



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE DEZEMBRO

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-3/143/2008

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE DEZEMBRO

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA
OPERATIVA DE 20/12 A 26/12/2008

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	6
3.1	Relacionados com a Operação Especial Hidroenergética	6
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	22
4.4	Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN	25
4.4.1	Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.	27
4.4.2	Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam em perda de grandes blocos de carga.	28
5	Previsão de Carga	31
5.1	Carga de Energia	31
5.2	Carga de Demanda	33
	Anexos	34
	Lista de figuras e tabelas	47

1 Introdução

Este documento apresenta os principais resultados da Revisão 3 do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Dezembro/2008, para a semana operativa de 20/12/2008 a 26/12/2008, 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 3 do PMO de dezembro/08 indicaram, para a semana de 20/12 a 26/12/2008, despacho de geração térmica por ordem de mérito de custo na região Sudeste/C.Oeste, em todos os patamares de carga, das UNEs Angra 1 e Angra 2 e das UTEs M. Covas (indisponível, conforme declaração do Agente), Aureliano Chaves (disponibilidade nula, conforme declaração do Agente e Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL), Colorado e Norte Fluminense 1, 2 e 3. 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). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco e Termofortaleza.

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-3-241-2008-Mensal de Dezembro 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.

No dia 11/08/2008 ocorreu a indisponibilidade de um dos bancos de transformadores 345/138 kV – 225 MVA da SE Campos, com previsão de retorno para o final do mês de dezembro. Durante sua indisponibilidade será necessário a adoção de medidas operativas de forma a controlar o carregamento nos transformadores remanescentes desta SE, que incluem a restrição no despacho da UTE Mario Lago, bem como o desligamento da LT 138 kV Cachoeiro do Itapemirim – Piúma e de um dos circuitos da LT 138 kV Campos – Cachoeiro do Itapemirim.

Durante a indisponibilidade da LT 525 kV Biguaçu - Blumenau C1, devido à queda de torres de transmissão, no dia 30/11/2008, deverão ser adotados os procedimentos operativos descritos na MOP/CNOS – 156/2008. Cabe ressaltar que, continua sem previsão de retorno enquanto as autoridades não liberarem o acesso à região do acidente.

As recomendações operativas para os períodos de Natal e Final de Ano estão descritas na NT - Procedimentos para a Operação do SIN durante o Final do Ano de 2008, ONS - RE-3-255/2008.

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.

Os montantes de energia de exportação/importação para os Sistemas Elétricos Uruguaios, 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.

Consubstanciado 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 Dezembro/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 Dezembro/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 31/10/2008, para todos os empreendimentos despachados por ordem de mérito, conforme informado na Carta ONS-0180/400/2008, emitida em 17/11/2008.

Usina	Disponibilidade Observada (MWmed)
M. Covas (Cuiabá)	119,35
G. L. Brizola (Termório)	388,99
M. Lago (Termomacaé)	885,30
L. C. Prestes (Três Lagoas)	22,94
Norte Fluminense	785,30
B. L.Sobrinho (Eletrobolt)	170,00
A. Chaves (Ibirité)	226,00
R. Almeida (FAFEN)	113,81
S. Tiaraju (Canoas)	153,00
Uruguaiana	462,55
Termopernambuco	142,72
P. Médici	446,00
J. Lacerda C	363,00
Angra 1	657,00
Angra 2	1.350,00
Araucária	232,63
F. Gasparian (Nova Piratininga)	386,08
Juiz de Fora	79,45
Willian Arjona	56,27
Piratininga	472,00
R. Silveira (Campos)	0,00
Termofortaleza	69,28
C. Furtado (Termobahia)	96,00
C. Jereissati (Termoceará)	242,00
Daia	44,30
Petrolina	136,20
Termocabo	49,73
Jaguarari	101,54
J. Lacerda A	232,00
J. Lacerda B	262,00
TOTAL	8.745,45

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 e Uruguaiana.

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 Jupiá - 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 Nova Ponte – Estreito (entrada em operação
prevista para 21/12)

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 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 Tucuruí - Marabá C2, C3 e C4
LT 500 kV Marabá – Açailândia C1 e C2
LT 500 kV Imperatriz – Colinas C1 e C2
LT 500 kV Marabá – Imperatriz C2

3.3 Relacionados com a Otimização Energética

Os resultados da Revisão 3 do PMO de Dezembro/2008 indicam os seguintes níveis de armazenamento:

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 26/12

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	52,3	79,5	37,7	28,9	19,6
Limite Inferior	50,2	75,3	36,1	28,3	19,6

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/12

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	54,2	77,6	37,2	32,0	23,8
Limite Inferior	50,4	70,6	34,5	30,5	23,8

Os resultados da Revisão 3 do PMO de Dezembro/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)

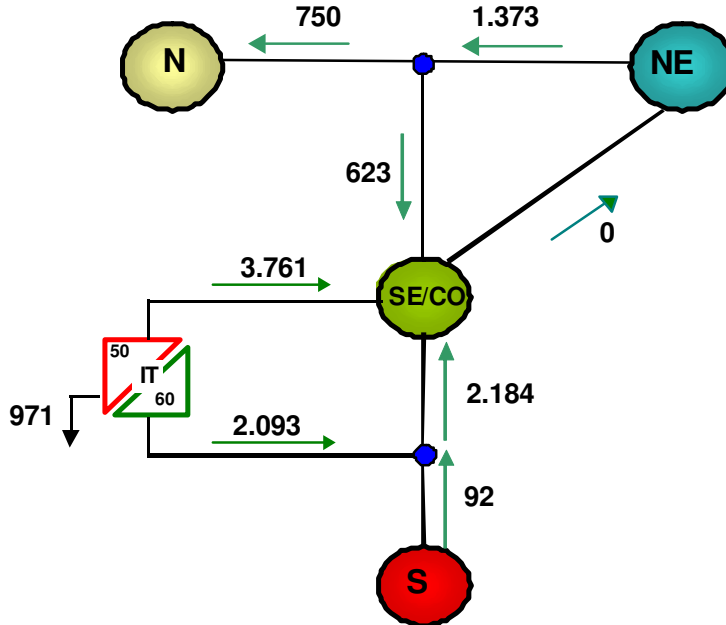


Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	92,51	92,51	92,51	92,51
Média	92,51	92,51	92,51	92,51
Leve	91,98	91,98	91,98	91,98

