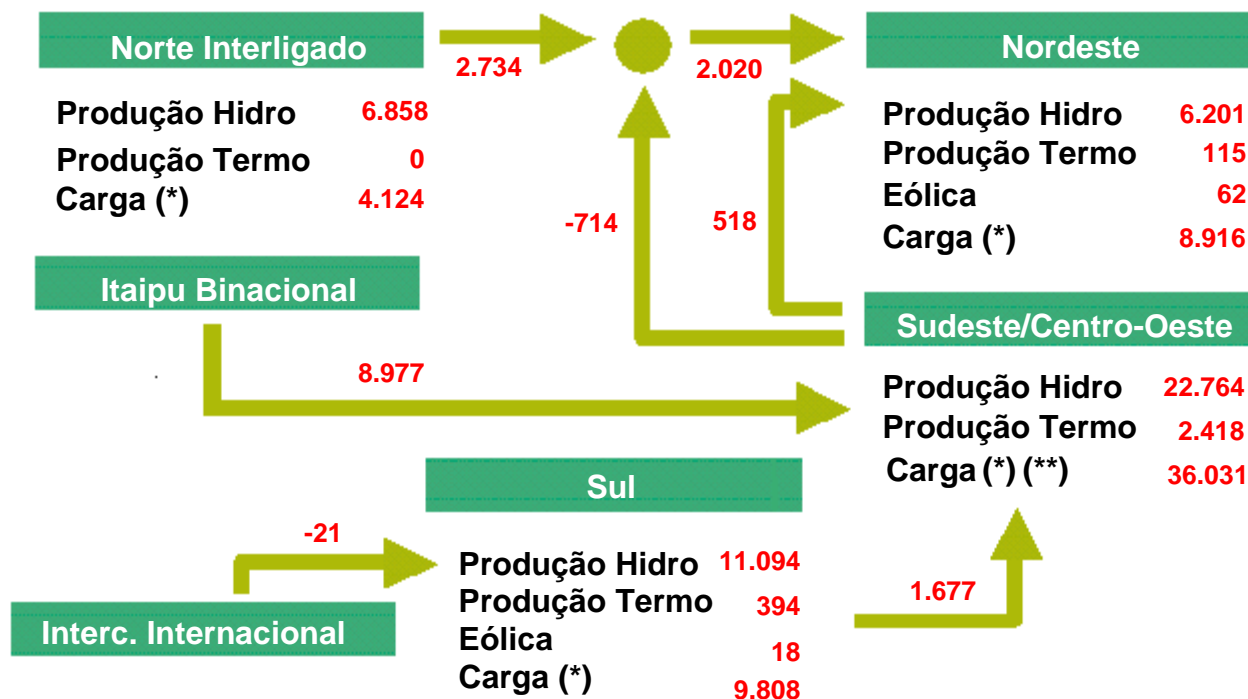


Quinta-feira, 07 de Abril de 2011

1 - Balanço de Energia

 LEGENDA: ■ Verificado
■ Programado

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	47.593	46.917	79,65 %
Itaipu Binacional	8.969	8.977	15,24 %
Termo Nuclear	1.600	1.601	2,72 %
Termo Convencional	1.327	1.326	2,25 %
Eólica	57	80	0,14 %
Total SIN	59.546	58.901	100,00 %
Intercâmbio Internacional	-20	-21	
Carga (*)	59.526	58.879	

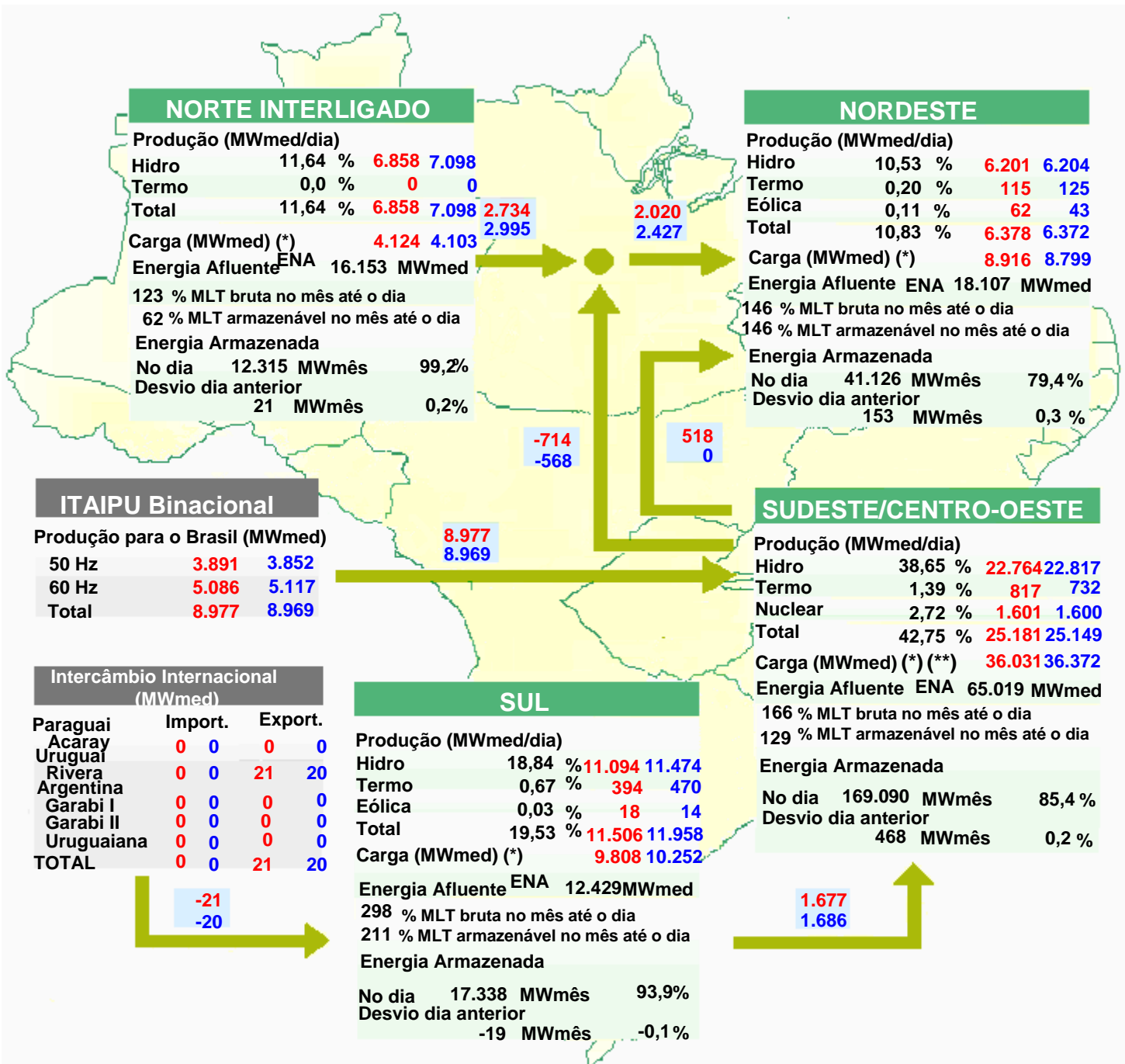
Produção e Carga Regionais e Intercâmbios Verificados - MWmed.


(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Este valor inclui toda a carga de Mato Grosso do Sul suprida pela Enersul (596 MW), assim como a carga dos estados de Acre e Rondônia (441 MW) nesse dia.

