



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE OUTUBRO

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-3/110/2008

PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA PARA O MÊS DE OUTUBRO

SUMÁRIO EXECUTIVO

METAS E DIRETRIZES PARA A SEMANA
OPERATIVA DE 04/10 A 10/10/2008

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	10
3.2.1	Avaliada sob o Aspecto de Estabilidade	10
3.2.2	Avaliada sob o Aspecto de Controle de Tensão	10
3.3	Relacionados com a Otimização Energética	12
3.4	Relacionados com Testes para a Entrada em Operação de Novas Instalações	14
3.5	Relacionados com a indisponibilidade de longa duração de equipamentos	14
3.6	Análise do Resultado da Previsão Semanal de Vazões	15
3.7	Análise da Revisão da Previsão Mensal de Vazões	16
3.7.1	Regiões Sudeste/Centro-Oeste	16
3.7.2	Região Sul	16
3.7.3	Região Nordeste	17
3.7.4	Região Norte	17
3.8	Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema	18
4	Diretrizes para a Operação Eletroenergética	20
4.1	Diretrizes para transferências de energia entre regiões:	20
4.2	Diretrizes para operação energética das bacias	21
4.3	Diretrizes para atendimento das variações de carga em Tempo Real	23
4.4	Diretrizes Para a Segurança Operacional do SIN	26
4.4.1	Desligamentos que implicam em restrições mais significativas de geração e/ou intercâmbio entre subsistemas.	28
4.4.2	Expectativa de Perda de Confiabilidade - Desligamentos que implicam perda de grandes blocos de carga.	29
5	Previsão de Carga	30
5.1	Carga de Energia	30
5.2	Carga de Demanda	32
	Anexos	33
	Lista de figuras e tabelas	45

1 Introdução

Este documento apresenta os principais resultados da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de Outubro/2008, para a semana operativa de 04/10 a 10/10/2008, estabelecendo as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL. É importante ainda registrar que são também consideradas as restrições físico-operativas de cada empreendimento de geração e transmissão, bem como as restrições relativas aos outros usos da água, estabelecidos pela Agência Nacional de Águas – ANA.

2 Conclusões

2.1 Relacionadas ao atendimento Energético

Os resultados da Revisão 1 do PMO de outubro/08 indicaram, para a semana de 04/10 a 10/10/2008, 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, 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, Termofortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL).

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-3-178-2008-Mensal de Setembro 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 10/08/08 ocorreu a indisponibilidade por emergência do transformador nº 6 - 750/345 kV – 1500 MVA da SE Tijuco Preto, com previsão inicial de retorno para o dia 10/10/2008. Durante a indisponibilidade deste transformador, estudos realizados mostraram que em função do carregamento nas unidades remanescentes a perda de mais uma unidade poderá resultar na atuação conjunta das Lógicas 9 e 9 provisória, com corte de 4 ou 5 unidades geradoras de Itaipu 60 Hz. Considerando a atuação dessas lógicas houve elevação do recebimento de energia pela região SE/CO, através das interligações em 750 kV, entre as SEs Ivaiporã e Tijuco Preto, cuja limitação passou a ser o carregamento das unidades remanescentes.

No dia 11/08/2008 ocorreu a indisponibilidade de um dos bancos de transformadores 345/138 kV – 225 MVA da SE Campos, com previsão inicial de retorno para meados do mês de novembro. 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.

No dia 05/10 será realizado o 1º turno das eleições municipais 2008, sendo adotadas medidas de segurança adicional à operação do Sistema Interligado Nacional visando garantir a máxima confiabilidade possível.

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 foi 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 supriu os Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino em 72MWmed e 428MWmed, respectivamente.

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

Cabe destacar que, no dia 30 de setembro de 2008, foi concluída a devolução do montante de energia de origem hidrelétrica do subsistema SE/CO exportado ao sistema elétrico argentino.

Os montantes de energia de devolução dos Sistemas Elétricos Uruguaio e Argentino, para o Sistema Interligado Nacional, 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 da Revisão 1 do Programa Mensal de Operação para o mês de Outubro/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 Outubro/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 30/08/2008, para todos os empreendimentos despachados por ordem de mérito, conforme informado na Carta ONS-0140/400/2008, emitida em 10/09/2008.