(*) 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), Colorado e Norte Fluminense 1, 2 e 3. 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). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco e Termofortaleza.

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

- LT 500 kV Nova Ponte – Estreito (21/12)
- LT 230 kV Biguaçu – Desterro (21/12)
- TR-1 230/138 kV Desterro (21/12)
- LT 230 kV Goiânia 2 - Bandeirantes (20/12 e 21/12)
- UG-1 e UG-2 da UTE Goiânia 2 (20/12 a 22/12)
- UG-1 da UHE 14 de Julho (17/12 a 31/12)

3.5 Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos

- TR-7 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 08/01/2009)
- TR-2 345/138 kV – 225 MVA de Campos (até 29/12/2008)
- Compensador Síncrono CS-2 de Brasília Geral (sem previsão)
- Compensador Síncrono CS-2 de Grajaú (até 03/01/2009)
- LT 525 kV Blumenau – Biguaçu C-1 (sem previsão)
- TR-2 500/138 kV Itajubá (até 20/01/2009)

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 ascensão em relação às verificadas na semana em curso. A previsão é de permanência de valores significativos de precipitação nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e no alto São Francisco devido a atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul. O valor previsto de Energia Natural Afluyente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 108% da MLT, sendo armazenável 106% da MLT.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se estáveis em relação à semana corrente. A previsão é de ocorrência de chuva fraca na bacia do rio Iguaçu e em pontos isolados da bacia do rio Uruguai. Em termos de Energia Natural Afluyente, a previsão é de um valor de 83% 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. A previsão é de ocorrência de chuvisco no trecho incremental a UHE Sobradinho. O valor esperado da ENA para a próxima semana é de 60% 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 de valores significativos de precipitação em toda a extensão da bacia do Tocantins-Araguaia. Em relação à média de longo termo, a previsão para a próxima semana é de um valor de ENA de 87% MLT, sendo totalmente armazenável.

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	42.577	5.238	6.209	4.112
% MLT	108	83	60	87
% MLT Armazenável	106	83	60	87

ENA Semanal – Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	23.397	2.561	3.555	3.166
% MLT	59	41	34	67
% MLT Armazenável	57	41	34	67

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 dezembro é de uma média de 85% da MLT, sendo armazenável 83% da MLT, o que representa um cenário hidrológico inferior 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 66% da MLT, sendo armazenável 64% 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 Afluente por Bacias (%MLT)

Bacias	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacia do Rio Grande	147	104	83	78
Bacia do Rio Paranaíba	119	86	60	64
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupia)	114	84	67	64
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	88	74	54	60
Paraíba do Sul	124	107	80	90

3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de dezembro é de 80% da MLT, sendo armazenável 78% da MLT, o que revela uma condição hidrológica bastante inferior 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 63% da MLT, sendo armazenável 62% da MLT.

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 Afluente por Bacias (%MLT)

Bacias	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacia do Rio Iguaçu	76	70	34	52
Bacia do Rio Jacuí	106	93	60	78
Bacia do Rio Uruguai	85	90	45	74

3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de dezembro é de 64%, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico superior ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 55% 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 dezembro apresente uma média de 88% da MLT, sendo totalmente armazenável, valor superior ao verificado no mês anterior.

Em relação ao limite inferior, a previsão indica 78% da MLT, sendo totalmente armazenável.