2 - Balanço de Energia Detalhado

LEGENDA: ■ Verificado ■ Programado



(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Este valor inclui toda a carga de Mato Grosso do Sul suprida pela Enersul (596 MW), assim como a carga dos estados de Acre e Rondônia (441 MW) nesse dia.

3 - Variação de Carga e Energia Armazenada

Carga (*)	Sul	SE/CO	N-Int.	NE
Ref. Carga mensal Curva Aversão (MWmed)	9.757	36.407	(***)	8.722
Previsão Programa Mensal de Operação - PMO (MWmed)	10.157	36.470 (**)	3.935	8.436
Carga Verificada no dia (MWmed)	9.808	36.031 (**)	4.124	8.916
Variação últimos 7 dias/Ref. Carga Curva Aversão (%)	-5,6	-3,7	(***)	-0,6
Variação últimos 7 dias/Previsão mensal PMO (%)	-9,3	-3,8	3,5	2,8
Variação no mês/Ref. Carga Curva Aversão (%)	-6,4	-3,4	(***)	-0,6
Variação no mês/Previsão mensal PMO (%)	-10,1	-3,6	3,4	2,7

Energia Armazenada	Sul	SE/CO	Norte Interl. Tucuruí	NE	
Capacidade Máxima (MWMês)	18.471	197.918	12.414	7.631	51.810
Armazenamento ao final do dia (MWMês)	17.338	169.090	12.315	7.557	41.126
Armazenamento ao final do dia (%)	93,9	85,4	99,2	99,0	79,4
Variação em relação dia anterior (%)	-0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Variação acumulada mensal (%)	1,7	2,4	0,4	0,6	3,5
Diferença em relação à Curva Aversão (%)	69,6	54,5	(***)	-----	44,3

(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Estes valores incluem toda a carga de Mato Grosso do Sul

(***) Ver item 9.4

4 - Destaques da Operação

★ BALANÇO DE ENERGIA DETALHADO

As variações percentuais das ENA regionais em relação aos valores verificados ao final de março/2011 devem-se à mudança de referência da MLT do mês de março para a do mês de abril. Os valores apresentados correspondem aos primeiros dias de abril/2011, devendo-se aguardar o transcurso da semana para que as afluições possam ser melhor caracterizadas, considerando-se a MLT de referência para o mês de abril.

* CARGA E PRODUÇÃO DE ENERGIA POR REGIÃO

Região Sul:

A geração hidráulica foi inferior ao valor programado devido à carga abaixo da prevista.

A geração térmica foi inferior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A geração eólica foi superior ao valor previsto em função das condições favoráveis de vento.

Região Sudeste/Centro-Oeste:

A geração hidráulica foi ligeiramente inferior ao valor programado devido à carga abaixo da prevista.

As gerações total de Itaipu e nuclear não apresentaram desvio significativo em relação aos valores programados.

A geração térmica foi superior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

Região Nordeste:

A geração hidráulica não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

A geração térmica foi inferior ao valor programado (ver itens 5 e 6).

A geração eólica foi superior ao valor previsto em função das condições favoráveis de vento.

A carga foi ligeiramente superior ao valor previsto.

Região Norte-Interligado:

A geração hidráulica foi inferior ao valor programado devido a indisponibilidade da UG n° 6 da UH Tucuruí.

A carga não apresentou desvio significativo em relação ao valor previsto.

*** TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES****Intercâmbio de Energia da Região Sul**

O intercâmbio de energia da região Sul não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

Intercâmbio de Energia da Região Norte-Interligado

O intercâmbio de energia da região Norte-Interligado foi inferior ao valor programado devido a indisponibilidade da UG n° 6 da UH Tucuruí, conforme relatado anteriormente.

Intercâmbio de Energia para a Região Nordeste

O intercâmbio de energia para a região Nordeste foi superior ao valor programado para otimização, conforme diretriz energética.

Intercâmbio Internacional

A exportação de energia elétrica interruptível do Brasil para o Uruguai não apresentou desvio significativo em relação ao valor programado.

*** OCORRÊNCIAS NA REDE DE OPERAÇÃO**

Às 07h27min houve o desligamento automático dos transformadores de 230/69 kV TF-1 e TF-2 da subestação São Luiz I (ELETRONORTE).

Causa: sendo identificada.

Consequências: houve interrupção de aproximadamente 101 MW de cargas da distribuidora CEMAR atingindo a região metropolitana da capital São Luís, no estado do Maranhão.

Normalização: o processo de normalização dos equipamentos e recomposição das cargas iniciou-se às 08h08min e foi encerrado às 08h13min.

* OCORRÊNCIAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Nada a relatar.

* CONCLUSÃO DE TESTES DE COMISSONAMENTO DE NOVAS INSTALAÇÕES

Nada a relatar.

5 - Principais Gerações Térmicas

5.1 - Valores de Média Diária e Ponta de Carga das Usinas Térmicas Tipo I

Usinas	Média Diária		Ponta		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	Verificada	Programada	
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E					
Cuiabá	0	0	0	0	---
Angra II	1082	1080	1082	1080	IN
Angra I	519	520	519	520	IN
NorteFluminense	0	0	0	0	---
Luiz Carlos Prestes	19	0	62	0	IN
Do Atlântico	222	140	273	140	IN
Gov. Leonel Brizola	86	72	87	72	IN
Linhares	0	0	0	0	---
B. L. Sobrinho	205	211	336	340	EL
Juiz de Fora	0	0	0	0	---
Fernando Gasparian	0	0	0	0	---
Piratininga	0	0	0	0	---
Aureliano Chaves	0	0	0	0	---
Euzebio Rocha	28	0	111	0	IN
W. Arjona	0	0	0	0	---
Mário Lago	0	0	0	0	---
Santa Cruz	0	0	0	0	---
Viana	0	0	0	0	---
Termonorte II	124	180	126	180	EL
Campos	0	0	0	0	---
Daia	0	0	0	0	---
Termonorte I	0	0	0	0	---
Goiânia 2	0	0	0	0	---
Igarapé	0	0	0	0	---
Xavantes	0	0	0	0	---
Carioba	0	0	0	0	---
Sol	132	129	133	131	IN
Rio Acre	0	0	0	0	---
Caçu-I	0	0	0	0	---

Legenda:

EL - Razão Elétrica	PE - Perdas
EN - Razão Energética	GFOM - Geração Fora de Ordem de Mérito de Custo - Resolução ANEEL 272/2007
IN - Razão Inflexibilidade	GSUB - Geração de substituição - Resolução ANEEL 272/2007
EX - Razão Exportação	ER - Energia Reposição
TE - Razão Teste	UC - Ultrapassagem da CAR - Resolução CNPE 08 de 20/12/2007
GE - Garantia de Suprimento Energético - Res. CNPE 08/07 e Procedimento Operativo de Curto Prazo - Res. ANEEL 351/09	