Usina	Disponibilidade Observada (MWmed)
M. Covas (Cuiabá)	132,61
G. L. Brizola (Termorio)	354,88
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)	112,95
S. Tiaraju (Canoas)	153,00
Uruguaiana	462,55
Termopernambuco	138,02
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	52,11
C. Furtado (Termobahia)	96,00
C. Jereissati (Termoceaná)	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	8.701,88

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 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 500 kV Paulo Afonso IV/Angelim II – C1
LT 500 kV Angelim II / Recife II – C2
LT 500 kV Olindina / Camaçari II – C2
LT 500 kV Luiz Gonzaga / Olindina – C1

Região N: LT 500 kV Açailândia - Presidente Dutra
LT 500 kV Imperatriz - Presidente Dutra C2
LT 500 kV Marabá – Imperatriz C2
LT 500 kV Tucuruí - Marabá C3 e C4
LT 500 kV Marabá – Açailândia C2

3.3 Relacionados com a Otimização Energética

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

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 10/10

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	55,8	52,2	50,8	42,0	37,0
Limite Inferior	55,0	47,8	50,8	41,5	37,0

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/10

Energia Armazenada (%EARmax)	SE/CO	S	NE	N	Tucuruí (%VU)
Valor Esperado	51,9	57,7	42,0	33,4	26,0
Limite Inferior	48,4	39,1	40,4	32,7	26,0

Os resultados da Revisão 1 do PMO de Outubro/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)

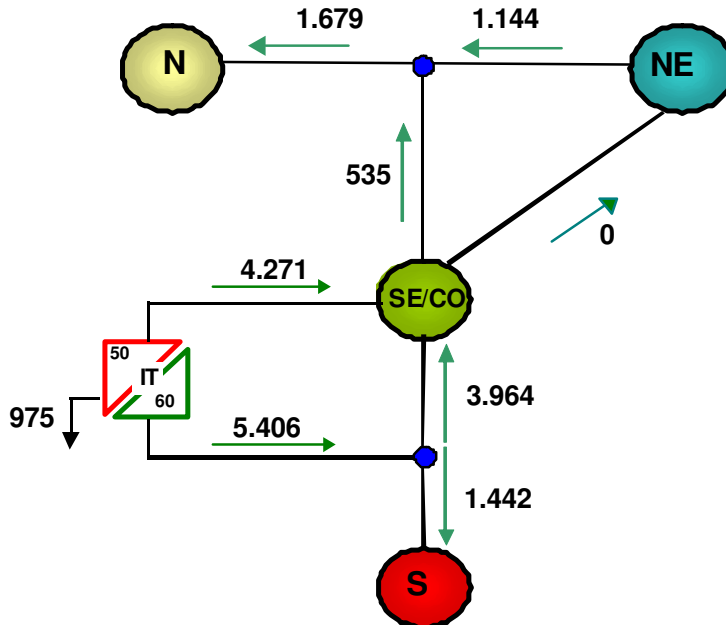


Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)

Custo Marginal da Operação	SE/CO	S	NE	N
Pesada	98,34	98,34	98,34	98,34
Média	97,86	97,86	97,86	97,86
Leve	97,24	97,24	97,24	97,24

(*) 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, 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, Termofortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL).

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

- Sem programação

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-6 750/345 kV – 1500 MVA de Tijuco Preto (até 10/10/2008)
- TR-3 345/138 kV – 150 MVA de Barreiro (até 03/11/2008)
- TR-2 345/138 kV – 225 MVA de Campos (até 30/11/2008)
- Compensador Síncrono CS-2 de Brasília Geral (sem previsão)
- Compensador Síncrono CS-2 de Grajaú (até 01/11/2008)
- LT 230 kV Blumenau – Itajaí C-2 (até 15/11/2008)

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 ao verificado na semana em curso. A previsão é de ocorrência de precipitação significativa na maior parte das bacias destes subsistemas no início da próxima semana operativa, ocorrendo também chuvisco/chuva fraca nas bacias dos rios Grande, Tietê e Paraíba do Sul no restante da semana. O valor previsto de Energia Natural Afluente (ENA) para a próxima semana, em relação à média de longo termo, é de 100% da MLT, sendo armazenável 99% da MLT.