3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

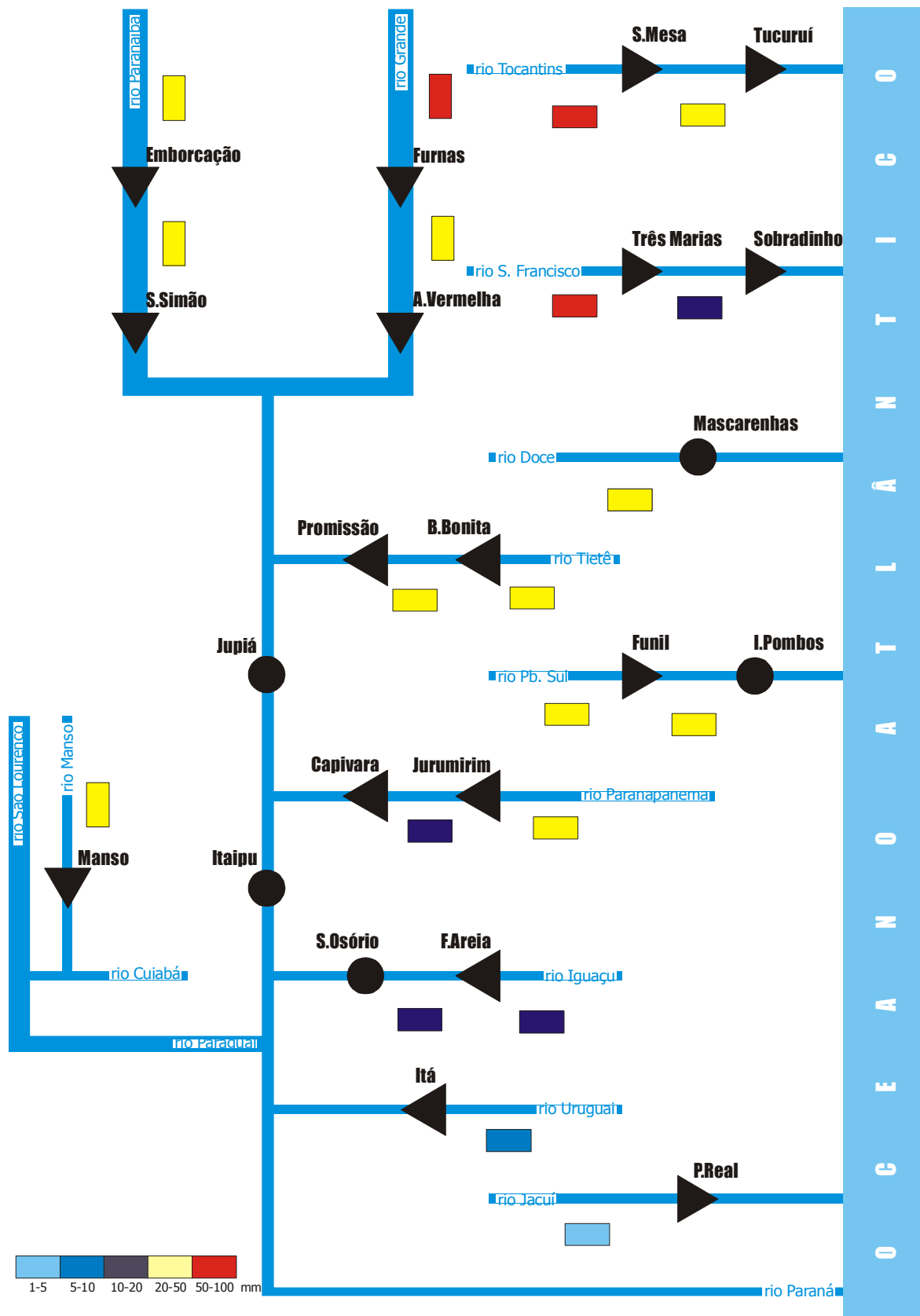
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

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

ENA Mensal – Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	33.649	5.070	6.671	4.157
% MLT	85	80	64	88
% MLT Armazenável	83	78	64	88

ENA Mensal - Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	25.953	3.972	5.678	3.696
% MLT	66	63	55	78
% MLT Armazenável	64	62	55	78

Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 20/12 a 26/12



4 Diretrizes para a Operação Eletroenergética

4.1 Diretrizes para transferências de energia entre regiões:

Em função da reversão do quadro hidrológico na UHE Tucuruí, sua geração deverá ser explorada no máximo de sua disponibilidade, em todos os períodos de carga.

Na região Sul, as disponibilidades energéticas das usinas das bacias dos rios Iguçu, Uruguai e Jacuí serão exploradas ao máximo prioritariamente nos períodos de carga média e pesada. Desta forma, após o atendimento da carga da região, os excedentes energéticos deverão ser transferidos para a região SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes.

A geração da UHE Itaipu será dimensionada em função das aflúncias ao seu reservatório, sendo suas disponibilidades energéticas exploradas prioritariamente nos períodos de carga média / pesada e, transferidas para as regiões SE/CO, respeitando-se os limites elétricos vigentes e as restrições operativas da usina.

Depois de exploradas as disponibilidades energéticas das regiões Norte e Sul, a transferência de energia para a região Nordeste será dimensionada em função das disponibilidades energéticas da região SE/CO.

Os resultados da Revisão 3 do PMO de dezembro/08 indicaram, para a semana de 20/12 a 26/12/2008, 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), Colorado e Norte Fluminense 1, 2 e 3. 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). Na região Nordeste, foram despachadas em todos os patamares de carga as UTEs Termopernambuco e Termofortaleza.

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 será utilizada prioritariamente. 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: Atualmente o nível de armazenamento das UHEs Marimondo e Água Vermelha encontram-se bastante reduzidos. Para não limitar a exploração da geração dessas usinas, a política de operação energética indica a necessidade de uma maior afluência a esses reservatórios. A geração das UHEs Furnas, Mascarenhas de Moraes será utilizada prioritariamente, sendo a geração das UHEs Marimondo e Água Vermelha utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste, nessa ordem de prioridade.

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

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

Bacia do Rio Paraná: A geração da UHE Itaipu será dimensionada em função das aflúncias ao seu reservatório, sendo suas disponibilidades energéticas exploradas prioritariamente nos períodos de carga média / pesada e, transferidas para as regiões SE/CO. A geração das UHEs Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia e Porto Primavera será utilizada para fechamento do balanço energético da região Sudeste/C.Oeste.

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 fechamento do balanço energético da região Nordeste, sendo utilizada prioritariamente os recursos energéticos da UHE Itaparica, tendo em vista o volume de espera a ser alocado em seu reservatório.

Bacia do Rio Tocantins: A geração da UHE Tucuruí deverá ser explorada no máximo de sua disponibilidade, em todos os períodos de carga.

Bacias da Região Sul: A geração das usinas das bacias dos rios Uruguai, Iguaçu e Jacuí será explorada ao máximo prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo os excedentes energéticos transferidos para as regiões SE/CO. Depois de utilizados estes recursos, a geração nas usinas das bacias dos rios Capivari e Passo Fundo, deverá ser explorada para o fechamento do balanço energético da região.