5 - Principais Gerações Térmicas

5.1 - Valores de Média Diária e Ponta de Carga das Usinas Térmicas Tipo I

Usinas	Média Diária		Ponta		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	Verificada	Programada	
S U L					
Candiota III	135	210	212	210	IN
P. Médici	70	70	74	70	IN
J. Lacerda-C	0	0	0	0	---
Uruguaiana	0	0	0	0	---
J. Lacerda-B	161	160	162	160	IN
J. Lacerda-A	0	0	0	0	---
Charqueadas	12	12	12	12	IN
Figueira	11	13	13	13	IN
Araucária	0	0	0	0	---
São Jerônimo	5	5	5	5	IN
Sepé Tiaraju	0	0	0	0	---
Alegrete	0	0	0	0	---
Nutepa	0	0	0	0	---
N O R D E S T E					
TermoPernambuco	0	0	0	0	---
Fortaleza	0	0	0	0	---
Termo Ceará	0	0	0	0	---
Rômulo Almeida	0	0	0	0	---
Celso Furtado	0	0	0	0	---
Jesus S. Pereira	115	125	126	125	GFOM
Termocabo	0	0	0	0	---
TermoParaíba	0	0	0	0	---
Camaçari	0	0	0	0	---
Global I	0	0	0	0	---
Global II	0	0	0	0	---
Campina Grande	0	0	0	0	---
Camaçari Muricy	0	0	0	0	---
Camaçari Polo	0	0	0	0	---
Petrolina	0	0	0	0	---
Potiguar III	0	0	0	0	---
Potiguar	0	0	0	0	---
Pau Ferro I	0	0	0	0	---
Termomanaus	0	0	0	0	---
Jaguarari	0	0	0	0	---
N O R T E					
Nova Olinda	0	0	0	0	---
Tocantinópolis	0	0	0	0	---

5 - Principais Gerações Térmicas

5.2 - Valores de Média Diária por Razão de Despacho

Usinas	Média Diária		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	

5.3 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo II

Usinas	Média Diária		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	

S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E

Cocal	0	0	---
Pie-RP	0	0	---

N O R D E S T E

Bahia I	0	0	---
Enguia CE *	0	0	---
Enguia PI *	0	0	---
Jaime Beltrão	0	0	---

* Corresponde ao total de geração programada nas usinas da Enguia nos estados do Ceará e Piauí, respectivamente. O submódulo 26.1 dos Procedimentos de Rede determina que as usinas são classificadas segundo uma das três modalidades de operação, a seguir:

Tipo I - Programação e despacho em tempo real centralizados, no ONS;

Tipo II - Programação centralizada e despacho em tempo real não centralizado no ONS e

Tipo III - Programação e despacho em tempo real não centralizados no ONS.

6 - Destaques da Geração Térmica

* NOTA EXPLICATIVA

Os destaques apresentados a seguir se referem unicamente aos motivos de diferenças diárias entre valores programados e verificados de geração, registrados com base em informações prestadas pelos agentes na operação em tempo real. Para quaisquer outras finalidades, devem ser usados valores consistidos e considerados os parâmetros requeridos para cada cálculo. Por exemplo, para acompanhamento do cumprimento do Termo de Compromisso - TC ANEEL/Petrobrás devem ser considerados os dados mensais consistidos com o agente.

* PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE GERAÇÃO VERIFICADA E PROGRAMADA

A UT Luiz Carlos Prestes (PETROBRÁS) gerou das 12h46min às 21h58min por razões internas à usina.

A UT Do Atlântico (ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico Ltda) gerou acima do programado ao longo do dia devido a maior disponibilidade de gás.

A UT Gov. Leonel Brizola (TERMORIO) gerou acima do programado durante todo o dia devido ao maior fornecimento de vapor para a Refinaria Duque de Caxias - REDUC.

A UT Euzébio Rocha (PETROBRÁS) gerou das 12h50min às 24h00min devido à declaração de inflexibilidade em tempo real, pelo agente, por razões internas à usina.

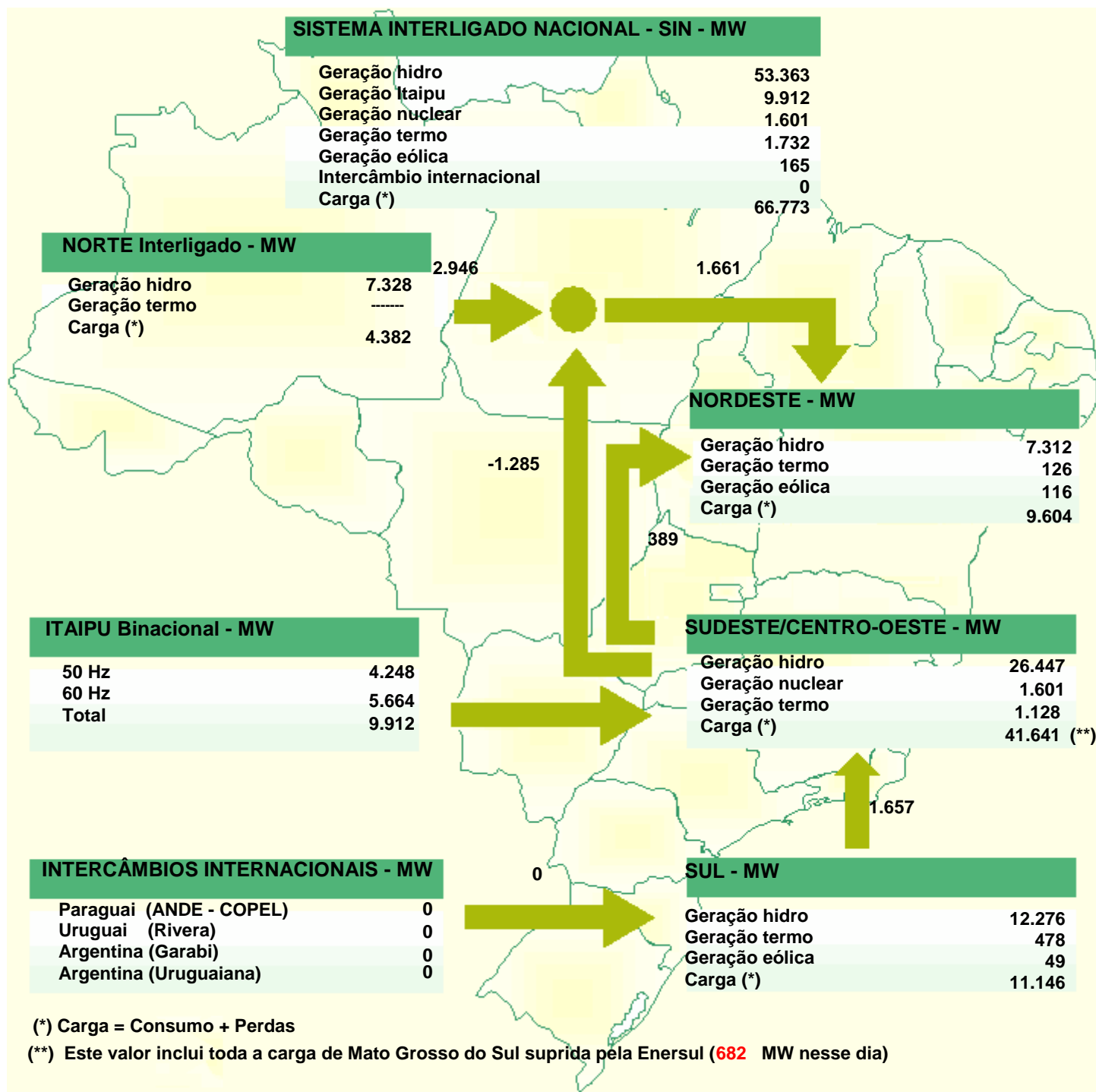
A UT Termonorte II (TERMONORTE) gerou abaixo do programado durante todo o dia para otimização da UH Samuel.

A UT Candiota III (CGTEE) gerou abaixo do programado da 00h00min às 13h08min devido à restrição de geração em face de problemas na esteira de de cinza leve.

A UT Jesus S. Pereira (PETROBRAS) gerou abaixo do programado durante todo o dia devido ao menor consumo de vapor do cliente interno.