No subsistema Sul, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em ascensão em relação à semana corrente. A previsão é de ocorrência de precipitação significativa nas bacias dos rios Uruguai e Iguaçu no início da próxima semana operativa. Em termos de Energia Natural Afluente, a previsão é de um valor de 55% da MLT para a próxima semana, sendo totalmente armazenável.

No subsistema Nordeste, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em ascensão em relação à semana corrente, decorrente da precipitação observada nos últimos dias na cabeceira do rio São Francisco. O valor esperado da ENA para a próxima semana é de 79% MLT, sendo totalmente armazenável.

Para o subsistema Norte, as vazões naturais previstas para a próxima semana apresentam-se em recessão em relação ao observado nesta semana. A previsão é de pancadas de chuva isoladas em alguns pontos da bacia do rio Tocantins, principalmente no trecho próximo a UHE Tucuruí. Em relação à média de longo termo, a previsão para a próxima semana é de um valor de ENA de 38% MLT, sendo totalmente armazenável.

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

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

ENA Semanal - Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	20.494	6.129	2.730	560
% MLT	100	55	79	38
% MLT Armazenável	99	55	79	38

ENA Semanal – Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	13.522	1.724	2.105	415
% MLT	66	15	61	28
% MLT Armazenável	65	15	61	28

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 outubro é de uma média de 102% da MLT, sendo armazenável 101% da MLT, o que representa um cenário hidrológico superior 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 69% da MLT, sendo armazenável 68% 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)

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacias				
Bacia do Rio Grande	111	114	72	78
Bacia do Rio Paranaíba	91	98	61	60
Bacia do Alto Paraná (Ilha Solteira e Jupia)	108	111	81	84
Bacia do Baixo Paraná (Porto Primavera e Itaipu)	106	106	72	75
Paraíba do Sul	105	106	61	67

3.7.2 Região Sul

O valor esperado da média de vazões naturais para o mês de outubro é de 65% da MLT, sendo totalmente armazenável, o que revela uma condição hidrológica semelhante 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 26% da MLT, sendo totalmente armazenável.

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

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

	Valor Esperado		Limite Inferior	
	Semana	Mês	Semana	Mês
Bacias				
Bacia do Rio Iguaçu	43	57	10	23
Bacia do Rio Jacuí	73	67	37	38
Bacia do Rio Uruguai	64	75	15	27

3.7.3 Região Nordeste

A previsão da média de vazões naturais para o mês de outubro é de 86%, sendo totalmente armazenável, o que representa um cenário hidrológico superior ao observado no mês anterior.

O limite inferior da previsão indica o valor de 69% 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 outubro apresente uma média de 64% da MLT, sendo totalmente armazenável, valor ligeiramente inferior ao verificado no mês anterior.

Em relação ao limite inferior, a previsão indica 52% da MLT, sendo totalmente armazenável.