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 Tucuruí;
2. UHE Peixe Angical, respeitando-se as restrições operativas da usina;
3. UHE GNB;
4. UHE GJR, Salto Osório e Salto Santiago, nesta ordem de prioridade;
5. UHEs Barra Grande, Machadinho e Itá;
6. UHE GBM;
7. UHEs da bacia do rio Jacuí, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
8. UHE Capivara;
9. UHE GPS;
10. UHEs Mascarenhas de Moraes e Furnas;
11. UHEs Jurumirim e Chavantes, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
12. UHE Nova Ponte, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
13. Usinas da bacia do rio Tietê, respeitando-se as restrições operativas dos reservatórios e sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
14. UHE Marimbondo;
15. UHE Água Vermelha;
16. UHE São Simão;
17. UHE Itumbiara, sem provocar vertimentos na usina de jusante;
18. UHEs Ilha Solteira / Três Irmãos, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
19. UHE Itaipu, respeitando-se as restrições elétricas e operativas da usina;
20. UHE Emborcação;
21. UHE Passo Fundo;
22. Região Nordeste;
23. UHE Serra da Mesa;
24. UHE Campos Novos.

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. UHE GNB;
2. UHEs GJR, Salto Osório e Salto Santiago, nesta ordem de prioridade;
3. UHEs Barra Grande, Machadinho e Itá;
4. UHE GBM;
5. UHEs da bacia do rio Jacuí, sem provocar vertimento nas usinas de jusante;
6. UHE GPS;
7. Explorar disponibilidade da Região SE/CO;
8. UHE Passo Fundo;
9. UHE Campos Novos (OBS: Na ocorrência de variações negativas de carga ou acréscimo de recursos de geração na operação em tempo real, a geração desta usina não deverá ser alterada, sendo esta usina a última na ordem de prioridade);

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 margens de regulação alocadas nas UHEs do CAG, respeitando-se os limites elétricos vigentes; e elevar a geração na seguinte ordem de prioridade:

1. UHE L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
2. Sincronizar uma unidade geradora da UHE Paulo Afonso IV, que esteja parada por conveniência operativa;
3. Sincronizar uma unidade geradora na UHE Itapebi, que esteja parada por conveniência operativa;
4. Sincronizar uma unidade geradora da UHE L.Gonzaga, que esteja parada por conveniência operativa;
5. UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina;
6. UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
7. UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes;
8. Procurar explorar os recursos energéticos da região SE/CO.
9. Para atendimento das variações negativas de carga ou acréscimo de recursos na operação em tempo real, após esgotadas as margens de regulação alocadas nas UHEs do CAG, respeitando-se os limites elétricos vigentes procurar reduzir a geração na seguinte ordem de prioridade:
10. UHE's L.Gonzaga e Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
11. Retirar uma unidade geradora da UHE L.Gonzaga, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
12. Retirar uma unidade geradora da UHE Paulo Afonso IV, respeitando-se as restrições operativas da usina e folga de regulação;
13. Reduzir a geração da UHE Xingó, respeitando-se as restrições operativas da usina;
14. Reduzir a geração da UHE UHE Sobradinho, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.
15. Reduzir a geração da UHE UHE Boa Esperança, respeitando-se as restrições operativas da usina e os limites elétricos vigentes.
16. Retirar unidades geradoras da UHE Paulo Afonso 123/UHE Apolônio Sales, respeitando-se as restrições operativas destas usinas.

4.4 Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN

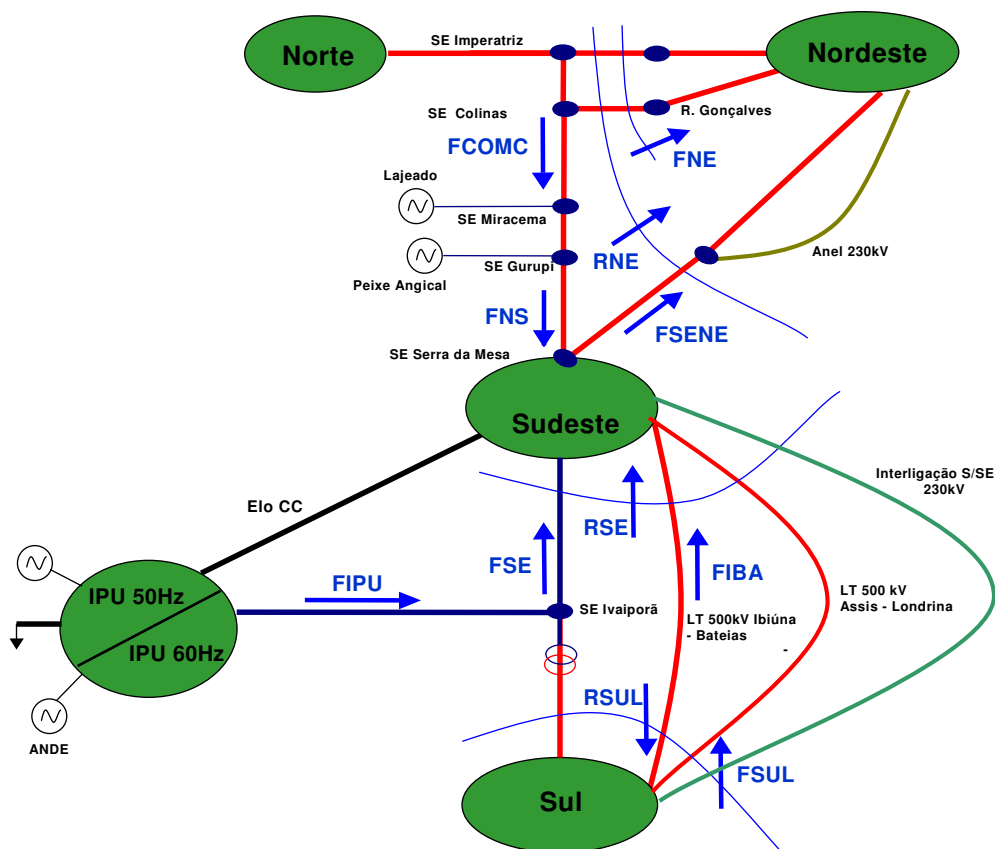
São indicadas as condições operativas dos diversos subsistemas do SIN, bem como as diretrizes que deverão ser seguidas pela Operação em Tempo Real, durante a execução de intervenções programadas na Rede de Operação, em consonância com os critérios definidos nos Procedimentos de Rede. As intervenções 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 – Somatório dos fluxos de potência ativa nas LTs 500 kV Gurupi – Serra da Mesa e Peixe 2 – Serra da Mesa 2, no sentido da SE Gurupi e Peixe 2 para a SE Serra da Mesa e Serra da Mesa 2, medido na SE Gurupi e Peixe 2.