7 - Demandas Máximas

7.1 - Demanda Máxima do SIN na Ponta de Carga (18h 54min)

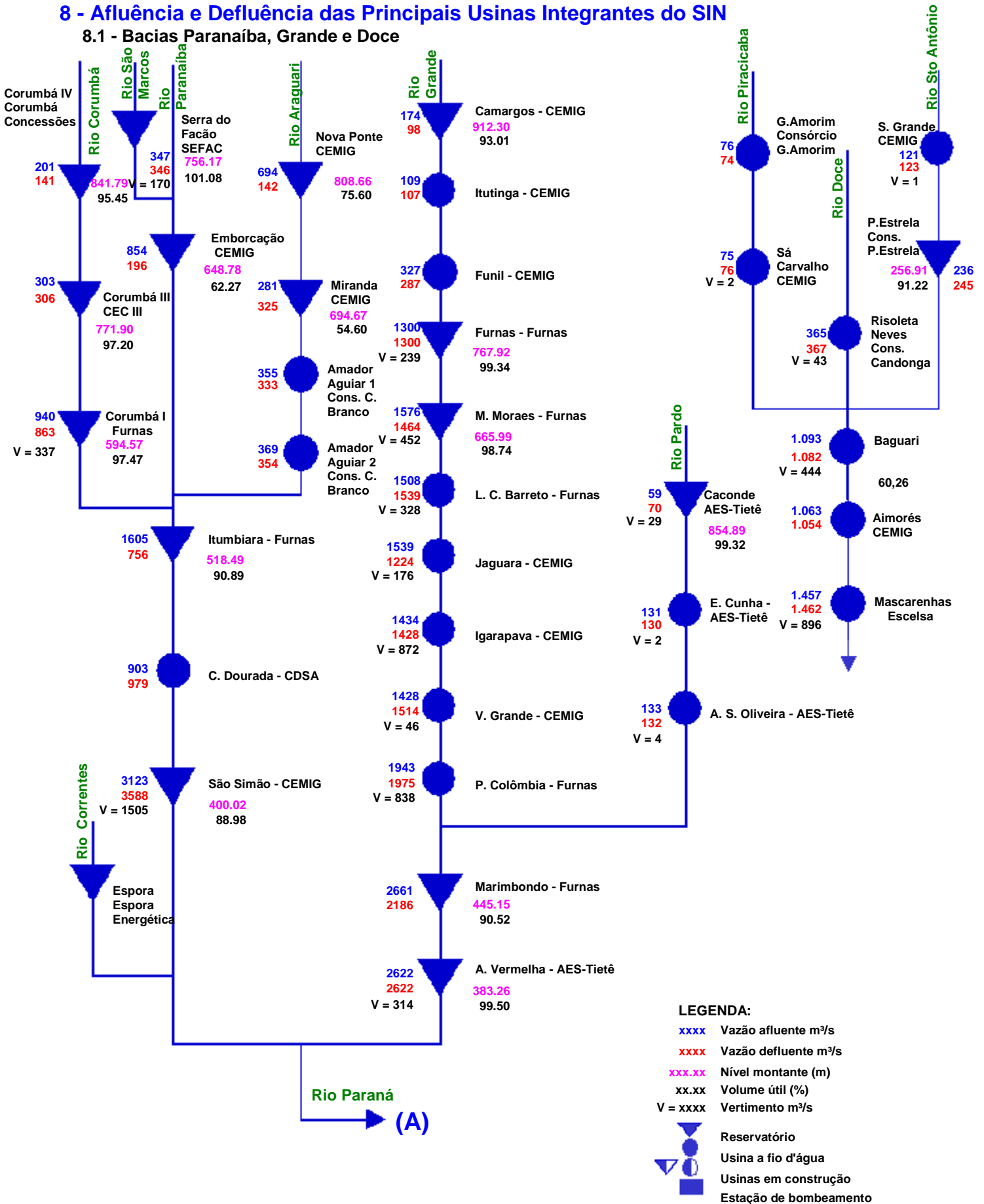


7.2 - Demandas Máximas Regionais Instantâneas do dia - MW

Região	Verificada no Dia	Máxima Histórica
SUL	11.660 às 14h 25min	13.543 em 27/01/2011
SUDESTE - CO	41.785 às 18h 42min	44.758 em 22/02/2011
NORTE - Interligado	4.467 às 15h 18min	4.476 em 19/03/2011
NORDESTE	10.072 às 14h 39min	10.269 em 09/10/2010
SIN	66.773 às 18h 54min	71.052 em 22/02/2011

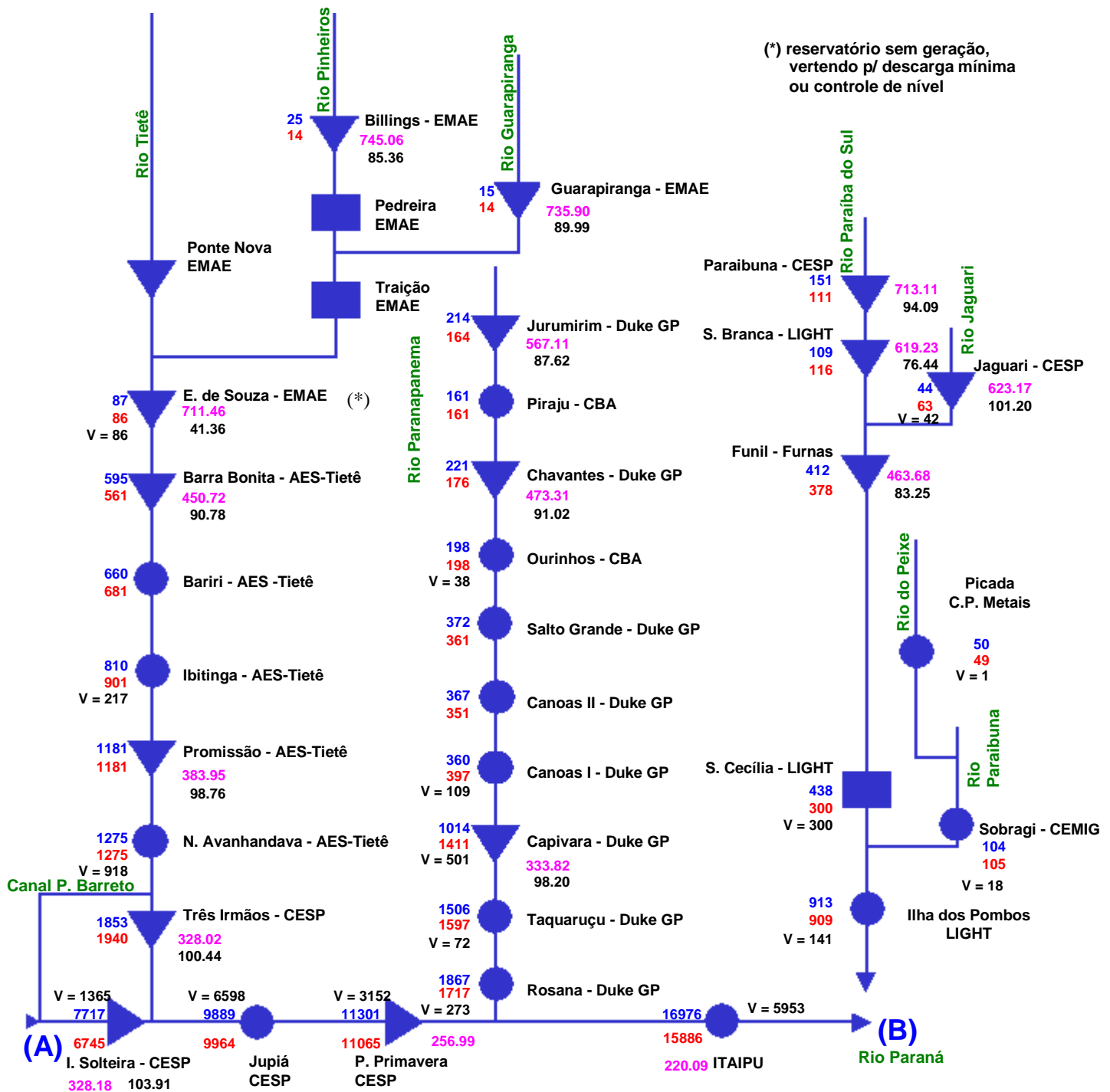
8 - Afluência e Defluência das Principais Usinas Integrantes do SIN