3.8 Resumo da previsão de vazões mensal por cada subsistema

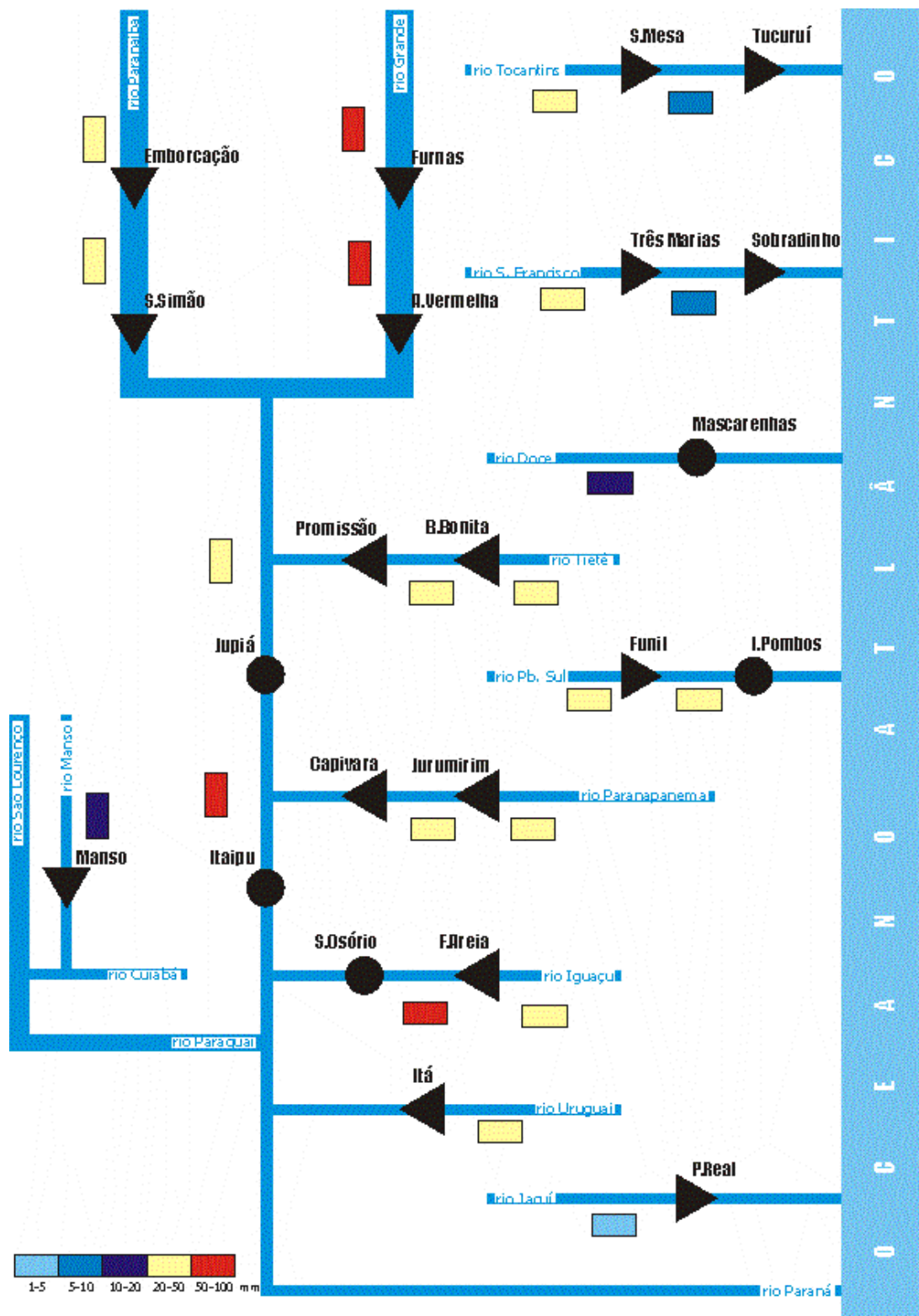
Na Tabela 3.7 é apresentado um resumo do valor esperado e do limite inferior da previsão de ENA mensal por cada subsistema.

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

ENA Mensal – Valor Esperado	SE/CO	S	NE	N
MWmed	20.903	7.269	2.995	947
% MLT	102	65	86	64
% MLT Armazenável	101	65	86	64

ENA Mensal - Limite Inferior	SE/CO	S	NE	N
MWmed	14.142	2.955	2.393	775
% MLT	69	26	69	52
% MLT Armazenável	68	26	69	52

Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 04/10 a 10/10



4 Diretrizes para a Operação Eletroenergética

4.1 Diretrizes para transferências de energia entre regiões:

Na região Sul, as disponibilidades energéticas das bacias dos rios Jacuí e Iguaçu deverão ser exploradas ao máximo prioritariamente, respeitando-se suas restrições operativas. Em função dos níveis de armazenamento e das previsões de vazões para as usinas da bacia do rio Uruguai, as disponibilidades energéticas dessas usinas deverão ser exploradas ao máximo somente 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.

A geração da UHE Itaipu será dimensionada em função de suas disponibilidades energéticas, sendo explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo essas disponibilidades transferidas para as regiões SE/CO.

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

A transferência de energia para a região Nordeste será dimensionada em função do comportamento das aflúncias na bacia do rio São Francisco, de modo que ao final do mês de novembro, o armazenamento equivalente da região Nordeste seja de 35% EAR_{max} (Nível Meta).

