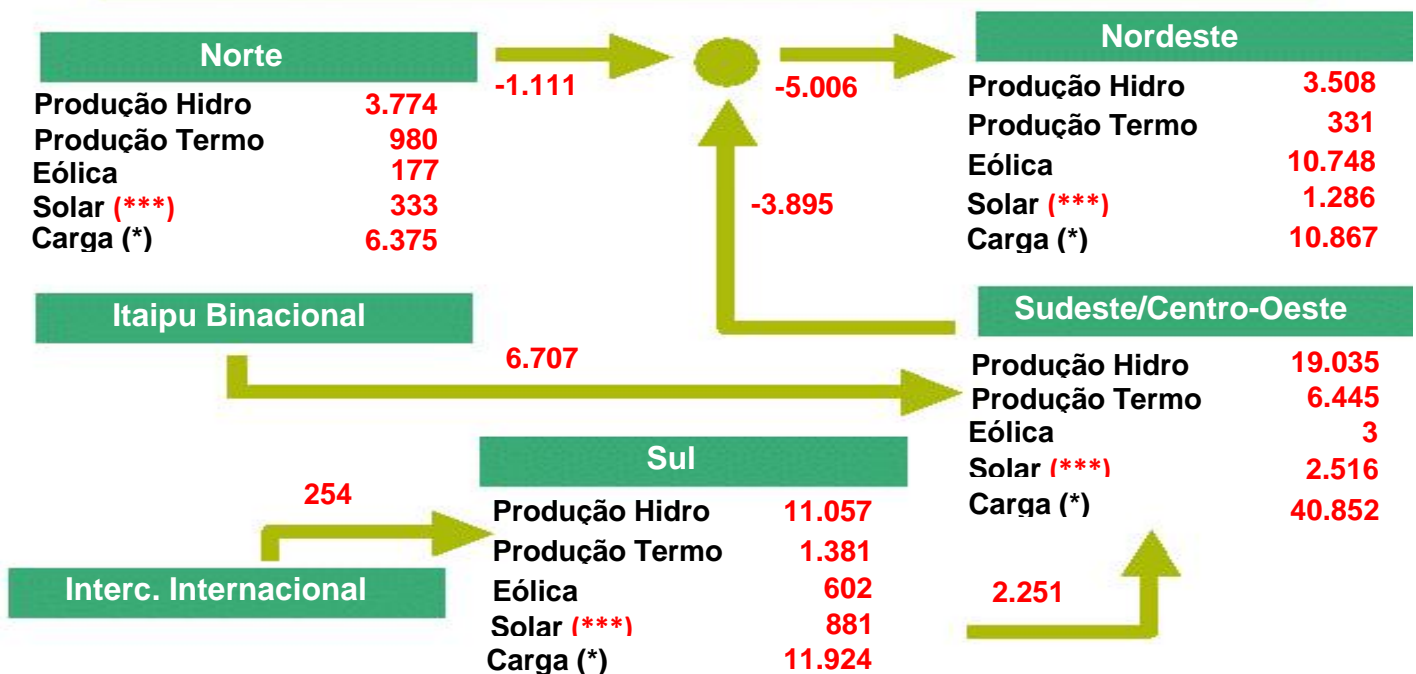


Terça-Feira, 15 Agosto de 2023

1 - Balanço de Energia

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN - MWmed			
Produção			
Hidro Nacional	34.562	37.374	53,57%
Itaipu Binacional	6.461	6.707	9,61%
Termo Nuclear	1.990	2.011	2,88%
Termo Convencional	7.911	7.126	10,21%
Eólica	16.803	11.530	16,53%
Solar (***)	5.915	5.016	7,19%
Total SIN	73.642	69.764	100,00%
Intercâmbio Internacional (**)	0	-254	
Carga (*)	73.642	70.018	



(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Intercâmbio Internacional => Valor negativo para importação