8.1 - Bacias Paranaíba, Grande e Doce



8 - Afluência e Defluência das Principais Usinas Integrantes do SIN

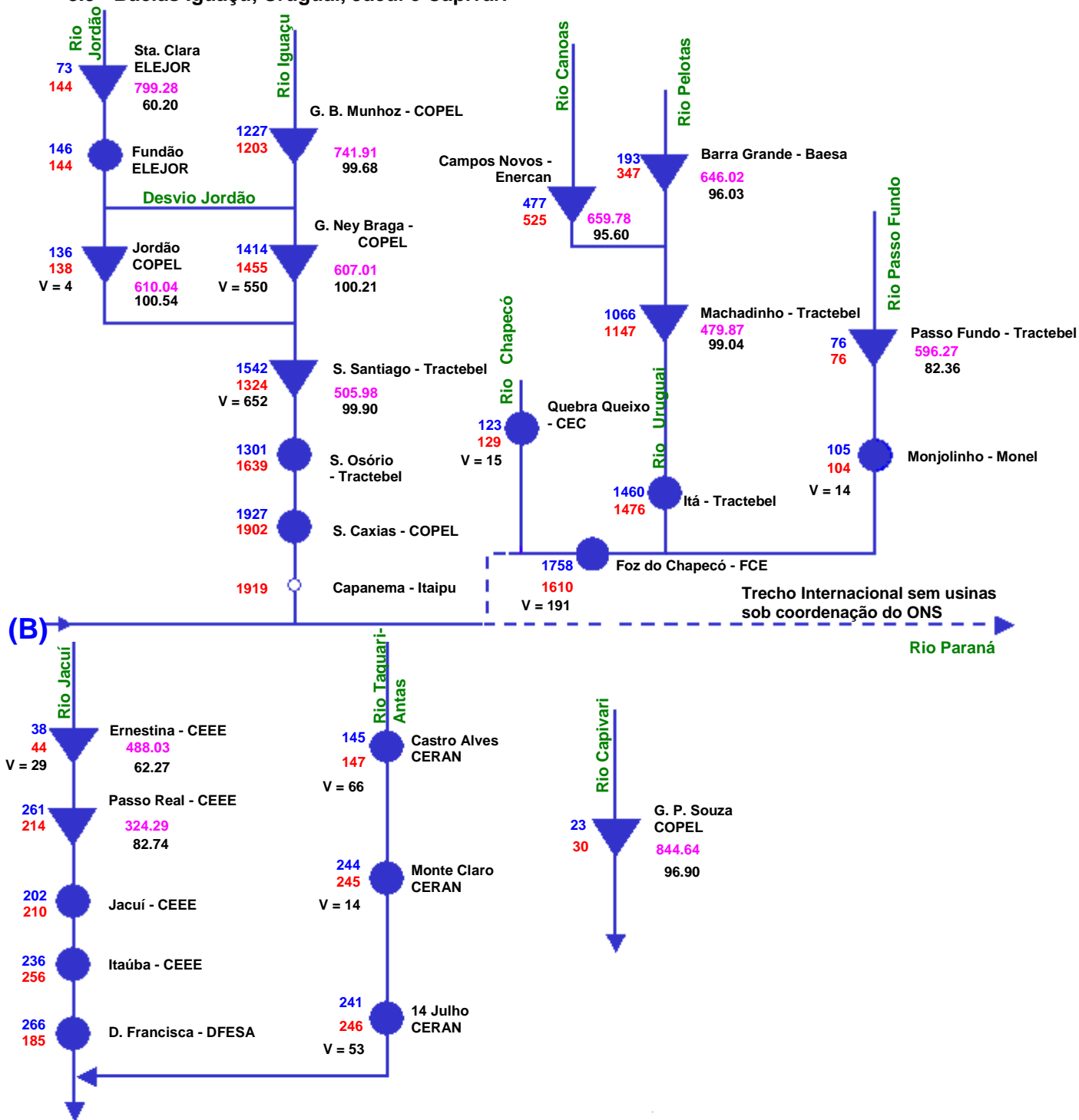
8.2 - Bacias Tietê, Paranapanema, Paraná e Paraíba do Sul



Bacia	% partic. Armazen. Região	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluente			Geração Hidráulica no dia			
			ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada		Programada	
				Armaz.	Bruta	MW med	%	MW med	%
Paranaíba Grande	35.2	78.1	162	142	158	3.793	12	4.082	13
Tietê	30.2	98.0	143	121	143	5.469	17	5.518	17
Paranapanema	4.0	90.8	153	129	154	1.505	5	1.526	5
Paraná	6.2	92.2	139	127	135	1.306	4	1.348	4
Paraíba do Sul	3.8	102.6	174	131	188	12.867	41	12.883	41
	4.0	92.4	145	144	156	1.104	3	1.124	4

