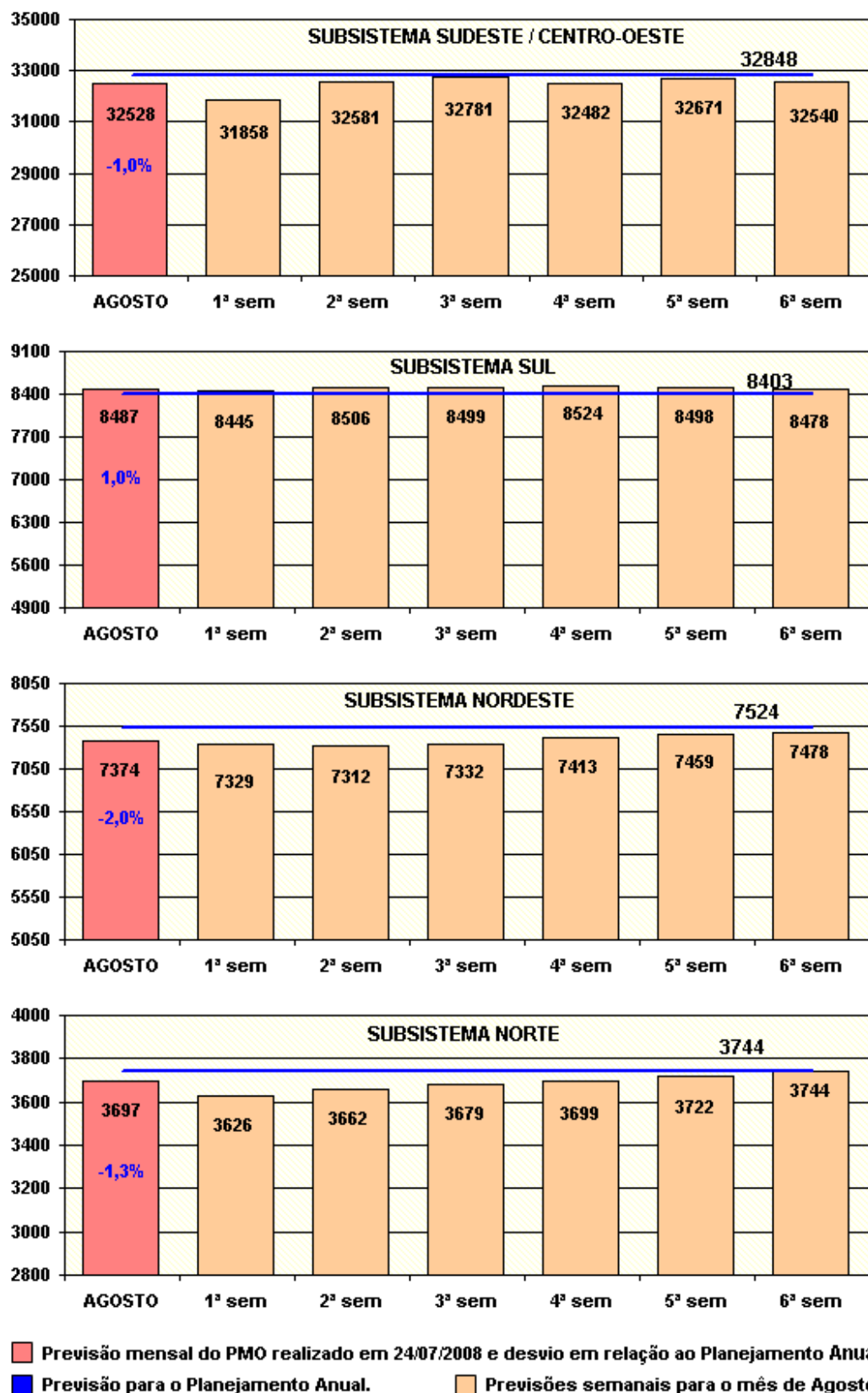
Para a semana a previsão de carga de energia é de 31.858 MW médios no subsistema SE/CO e 8.445 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior as previsões de carga indicam decréscimos de 1,2% para o SE/CO e 0,3% para o Sul. A carga verificada até o dia 24 de julho de 31.737 MW médios para o SE/CO e de 8.452 MW médios para o Sul, significam respectivamente, decréscimos de 0,8% e 1,3% em relação a junho. A carga prevista para o PMO de agosto indica acréscimos de 2,5% para o SE/CO e de 0,4% para o Sul, em relação ao valor verificado no mês anterior.

A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 7.329 MW médios e no Norte 3.626 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam acréscimo de 2,2% para o subsistema Nordeste e decréscimo de 1,2% para o subsistema Norte. Em julho, a carga verificada até o dia 24, de 7.205 MW médios para o Nordeste e 3.646 MW médios para o Norte quando comparada à carga verificada em junho, indicam acréscimos de 0,4% para o subsistema Nordeste e decréscimo de 0,5% para o Norte. As previsões de carga para o PMO de agosto sinalizam, respectivamente, acréscimos de 2,3% e 1,4% para os subsistemas Nordeste e Norte em relação ao verificado no mês anterior.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	19jul a 25jul		Desvio (%)	26jul a 01/ago		JUL/08	AGO/08	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado(*)		Previsto	Cresc. (%)	Verificado(*)	PMO	
S	8.399	8.472	0,9	8.445	-0,3	8.452	8.487	0,4
SE/CO	31.983	32.232	0,8	31.858	-1,2	31.737	32.528	2,5
N	3.587	3.669	2,3	3.626	-1,2	3.646	3.697	1,4
NE	7.309	7.168	-1,9	7.329	2,2	7.205	7.374	2,3

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 19 a 25/07 e as previsões para a semana de 26/07 a 01/08.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na quinta-feira, dia 31/07, com valor em torno de 41.000 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 11.500 MW, devendo ocorrer na mesma quinta-feira. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 52.300 MW, devendo ocorrer no período entre 19h00min e 20h00min também da mesma quinta-feira, conforme apresentado na Tabela 5.2-1 a seguir.