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 – 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.

LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres das 08h30min às 13h30min do dia 21/12

O desligamento será realizado para permitir adequação do religamento automático da LT, correção de vazamento de óleo e substituição de espaçadores. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se limitar o Recebimento pelo Nordeste e a Exportação Sudeste nos valores indicados:

RNE	2500 MW
EXP_SE	4500 MW

Filtro ZRA Foz Iguaçu 50 Hz das 07h00min às 18h00min do dia 21/12

A intervenção está programada para realização de manutenção corretiva. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter o fluxo no elo de corrente contínua abaixo do valor indicado:

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

DJ 765 kV 2846 da SE Ivaiporã das 07h30min às 18h00min do dia 08/12 ao dia 31/12

A intervenção, com periodicidade diária, está programada para substituição do disjuntor. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se respeitar as restrições de geração abaixo:

Nº Unidades Geradoras Itaipu 60 Hz	FIPU (MW)
9	4600 < FIPU < 5200
8	4300 < FIPU < 4900
7	FIPU < 4500
6	FIPU < 4000

LT 440 kV Assis - Taquaruçu das 07h00min às 13h30min do dia 21/12

A intervenção será realizada para ensaios do esquema de religamento automático da LT 440 kV Assis – Taquaruçu. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se atender a restrição de geração abaixo:

Porto Primavera + Taquaruçu + Capivara < 1400 MW
--

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

Barra 5 – 88 kV da SE Baixada Santista e LT 88 kV Henry Borden – Baixada Santista C-1 das 04h30min às 17h00min do dia 21/12

A intervenção será realizada para conclusão de manutenção em chave seccionadora. No período, contingências que levem ao desligamento de barra de 88 kV da SE Baixada Santista acarretarão interrupção das cargas atendidas por aquela SE, bem como das cargas conectadas ao longo da LT 88 kV Henry Borden – Baixada Santista.

Disjuntor 24-2 – 88 kV da SE Nordeste das 08h30min às 15h30min do dia 21/12

Esta intervenção destina-se a manutenção preventiva do disjuntor e durante sua realização o setor de 88 kV da SE Nordeste irá operar em barra única. Em caso haja falta na barra de 88 kV haverá corte das cargas atendidas por aquela SE.

LT 345 kV Adrianópolis – Itutinga e Barra A – 345 kV da SE Adrianópolis das 07h00min às 17h00min do dia 21/12

O desligamento está programado para manutenção corretiva. No período, o setor de 345 kV da SE Adrianópolis irá operar em configuração de barra simples e a perda desta barra resultará em corte de carga por subtensão na região de Niterói e São Gonçalo.

LT 230 kV Coxipó – Nobres C1 das 08h00min às 12h30min do dia 21/12

O desligamento está previsto para realização de testes de religamento monopolar nos disjuntores da LT. No período, as cargas da região norte do Mato Grosso ficarão alimentadas pela UHE Manso e pelas PCHs da área. Ocorrendo a perda da UHE Manso, haverá rejeição das cargas da região norte do Mato Grosso.

Barras de 230 kV da SE Bandeirantes das 00h00min às 17h00min do dia 19/12 ao dia 21/12

Os desligamentos estão programados para realização de testes de energização da LT 230 kV Bandeirantes – Goiânia 2. No período, o setor de 230 kV da SE Bandeirantes irá operar em configuração de barra simples e a eventual perda desta barra implicará interrupção das cargas da CELG nas regiões de Anhanguera, Xavantes e Goiânia Leste.

Disjuntor 874 – 345 kV da SE Brasília Sul das 08h00min às 13h30min do dia 21/12

O desligamento destina-se à realização de manutenção preventiva no disjuntor. No período, o setor de 345 kV da SE Brasília Sul irá operar em configuração de barra simples e a eventual perda desta barra implicará interrupção das cargas da CEB e CELG na região de Brasília.

Disjuntor 07 – 230 kV da SE Coxipó das 13h00min às 16h30min do dia 21/12

Durante este desligamento, que está programado para energização e testes do disjuntor da LT 230 kV Coxipó – Nobres, após substituição, o setor de 230 kV da SE Coxipó irá operar em configuração de barra simples e, na eventualidade da perda da barra de 230 kV, ocorrerá desligamento das cargas da Cemat na região de Cuiabá.