8 - Afluência e Defluência das Principais Usinas Integrantes do SIN

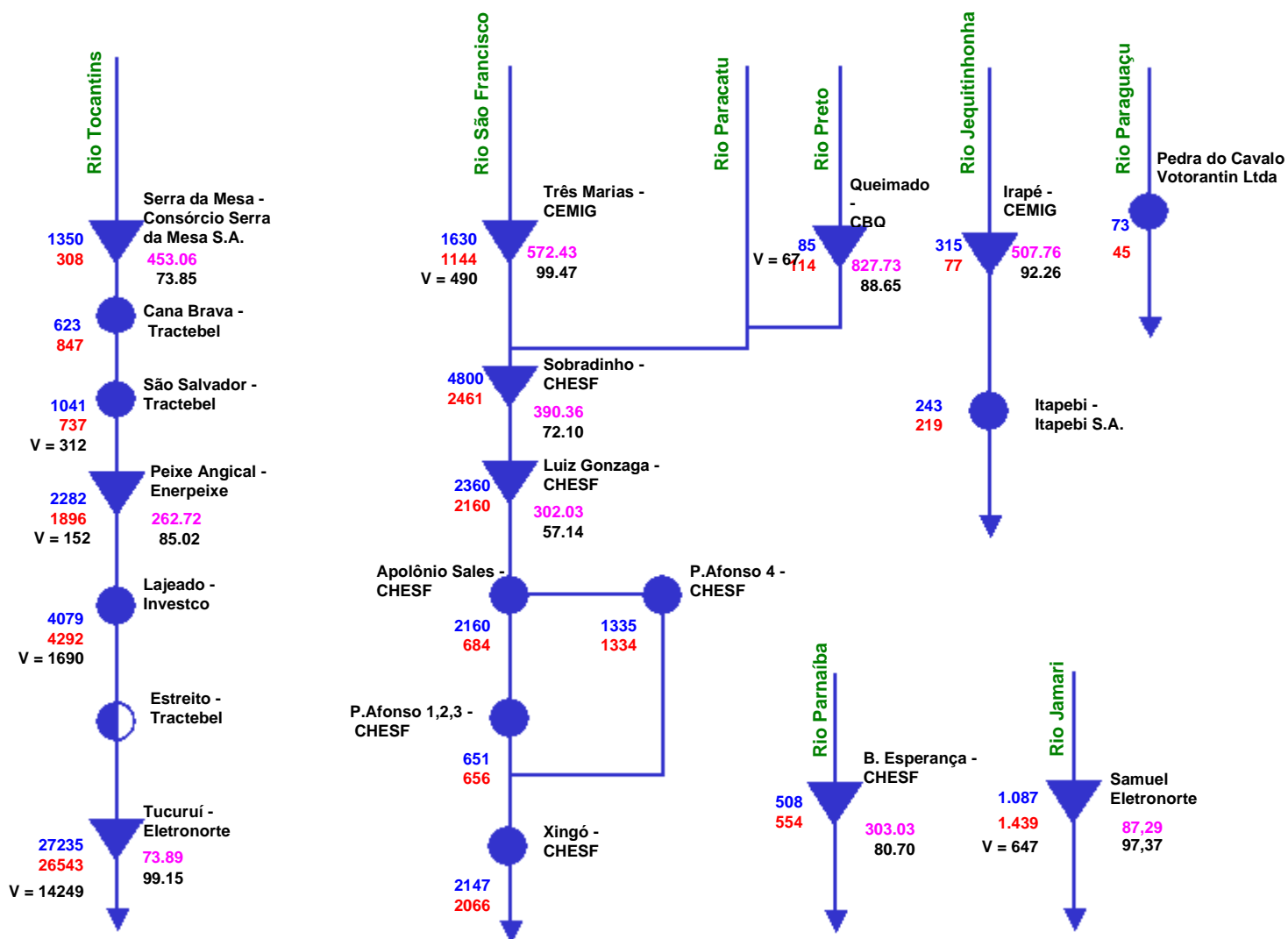
8.3 - Bacias Iguaçu, Uruguai, Jacuí e Capivari



Bacia	% partic. Armazen. Região	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluenta			Geração Hidráulica no dia			
			ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada		Programada	
				Armaz.	Bruta	MW med	%	MW med	%
Iguaçu	57.4	98.3	225	201	264	5.143	48	5.084	47
Jacuí	14.9	80.8	156	186	205	626	6	664	6
Uruguai	25.6	92.9	196	242	371	4.844	45	4.895	45
Capivari	2.2	96.8	135	189	189	199	2	264	2

8 - Afluência e Defluência das Principais Usinas Integrantes do SIN

8.4 - Bacia do Tocantins, São Francisco, Parnaíba, Jequitinhonha e Amazonas



Bacia	% partic. Armazen. Região	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluente			Geração Hidráulica no dia			
			ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada		Programada	
				Armaz.	Bruta	MW med	%	MW med	%
Tocantins (*1)	99.3	79.8	126	78	129	6.825	100	7.072	100

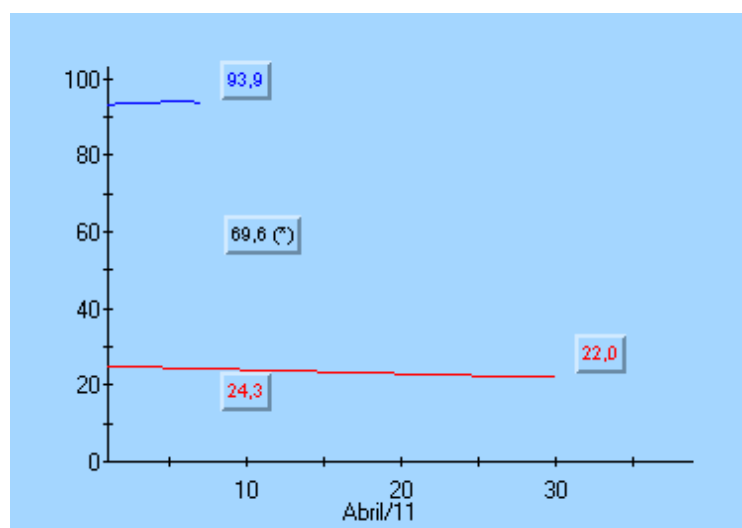
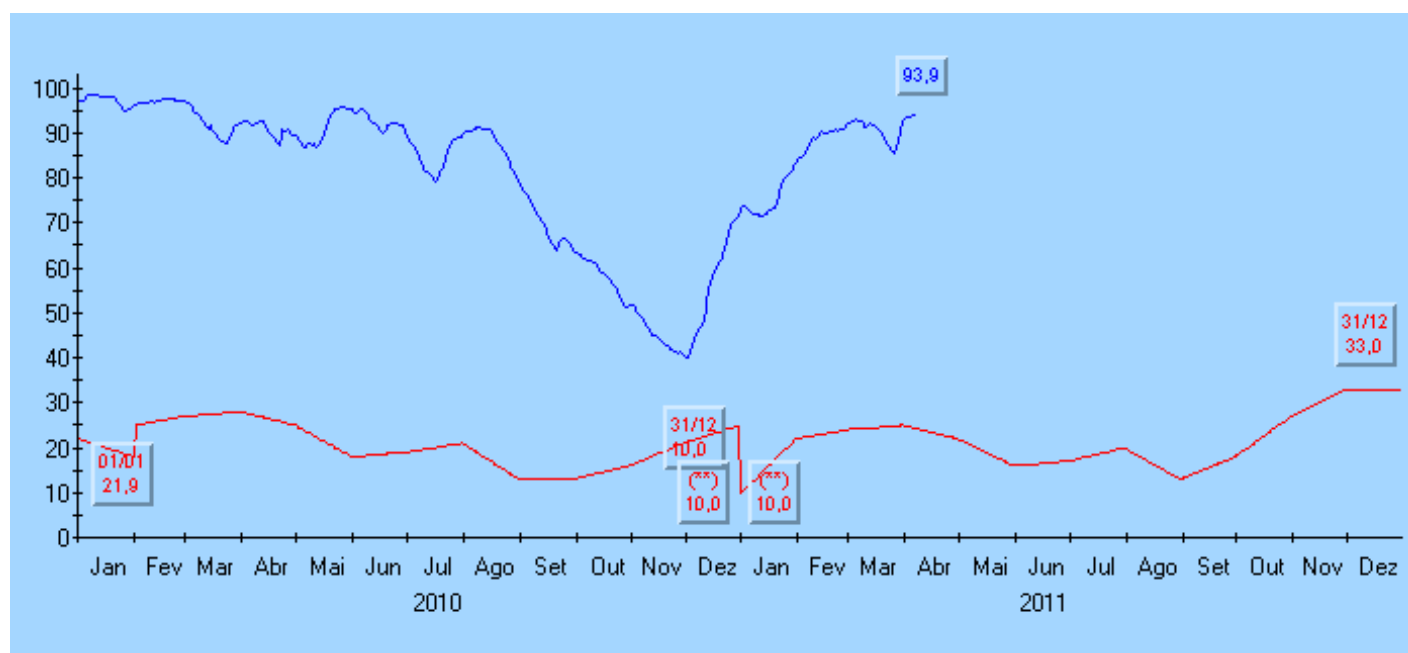
Bacia	% partic. Armazen. Região	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluente			Geração Hidráulica no dia			
			ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada		Programada	
				Armaz.	Bruta	MW med	%	MW med	%
São Francisco (*2)	96.6	80.3	153	147	151	5.791	96	5.853	96
Parnaíba	3.4	79.5	77	88	88	219	4	214	4