No Subsistema Nordeste, a demanda máxima semanal deverá ocorrer na sábado, 26/07 com valor em torno de 9.000 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.120 MW, devendo ocorrer no dia 30/07, quarta-feira. Para o Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, dia 26/07, entre 18h00min e 19h00min e deverá atingir valores da ordem de 12.800 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				
	19/jul a 25/jul		26/jul a 1/ago		
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)
S	11.600	11.350	-2,2	11.500	1,3
SE/CO	40.600	41.142	1,3	41.000	-0,3
N	4.160	4.100	-1,4	4.120	0,5
NE	8.900	9.041	1,6	9.000	-0,5
S/SE/CO	51.900	52.477	1,1	52.300	-0,3
N/NE	12.900	12.727	-1,3	12.800	0,6

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)	---	50	50	50	50
	J. Lacerda A2 (2 x 66 MW) (1) (2) (3)	(4)	---	---	33	113,7	114,2	116,9
	J. Lacerda B (2 x 131 MW) (1) (3)	(4)	(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	45	44,8	43,6
	P. Médici A (2 x 63 MW) (1) (2) (3)	---	---	---	0	---	---	---
	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 131MW)	(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 (1x 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)	---	---	---	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	170	170	170
	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	54	54	54
	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) (2) (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	53,3	53,3	53,3
Brizola - Leilão (8 x 110,6 MW + 1 x 173,8 MW) (6)	---	---	---	35,9	356	356	356	
BIOMASSA	Cocal (1 x 28,2 MW)	---	---	---	0	20	20	20
	PIE-RP (1 x 27,8 MW)	---	---	---	0	26	26	26
RESÍDUOS	Sol (2 x 98,26 MW)	---	---	---	150	150	150	150
VAPOR	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 das 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 a indisponibilidade da maior unidade geradora deste Complexo.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1 (unids. 1 e 2)	2 x 25 MW	1 x 25 MW	-
J.Lacerda A2 (unids. 3 e 4)	1 x 33 MW	2 x 33 MW	-
J.Lacerda B (unids. 5 e 6)	1 x 80 MW	-	-
J.Lacerda C (unid. 7)	-	-	-
Total	163 MW	91 MW	-

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 modulação de carga, o despacho programado para o Complexo de Jorge Lacerda corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	2 x 25 MW	2 x 25 MW	2 x 25 MW
J.Lacerda A2	1 x 33 MW	1 x 33 MW	1 x 33 MW
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	-	-	-
Total	163 MW	163 MW	163 MW

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 a melhoria do 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	2 x 45 MW	1 x 45 MW	-
J.Lacerda A2	1 x 60 MW	2 x 60 MW	-
J.Lacerda B	1 x 125 MW	-	-
J.Lacerda C	-	-	-
Total	275 MW	165 MW	-

Contudo, devido à impossibilidade das unidades geradoras das UTE Jorge Lacerda A1 e A2 realizarem modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme tabela a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
J.Lacerda A1	2 x 45 MW	2 x 45 MW	2 x 45 MW
J.Lacerda A2	1 x 60 MW	1 x 60 MW	1 x 60 MW
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	1 x 125 MW
J.Lacerda C	-	-	-
Total	275 MW	275 MW	275 MW

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, na condição de 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)	-	-	-
P. Médici B (unids. 3 e 4)	1 x 90 MW	1 x 90 MW	-
Total	90 MW	90 MW	-

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

Destaque-se que devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela abaixo.

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
Total	90 MW	90 MW	90 MW

De forma a atender as condições acima expostas, 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 para atendimento aos requisitos elétricos do estado do RS, 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	-
Total	280 MW	280 MW	-

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.

Devido à impossibilidade desta usina térmica efetuar modulação de carga, o despacho programado corresponderá ao maior valor indicado para quaisquer dos patamares de carga, conforme indicado na tabela abaixo.

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
Total	280 MW	280 MW	280 MW

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	75 MW	32 MW	-

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

ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para o PMO do mês de agosto/08, semana operativa de 26/07 a 01/08/2008.

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

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
NUCLEAR	
Angra 1	20,17
Angra 2	16,26
CARVÃO	
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
ÓLEO	
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
DIESEL	
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
Daia	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

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL
	(R\$/MWh)
GÁS	
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
Uruguiana	137,67
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
VAPOR	
Piratininga 3 e 4	317,98
BIOMASSA	
Cocal	125,69
PIE-RP	136,63
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS (*)	
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

	Pesada	Média	Leve
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

Figura 3-3: Transferência de energia entre subsistemas (MWmed)	12
Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 26/07 a 01/08	18
Figura 4-1: Interligações entre regiões	25

Tabelas

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 01/08	11
Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/08	11
Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)	12
Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluyente por Região	14
Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)	15
Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)	16
Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluyente por Região	17
Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica	35
Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)	41
Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo	43