LT 230 kV Recife II – Pirapama II 04C1 das 08h00min às 16h20min do dia 21/12

A intervenção está programada para manutenção corretiva e correção de ponto quente em chave seccionadora na SE Recife II. No período, em caso de contingência do circuito remanescente haverá a interrupção das cargas da SE Pirapama.

LT 230 kV Mirueira – Goianinha 04C7 das 07h45min às 09h15min do dia 21/12

A intervenção está programada para correção de ponto quente em bobina na SE Mirueira. No período, em caso de perda dos dois circuitos da LT 230 kV Recife II – Goianinha, que compartilham as mesmas estruturas, espera-se corte de cargas na SE Mussuré II.

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 dezembro, onde são visualizados os valores verificados nas três primeiras semanas e a revisão das previsões da 4ª e 5ª 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 28.800 MW médios no subsistema SE/CO e 7.850 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior, as previsões de carga indicam decréscimos de 3,5% para o subsistema SE/CO e de 9,7% para o subsistema Sul. Com a revisão das projeções da 4ª e 5ª semana de dezembro (revisão 3), estima-se para o fechamento do mês, uma carga de 29.940 MW médios para o SE/CO e de 8.489 MW médios para o Sul. Estes valores se comparados à carga verificada em novembro indicam decréscimos de 6,1% para o subsistema SE/CO e 2,8% para o subsistema Sul.

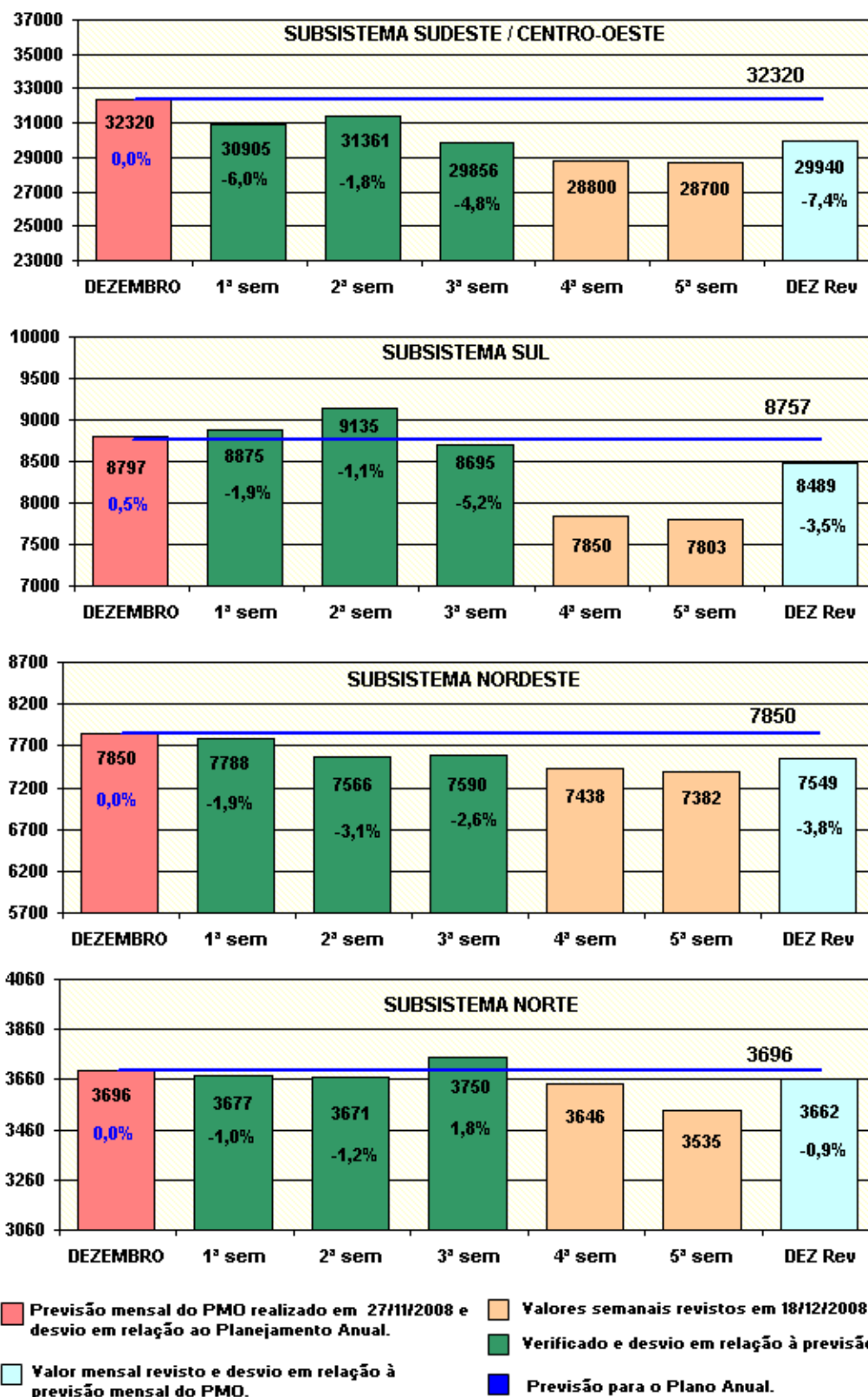
A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 7.438 MW médios e no Norte 3.646 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam decréscimos de 2,0% para subsistema Nordeste e 2,8% para o subsistema Norte. Com a revisão das projeções da 4ª e 5ª semana de dezembro (revisão 3), está sendo estimado para o fechamento do mês uma carga de 7.549 MW médios para o Nordeste e 3.662 MW médios para o Norte. Estes valores se comparados à carga verificada em novembro sinalizam decréscimos de 5,6% para o subsistema Nordeste e 1,5% para o subsistema Norte.