(*1) Inclui usinas do Norte e Sudeste/Centro-Oeste

(*2) Inclui usinas do Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos em Relação à Curva de Aversão ao Risco

9.1 - Sul

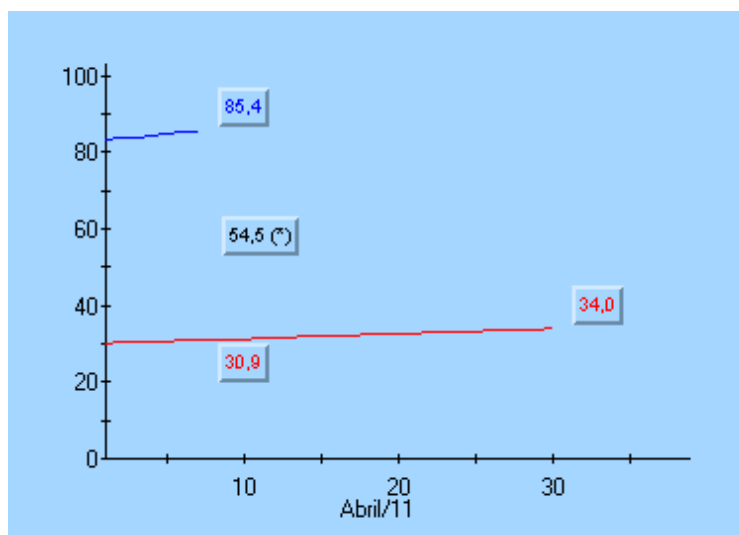
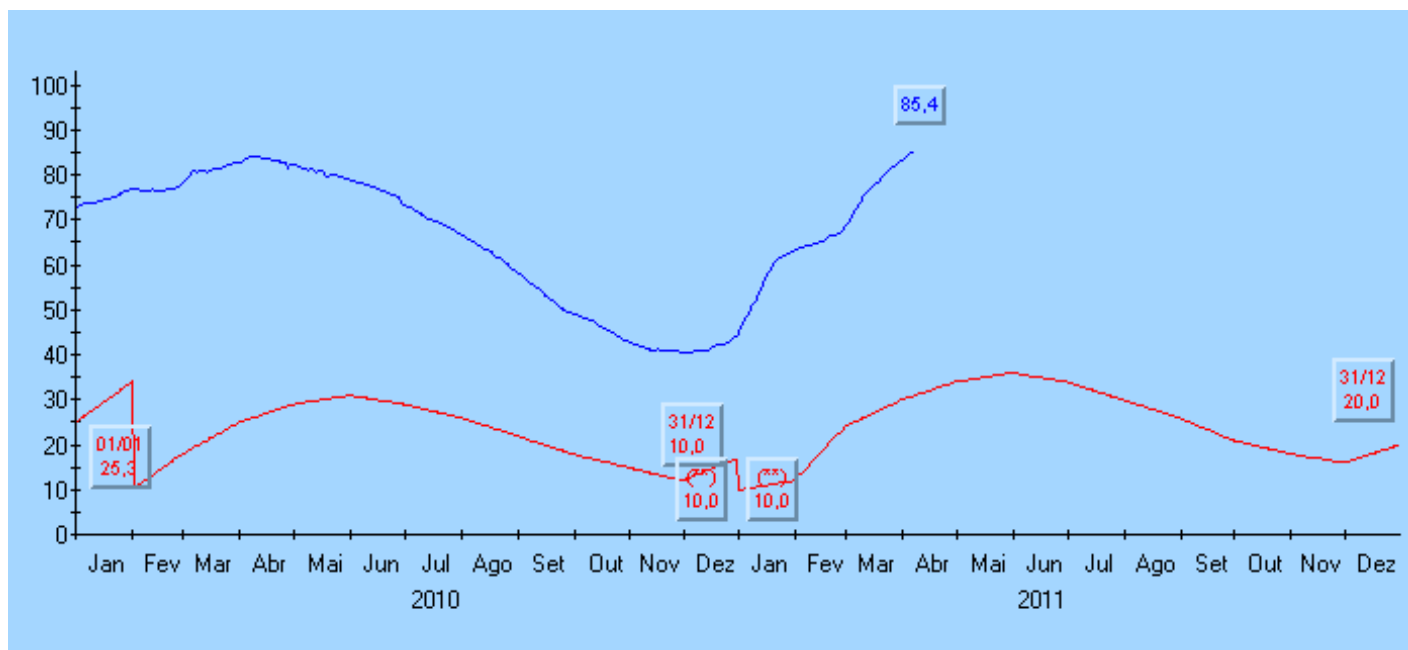


- Curva de Energia Armazenada Verificada
- Curva de Aversão ao Risco
- (*) Diferença em relação à curva de aversão (%)
- (**) Nível mínimo de segurança

Nota:
A curva de aversão ao risco define os níveis mínimos de armazenamento do reservatório equivalente da Região Sul, necessários para garantir o abastecimento do correspondente mercado, com segurança, considerando a utilização de todos os recursos disponíveis.
Os níveis verificados de armazenamento (em percentual da Energia Armazenada Máxima - % EAR máx.) estão sendo comparados:
. de 01/01/2010 a 31/01/2010, com a curva de aversão ao risco da Região Sul biênio 2009/2010, constante da Nota Técnica ONS - NT 038/2009 e autorizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 364/2009 publicada no Diário Oficial da União no dia 12/05/2009.
. de 01/02/2010 a 31/12/2010, com a revisão da curva de aversão ao risco da Região Sul biênio 2010/2011, constante da Nota Técnica ONS - NT 202/2009, autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2253/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 28/01/2010.
. a partir de 01/01/2011 até 31/12/2011, com a curva de aversão ao risco da Região Sul biênio 2011/2012, constante da Nota Técnica ONS - NT 127/2010 e autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2658/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 24/12/2010.

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos em Relação à Curva de Aversão ao Risco

9.2 - Sudeste/Centro Oeste



- Curva de Energia Armazenada Verificada
- Curva de Aversão ao Risco
- (*) Diferença em relação à curva de aversão (%)
- (**) Nível mínimo de segurança

Nota:

A curva de aversão ao risco define os níveis mínimos de armazenamento do reservatório equivalente da Região Sudeste, necessários para garantir o abastecimento do correspondente mercado, com segurança, considerando a utilização de todos os recursos disponíveis.