Desta forma, a geração da região NE será utilizada para fechamento do balanço energético do SIN, respeitando-se a coordenação hidráulica da cascata do rio São Francisco.

Depois de exploradas as disponibilidades energéticas da UHE Itaipu e das regiões Sul, Norte e Nordeste, a geração da região SE/CO será utilizada para fechamento do balanço energético do SIN.

Os resultados da Revisão 1 do PMO de outubro/08 indicaram, para a semana de 04/10 a 10/10/2008, 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, 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, Termofortaleza (disponibilidade conforme Termo de Compromisso Petrobrás/ANEEL).

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. Caso necessário, esta usina poderá apresentar vertimentos, para assegurar a vazão afluente ao reservatório da UHE Ilha Solteira que garanta o atendimento do seu requisito de uso múltiplo da água. 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 maximização da geração da UHE Mascarenhas de Moraes, visando garantir uma maior afluência a esses reservatórios. Entretanto, para que a maximização da geração da UHE Mascarenhas de Moraes seja mantida, faz-se necessária também a maximização da geração da UHE Furnas, com o objetivo de manter um balanço hidráulico no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes que não comprometa o atendimento da sua restrição de nível mínimo (75% VU – navegação transversal do lago). Entretanto, apesar desta operação estar sendo contemplada na etapa de programação diária, durante a operação em tempo real a geração da UHE Furnas tem-se verificado abaixo dos valores

programados (atendimento de reduções de carga e/ou atendimento de restrições elétricas do sistema de transmissão), acarretando deplecionamento no reservatório da UHE Mascarenhas de Moraes. Considerando o exposto, estamos solicitando que durante a operação em tempo real, sejam envidados esforços de modo a evitar reprogramações de redução de geração na UHE Furnas, durante todos os períodos de carga, visando não comprometer a operação hidráulica da cascata do rio Grande.

A geração da UHE Mascarenhas de Moraes deverá ser explorada ao máximo respeitando-se o requisito de uso múltiplo da água de seu reservatório. A geração das UHEs Água Vermelha e Marimbondo será 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 aflúências, 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: Em função do nível de armazenamento de seu reservatório e das previsões de vazão afluente, a geração da UHE Itaipu deverá ser explorada prioritariamente nos períodos de carga média e pesada, sendo suas disponibilidades energéticas transferidas para as regiões SE/CO. A geração das UHEs Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia e Porto Primavera deverá ser dimensionada visando o atendimento da necessidade de regularização da aflúência a UHE Itaipu e o requisito de uso múltiplo da água de seu reservatório.

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.

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 Uruguai, Iguaçu e Jacuí, deverá ser explorada prioritariamente tendo em vista as melhores condições de armazenamento de seus reservatórios. Depois de utilizados estes recursos, a geração nas usinas das bacias dos rios Capivari e Passo Fundo, deverá ser explorada somente nos períodos de carga média e pesada.

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

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 Campos Novos;
2. UHE Ita;
3. UHEs UHE GNB, GJR, Salto Osório, Salto Santiago e GBM, nesta ordem de prioridade;
4. UHEs da bacia do rio Jacuí, sem provocar vertimentos nas usinas de jusante;
5. UHE Barra Grande;
6. Explorar disponibilidade da Região SE/CO;
7. UHE Machadinho;
8. UHE GPS;
9. UHE Passo Fundo.

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. UHEs 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:

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

Disjuntor 9474 de 500 kV da SE Gurupi das 07h00min do dia 07/10 às 17h00min do dia 09/10

O desligamento será realizado para filtragem do gás SF6 de uma das fases do disjuntor. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter a restrição abaixo:

Fluxo de Gurupi para Miracema (FGUMC) < 2000 MW

Disjuntor 12 de 500 kV da SE Presidente Dutra das 08h00min às 16h30min do dia 09/10

O desligamento será realizado para efetuar inspeção geral e ensaios no disjuntor. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter as restrições abaixo:

Exportação Sudeste (EXP_SE) < 3900 MW

Recebimento Nordeste (RNE) < 2650 MW

Barra A de 500 kV da SE Gurupi das 07h45min às 16h15min do dia 10/10

O desligamento será realizado para substituição de conector de IP na barra para eliminar efeito corona. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se manter a restrição abaixo:

Fluxo de Gurupi para Miracema (FGUMC) < 2000 MW

Disjuntor 52-15 de 440 kV da SE Taquaruçu diariamente das 00h00min às 07h00min entre os dias 07 e 10/10

Esta intervenção está programada para manutenção parcial no disjuntor. Para garantir a segurança do sistema recomenda-se atender a seguinte restrição:

Porto Primavera + Capivara + Taquaruçu
--

1500 MW

Proteção Diferencial de Barra da SE Bauru 440 kV das 07h00min do dia 08/10 às 17h00min do dia 24/10

Esta intervenção está programada para a realização de serviços de reconfiguração e comissionamento da proteção diferencial de barras conjugada com proteção de falha de disjuntor, em função da entrada em operação do terceiro banco de transformadores TR5 440-138kV. Para garantir a segurança operacional do sistema recomenda-se atender a seguinte restrição:

Usinas	Período de carga	
	Pesada/Média	Leve
Água Vermelha	1350 MW	1350 MW
Ilha Solteira	2800 MW	2000 MW
Jupia 440kV + T. Irmãos	1700 MW	1200 MW
Taquaruçu + P. Primavera + Capivara	2500 MW	2000 MW

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

Disjuntor 24-1 de 440 kV da SE Oeste das 00h00min às 07h00min do dia 07/10

A intervenção está programada para implantação do projeto SINOCON. No período, o setor de 440 kV da SE Oeste irá operar em configuração de barra simples e contingências que levem ao desligamento de barra de 440 kV da SE Oeste acarretarão interrupção das cargas supridas 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 outubro, onde são visualizados os valores verificados na primeira semana e a revisão das previsões da 2ª a 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 32.795 MW médios no subsistema SE/CO e 8.540 MW médios no Sul. Quando comparadas aos valores verificados na semana anterior, as previsões de carga indicam acréscimo de 1,2% para o subsistema SE/CO e decréscimo de 1,0% para o subsistema Sul. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de setembro (revisão 1), estima-se para o fechamento do mês, uma carga de 32.925 MW médios para o SE/CO e de 8.650 MW médios para o Sul. Estes valores se comparados à carga verificada em setembro indicam acréscimos de 0,7% para o subsistema SE/CO e 1,9% para o subsistema Sul.

A previsão de carga de energia para a semana no subsistema Nordeste é de 7.943 MW médios e no Norte 3.826 MW médios. Estas previsões quando comparadas aos valores verificados na semana anterior indicam acréscimos de 0,9% para subsistema Nordeste e 0,1% para o subsistema Norte. Com a revisão das projeções da 2ª a 5ª semana de setembro (revisão 1), está sendo estimado para o fechamento do mês uma carga de 7.953 MW médios para o Nordeste e 3.783 MW médios para o Norte. Estes valores se comparados à carga verificada em setembro sinalizam acréscimos de 3,0% para o subsistema Nordeste e 0,4% para o subsistema Norte.

Tabela 5.1-1 Carga de Energia por Região – MWmed

Subsistema	Semanal					Mensal		
	27/set	a	3/out	4/out a	10/out	SET/08	OUT/08	Cresc. (%)
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)	Verificado	Revisão 1	
S	8.514	8.623	1,3	8.540	-1,0	8.490	8.650	1,9
SE/CO	33.016	32.416	-1,8	32.795	1,2	32.680	32.925	0,7
N	3.758	3.824	1,8	3.826	0,1	3.768	3.783	0,4
NE	7.808	7.874	0,8	7.943	0,9	7.723	7.953	3,0

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 27/09 a 03/10 e as previsões para a semana de 04 a 10/10.

A demanda máxima semanal para o Subsistema Sudeste/C-Oeste está prevista para ocorrer na quinta-feira, 09/10, com valor em torno de 40.500 MW. Para o Subsistema Sul, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 11.200 MW, devendo ocorrer na quarta-feira, dia 09/10. Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a demanda máxima instantânea deverá atingir valores da ordem de 51.500 MW, devendo ocorrer no período entre 19h00min e 20h00min da mesma quinta-feira conforme apresentado na Tabela 5.2-1 a seguir.