Os decréscimos de carga previstos para a próxima semana estão associados à ocorrência do feriado de Natal, dia 25/12.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	13/dez	a	19/dez	20/dez a 26/dez		NOV/08	DEZ/08	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)	Verificado	Revisão 3	
S	9.169	8.695	-5,2	7.850	-9,7	8.731	8.489	-2,8
SE/CO	31.346	29.856	-4,8	28.800	-3,5	31.890	29.940	-6,1
N	3.683	3.750	1,8	3.646	-2,8	3.718	3.662	-1,5
NE	7.793	7.590	-2,6	7.438	-2,0	7.996	7.549	-5,6

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 13 a 19/12 e as previsões para a semana de 20 a 26/12.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na segunda-feira, 22/12, com valor em torno de 34.000 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 10.200 MW, devendo ocorrer também nessa segunda-feira. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 44.000 MW, devendo ocorrer no período entre 19h00min e 20h00min da mesma segunda-feira conforme apresentado Tabela 5.2-1 a seguir.

No Subsistema Nordeste, a demanda máxima semanal deverá ocorrer no sábado, dia 20/12, com valor em torno de 9.100 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.100 MW, devendo ocorrer na segunda-feira, dia 22/12. No Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, dia 20/12, entre 18h00min e 19h00min, e deverá atingir valores da ordem de 13.000 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				
	13/dez a 19/dez		Desvio (%)	20/dez a 26/dez	
	Previsto	Verificado		Previsto	Cresc. (%)
S	10.700	10.361	-3,2	10.200	-1,6
SE/CO	37.000	35.334	-4,5	34.000	-3,8
N	4.100	4.170	1,7	4.100	-1,7
NE	9.200	9.190	-0,1	9.100	-1,0
S/SE/CO	47.400	45.930	-3,1	44.000	-4,2
N/NE	13.100	13.263	1,2	13.000	-2,0

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) (3)	---	---	---	0	---	---	---
	J. Lacerda B (2 x 131 MW) (1) (3)	(4)	(4)	---	80	80	80	80
	J. Lacerda C (1 x 363 MW) (3)	(4)	(4)	---	180	180	180	180
	Charqueadas (4 x 18 MW) (3)	---	---	---	35	35	35	35
	P. Médici A (2 x 63 MW) (2) (3)	(4)	(4)	(4)	43	43	43	43
	P. Médici B (2 x 160 MW) (2) (3)	(4)	(4)	---	100	100	100	100
	S. Jerônimo (2 x 5 + 1 x 10 MW) (2) (3)	---	---	---	7	7	7	7
Figueira (2 x 10 MW) (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)	---	---	---	0	---	---	---
	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)		RAZAO 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	--	--	--
	Uruguiana (2 x 187,65 + 1 x 264,6 MW) (6)	(4)	(4)	--	0	--	--	--
	A. Chaves (1 x 150 MW + 1 x 76 MW) (6)	--	--	--	0	--	--	--
	C. Jereissati (4 x 55 MW) (2) (6)	--	--	--	0	--	--	--
	R. Almeida (3 x 27,3 MW + 1 x 56MW) (2) (6)	--	--	--	0	--	--	--
	Araucária (3 x 161,5 MW) (6)	--	--	--	0	--	--	--
	C. Furtado (1 x 186 MW) (6)	--	--	--	0	--	--	--
	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	--	--	--
	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) (6)	--	--	--	35,9	35,9	35,9	35,9	
Jesus Soares Pereira (2 x 183,96)	--	--	--	0	--	--	--	
BIOMASSA	Cocal (1 x 28,2 MW)	--	--	--	0	--	--	--
	PIE-RP (1 x 27,8 MW)	--	--	--	0	--	--	--
	Colorado (1 x 38 MW)	--	--	--	22	22	22	22
RESÍDUOS	Sol (2 x 98,26 MW)	--	--	--	120	120	120	120
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 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 e ocorrência de sobrecarga na LT 138 kV Itajaí – Itajaí Fazenda quando da contingência ou indisponibilidade da LT 230 kV Blumenau – Palhoça, bem como evitar a ocorrência de sobrecarga, em regime normal de operação, na LT 230 kV Caxias 5 – Farroupilha. Considera-se ainda 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	-	-
J.Lacerda B (unids. 5 e 6)	-	1 x 80 MW	-
J.Lacerda C (unid. 7)	1 x 180 MW	1 x 180 MW	-
Total	263 MW	285 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.

Contudo, 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	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 180 MW	1 x 180 MW	1 x 180 MW
Total	285 MW	285 MW	285 MW

Porém, pelo fato das máquinas da UTE J. Lacerda B e C poderem realizar modulação de carga, sua geração poderá variar ao longo do dia.

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	2 x 45 MW	1 x 45 MW	-
J.Lacerda A2	1 x 60 MW	-	-
J.Lacerda B	-	1 x 125 MW	-
J.Lacerda C	1 x 340 MW	1 x 340 MW	-
Total	490 MW	510 MW	-

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	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 125 MW	1 x 125 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 340 MW	1 x 340 MW	1 x 180 MW
Total	510 MW	510 MW	305 MW

Porém, pelo fato das máquinas da UTE J. Lacerda B e C poderem realizar modulação de carga, sua geração poderá variar ao longo do dia.

Igualmente, 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	2 x 25 MW	1 x 25 MW
P. Médici B (unids. 3 e 4)	1 x 90 MW	1 x 110 MW	-
Total	115 MW	160 MW	25 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.
As unidades 1 e 3 estarão em manutenção até o dia 31/12/2008.