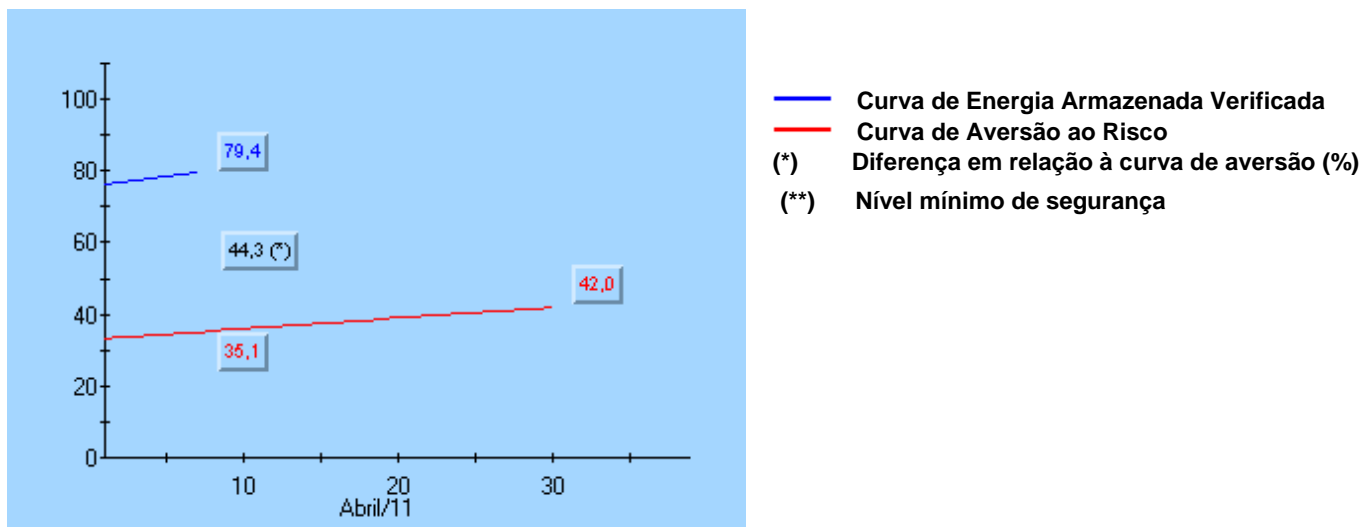
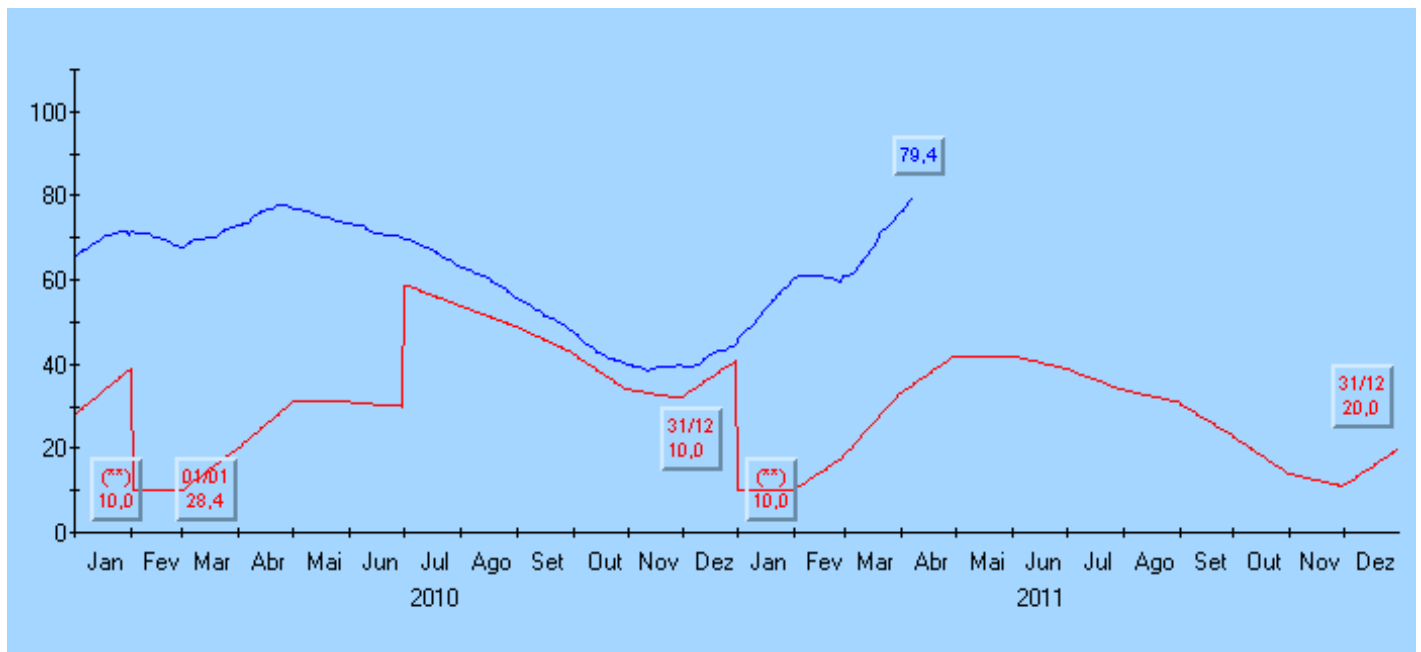
Os níveis verificados de armazenamento (em percentual da Energia Armazenada Máxima - % EAR máx.) estão sendo comparados:
. de 01/01/2010 a 31/01/2010, com a curva de aversão ao risco da Região Sudeste/Centro-Oeste biênio 2009/2010, constante da Nota Técnica ONS - NT 037/2009 e autorizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 364/2009 publicada no Diário Oficial da União no dia 12/05/2009.

. de 01/02/2010 a 31/12/2010, com a revisão da curva de aversão ao risco da Região Sudeste/Centro-Oeste biênio 2010/2011, constante da Nota Técnica ONS - NT 201/2009, autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2253/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 28/01/2010.

. a partir de 01/01/2011 até 31/12/2011, com a curva de aversão ao risco da Região Sudeste/Centro-Oeste biênio 2011/2012, constante da Nota Técnica ONS - NT 126/2010 e autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2658/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 24/12/2010.

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos em Relação à Curva de Aversão ao Risco

9.3 - Nordeste



Nota:

A curva de aversão ao risco define os níveis mínimos de armazenamento do reservatório equivalente da Região Nordeste, necessários para garantir o abastecimento do correspondente mercado, com segurança, considerando a utilização de todos os recursos disponíveis. Os níveis verificados de armazenamento (em percentual da Energia Armazenada Máxima - % EAR máx.) estão sendo comparados:

- . de 01/01/2010 a 31/01/2010, com a curva de aversão ao risco da Região Nordeste biênio 2009/2010, constante da Nota Técnica ONS - NT 039/2009 e autorizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 364/2009 publicada no Diário Oficial da União no dia 12/05/2009.
- . de 01/02/2010 a 30/06/2010, com a revisão da curva de aversão ao risco da Região Nordeste biênio 2010/2011, constante da Nota Técnica ONS - NT 203/2009, autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2253/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 28/01/2010.
- . de 01/07/2010 a 31/12/2010, com a revisão da curva de aversão ao risco da Região Nordeste biênio 2010/2011, constante da Nota Técnica ONS - NT 084/2010, autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2446/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 25/06/2010.
- . a partir de 01/01/2011 até 31/12/2011, com a curva de aversão ao risco da Região Nordeste biênio 2011/2012, constante da Nota Técnica ONS - NT 128/2010 e autorizada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 2658/2010 publicada no Diário Oficial da União no dia 24/12/2010.

9 - Acompanhamento dos Armazenamentos em Relação à Curva de Aversão ao Risco

9.4 - Norte

Nota:

A forma de operação da região Norte implementa uma política de máxima exploração de seus reservatórios, concomitantemente a maximização da capacidade de transmissão dessa região e de suas interligações, no que tange a importação e exportação de energia com o restante do SIN, visando com isso, à consequente minimização dos custos globais de operação.

Assim sendo, ao final do período seco, busca-se atingir o armazenamento mínimo, para o reservatório da UHE de Tucuruí, compatível com a garantia do atendimento da Região Norte, no período de ponta de carga, com segurança, qualidade e economicidade adequadas.