No Subsistema Nordeste, a demanda máxima semanal deverá ocorrer no sábado, dia 04/10, com valor em torno de 9.350 MW. Para o Subsistema Norte, a demanda máxima deverá situar-se em torno de 4.180 MW, devendo ocorrer na terça-feira, dia 07/10, para o Sistema Interligado Norte/Nordeste a demanda máxima instantânea está prevista para ocorrer no sábado, entre 18h00min e 19h00min, e deverá atingir valores da ordem de 13.400 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				
	27/set	a	3/out	4/out a 10/out	
	Previsto	Verificado	Desvio (%)	Previsto	Cresc. (%)
S	11.200	11.112	-0,8	11.200	0,8
SE/CO	40.500	40.320	-0,4	40.500	0,4
N	4.150	4.176	0,6	4.180	0,1
NE	9.350	9.361	0,1	9.350	-0,1
S/SE/CO	51.500	50.940	-1,1	51.500	1,1
N/NE	13.350	13.384	0,3	13.400	0,1

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)	---	---	---	0	---	---	---
	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)	---	241	275	275	180
	Charqueadas (4 x 18 MW) (3)	---	---	---	12	12	12	12
	P. Médici A (2 x 63 MW) (2) (3)	---	---	---	0	---	---	---
	P. Médici B (2 x 160 MW) (2) (3)	(4)	(4)	---	90	90	90	90
	S. Jerônimo (2 x 5 + 1 x 10 MW) (2) (3)	---	---	---	7	7	7	7
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)	---	---	---	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 (1x 160 MW) (5) (6)	---	---	---	0	---	---	---
	Brasília (2 x 5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	W. Arjona (2 x 50,5 MW + 3 x 35 MW) (2) (5)	---	(4)	---	0	---	12	---
	Altos (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Aracati (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Baturité (1 x 11,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Camaçari (5 x 69 MW) (5)	---	---	---	0	---	---	---
	Campo Maior (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Caucaia (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Crato (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Pecém (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Iguatu (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Jaguarari (1 x 101,5 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Juazeiro do Norte (1 x 14,8 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Marambaia (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
	Nazária (1 x 13,1 MW)	---	---	---	0	---	---	---
Daia (1 x 44,1 MW) (2)	---	---	---	0	---	---	---	
Xavantes (1 x 53,7 MW)	---	---	---	0	---	---	---	

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

Usina Térmica (Capacidade Instalada)		RAZÃO ELÉTRICA INFLEXIBILIDADE				COMPOSIÇÃO DO DESPACHO		
		P	M	L	(Média)	P	M	L
GÁS	F. Gasparian (3 x 96 MW + 1 x 97 MW) (6)	--	---	---	0	--	---	--
	B. L. Sobrinho (8 x 48,24 MW) (2) (6)	--	---	---	0	--	---	--
	M. Lago (20 x 46,13 MW) (2) (6)	--	---	---	0	--	---	--
	Juiz de Fora (1 x 43,6 MW + 1 x 43,4 MW) (6)	--	---	---	0	--	---	--
	Uruguaiana (2 x 187,65 + 1 x 264,6 MW) (6)	(4)	(4)	---	0	--	---	--
	A. Chaves (1 x 150 MW + 1 x 76 MW) (6)	--	---	---	0	--	---	---
	C. Jereissati (4 x 55 MW) (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) (2) (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)	--	---	---	22,5	22,5	22,5	22,5
RESÍDUOS	Sol (2 x 98,26 MW)	--	---	---	156	156	156	156
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 (região da Grande Florianópolis), na 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)	-	-	-
J.Lacerda A2 (unids. 3 e 4)	1 x 33 MW	-	-
J.Lacerda B (unids. 5 e 6)	2 x 80 MW	1 x 80 MW	-
J.Lacerda C (unid. 7)	-	1 x 275 MW	-
Total	193 MW	355 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	-	-	-
J.Lacerda A2	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 80 MW	1 x 80 MW	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 275 MW	1 x 275 MW	1 x 180 MW
Total	355 MW	355 MW	260 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	-	-	-
J.Lacerda A2	1 x 60 MW	-	-
J.Lacerda B	2 x 125 MW	1 x 80	-
J.Lacerda C	-	1 x 340 MW	-
Total	310 MW	420 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	-	-	-
J.Lacerda A2	-	-	-
J.Lacerda B	1 x 80	1 x 80	1 x 80 MW
J.Lacerda C	1 x 340 MW	1 x 340 MW	1 x 180 MW
Total	420 MW	420 MW	260 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)	-	-	-
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.
As unidades 1 e 4 estarão em manutenção até 31/10/2008.
Caso ocorra exportação da ordem de 70MW via CF Rivera, sincronizar 1 unidade P no patamar de carga leve.