Destaque-se que devido às manutenções das unidades 1 e 3 na UTE P. Médici, não será possível atender os requisitos mínimos de geração térmica para esta usina.

Desta forma, considerando as máquinas disponíveis e 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 43 MW	1 x 43 MW	1 x 43 MW
P. Médici B	1 x 100 MW	1 x 100 MW	1 x 100 MW
Total	143 MW	143 MW	143 MW

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 43 MW	1 x 43 MW	1 x 43 MW
P. Médici B	1 x 100 MW	1 x 100 MW	-
Total	143 MW	143 MW	43 MW

Obs: Valores de geração máxima nas unidades da UTE P. Médici limitados, por restrições operacionais: UG 1 = 55 MW, UG 2: 43 MW, UG 3: 120 MW e UG 4: 110MW.

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 43 MW	1 x 43 MW	1 x 43 MW
P. Médici B	1 x 100 MW	1 x 100 MW	1 x 100 MW
Total	143 MW	143 MW	143 MW

Uruguaiana:

O despacho mínimo por restrições elétricas definido para a UTE Uruguaiana visa evitar corte de carga na perda da LT 230 kV Dona Francisca – Santa Maria 3.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	224 MW (1G + 1V)	224 MW (1G + 1V)	-

Obs: Os valores da tabela são referenciais, podendo ser alterados em função da carga prevista no processo de Programação Diária. (G = unidade a gás / V = unidade à vapor) corresponde à configuração mínima de unidades geradoras sincronizadas.

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 a seguir.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	224 MW (1G + 1V)	224 MW (1G + 1V)	224 MW (1G + 1V)

Na hipótese de elevação de temperaturas e/ou indisponibilidade de equipamentos na região, poderá ser necessário despacho adicional na UTE Uruguaiana para atender aos requisitos elétricos do estado. Assim sendo, a tabela abaixo apresenta geração térmica referencial para a etapa de Programação Diária da Operação para os dias úteis dessa semana operativa.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	560 MW (2G + 1V)	560 MW (2G + 1V)	-

Outrossim, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função do comportamento da carga, nas etapas de Programação Diária da Operação e Operação em Tempo Real.

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 apresentado na tabela a seguir:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Uruguaiana	560 MW (2G + 1V)	560 MW (2G + 1V)	560 MW (2G + 1V)

Sepé Tiaraju:

Na etapa de Programação Diária da Operação, na hipótese de elevação de temperaturas e/ou indisponibilidade de equipamentos da região, poderá ser necessário despacho mínimo por restrições elétricas na UTE Sepé Tiaraju, nos dias úteis, de forma a atender aos requisitos elétricos da região.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Sepé Tiaraju	-	90 MW	-

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 apresentado na tabela a seguir:

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
Sepé Tiaraju	90 MW	90 MW	90 MW

Saliente-se que na ocorrência de temperaturas baixas, não será necessário despacho na UTE Sepé Tiaraju para atender aos requisitos elétricos do estado.

Outrossim, estes valores poderão ser ajustados, em base diária, em função do comportamento da carga, nas etapas de Programação Diária da Operação e Operação em Tempo Real.

William Arjona:

O valor de despacho mínimo por restrições elétricas na UTE William Arjona é o necessário para evitar violações inadmissíveis de tensão (corte de carga por atuação de ECE de subtensão) na ocorrência da contingência mais crítica, a da LT 230 kV Nova Porto Primavera – Imbirussu. Em função dos valores de carga previstos no estado do Mato Grosso do Sul, poderá ser necessária a sincronização de uma unidade na UTE William Arjona em determinados horários do patamar de carga média.

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

ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração da Revisão 3 do PMO do mês de Dezembro/08, semana operativa de 20/12/2008 a 26/12/2008.

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

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL (R\$/MWh)
NUCLEAR	
Angra 1	20,17
Angra 2	18,78
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. Médiçi 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
Piratinga 1 e 2	470,34
R. Silveira	523,35
S. Cruz	310,41
Termocabo	470,73
DIESEL	
S. Tiaraju	541,93
Altos	567,20
Aracati	567,20
Baturité	567,20
Brasília	1047,38
Camaçari	834,35
Campo Maior	567,20
Caucaia	567,20
Crato	567,20
Daia	617,58
Iguatu	567,20
Jaguarari	558,67
Juazeiro do Norte	567,20
Marambaia	567,20
M. Covas	634,03
Nazária	567,20
Pecém	567,20
S. Cruz Diesel	730,54
William Arjona	808,02
Xavantes	895,46

USINA TÉRMICA	CUSTO VARIÁVEL
	(R\$/MWh)
GÁS	
A. Chaves	77,46
Araucária	219,00
B. L. Sobrinho – TC	139,23
B. L. Sobrinho – Teste	149,67
C. Furtado	100,95
C. Jereissati	492,29
Camaçari	200,08
F. Gasparian	180,00
Fortaleza	80,65
G. L. Brizola – Leilão	118,32
G. L. Brizola – Teste	147,56
Jesus Soares Pereira	287,83
Juiz de Fora	150,00
L. C. Prestes	140,34
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	141,18
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
VAPOR	
Piratiñinga 3 e 4	317,98
BIOMASSA	
Cocal	127,65
PIE-RP	138,75
Colorado	36,00
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 20/12 a 26/12	18
Figura 4-1: Interligações entre regiões	26

Tabelas

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 26/12	11
Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/12	11
Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)	12
Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Aflente por Região	14
Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Aflente por Bacias (%MLT)	15
Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Aflente por Bacias (%MLT)	16
Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Aflente por Região	17
Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica	36
Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)	44
Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo	46