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

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	-	-	-
P. Médici B	1 x 90 MW	1 x 90 MW	1 x 90 MW
Total	90 MW	90 MW	90 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 50 MW	1 x 50 MW	-
P. Médici B	1 x 115 MW	1 x 115 MW	-
Total	165 MW	165 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.

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

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
P. Médici A	1 x 50 MW	1 x 50 MW	1 x 50 MW
P. Médici B	1 x 115 MW	1 x 115 MW	1 x 115 MW
Total	165 MW	165 MW	165 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)

William Arjona:

De acordo com as diretrizes estabelecidas para o atendimento ao SIN durante as eleições municipais de 2008, de forma a evitar violações inadmissíveis de tensão (corte de carga por atuação de ECE de subtensão) na ocorrência da contingência dupla mais crítica (da LT 230 kV Nova Porto Primavera – Imbirussu e Nova Porto Primavera - Dourados) será necessária a operação de, no mínimo, duas unidades da UTE William Arjona sincronizadas nos períodos das 17:00 às 22:00h do dia 05/10/2008 e das 07:00 às 12:00h do dia 06/10/2008.

Usina Térmica	Despacho Mínimo Necessário		
	Pesada	Média	Leve
William Arjona	0	12	0

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

ANEXO III – Custo variável das usinas térmicas utilizadas para a elaboração do PMO do mês de Outubro/08, semana operativa de 04/10/2008 a 10/10/2008.

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. 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
Piratinga 1 e 2	470,34
R. Silveira	523,35
S. Cruz	310,41
Termocabo	470,73
DIESEL	
S. Tiaraju	541,93
Altos	503,32
Aracati	503,32
Baturité	503,32
Brasília	1047,38
Camaçari	834,35
Campo Maior	503,32
Caucaia	503,32
Crato	503,32
Daia	548,03
Iguatu	503,32
Jaguarari	503,32
Juazeiro do Norte	503,32
Marambaia	503,32
M. Covas	634,03
Nazária	503,32
Pecém	503,32
S. Cruz Diesel	730,54
William Arjona	808,02
Xavantes	794,62

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	118,17
G. L. Brizola – Teste	137,27
Jesus Soares Pereira	287,83
Juiz de Fora	150,00
L. C. Prestes	130,55
M. Covas	6,27
M. Lago	253,83
Norte Fluminense 1	31,01
Norte Fluminense 2	42,60
Norte Fluminense 3	74,40
Norte Fluminense 4	108,00
R. Almeida	105,78
Termopernambuco	70,16
Uruguaiana	141,18
William Arjona	197,85
Sepé Tiaraju	385,22
VAPOR	
Piratininga 3 e 4	317,98
BIOMASSA	
Cocal	126,99
PIE-RP	138,04
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)	13
Figura 3-1: Previsão da Distribuição Espacial da Precipitação no período de 04/10 a 10/10	19
Figura 4-1: Interligações entre regiões	27

Tabelas

Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 10/10	12
Tabela 3-1: Tabela Energia Armazenada por Região para as 24 h do dia 31/10	12
Tabela 3-1: Custo Marginal da Operação por patamar de carga (R\$/MWh) (*)	13
Tabela 3-4: Previsão Semanal de Energia Natural Afluyente por Região	15
Tabela 3-5: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)	16
Tabela 3-6: Previsão de Energia Natural Afluyente por Bacias (%MLT)	17
Tabela 3-7: Previsão Mensal de Energia Natural Afluyente por Região	18
Tabela 0-1: Despachos de Geração Térmica	35
Tabela 0-2: Custo variável das usinas térmicas (R\$/MWh)	42
Tabela IV-1: Limites de Intercâmbio entre regiões (MW) – Sistema Completo	44