(***) Solar = Usinas Fotovoltaicas + MMGD

LEGENDA: ■ Verificado

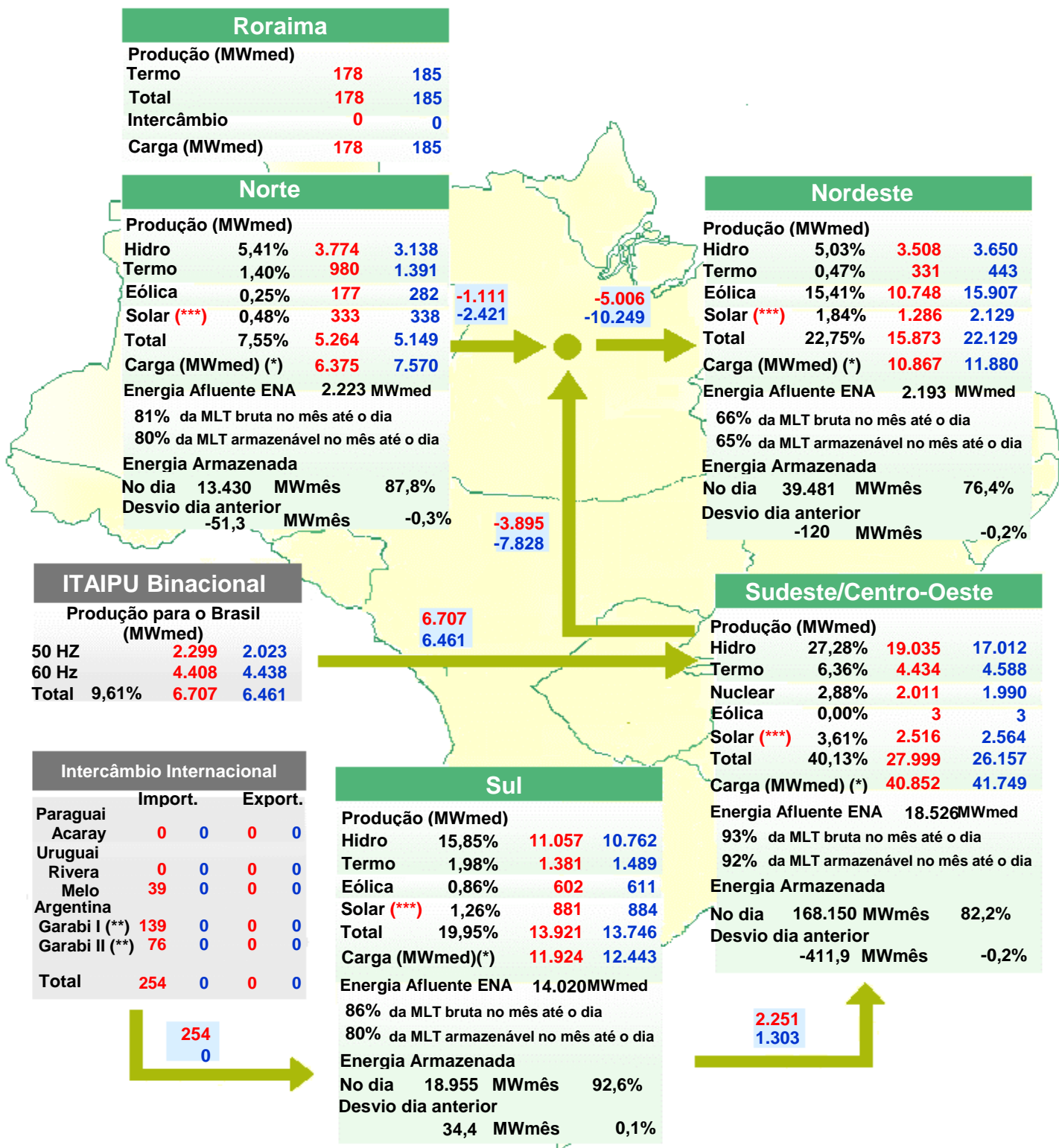
■ Programado

1.2 - Carga - MWmed

	Verificada no Dia	Máxima Histórica		
SUL	11.924	17.036	em	25/01/22
SUDESTE - CO	40.852	48.646	em	08/03/22
NORTE	6.375	7.793	em	08/08/23
NORDESTE	10.867	13.344	em	16/02/23
SIN	70.018	83.898	em	14/02/23

2 - Balanço de Energia Detalhado

LEGENDA: ■ Verificado ■ Programado



(*) Carga = Consumo + Perdas

(**) Valores relativos a subestação Santo Ângelo, referência para exportação Brasil / Argentina.

(***) Solar = Usinas Fotovoltaicas + MMGD

3 - Variação de Energia Armazenada

Energia Armazenada	SIN	Sul	SE/CO	Norte	NE
Capacidade Máxima (MWhês)	292.068	20.459	204.615	15.302	51.691
Armazenamento ao final do dia (MWhês)	240.017	18.955	168.150	13.430	39.481
Armazenamento ao final do dia (%)	82,2%	92,6%	82,2%	87,8%	76,4%
Variação em relação dia anterior (%)	-0,2	0,1	-0,2	-0,3	-0,2
Variação acumulada mensal (%)	-2,2	-1,1	-2,1	-3,9	-2,8

4 - Destaques da Operação

* CARGA E PRODUÇÃO DE ENERGIA POR SUBMERCADO

Submercado Sul:

A geração hidráulica foi superior ao valor programado devido ao menor recebimento de energia proveniente dos submercados Norte e Nordeste.

A geração térmica foi inferior ao valor programado em usinas controladas (ver itens 5 e 6) e não controladas pelo ONS.

As gerações eólica e solar fotovoltaica não apresentaram desvio significativo em relação aos valores previstos.

A carga foi inferior ao valor previsto em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

Submercado Sudeste/Centro-Oeste:

A geração hidráulica, bem como a produção total de Itaipu para o Brasil, foi superior ao valor programado devido ao menor recebimento de energia proveniente dos submercados Norte e Nordeste.

A geração térmica foi inferior ao valor programado em usinas controladas (ver itens 5 e 6) e não controladas pelo ONS.

As gerações nuclear, eólica e solar fotovoltaica não apresentaram desvio significativo em relação aos valores previstos.

A carga foi inferior ao valor previsto em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

Submercado Nordeste:

As gerações hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, bem como a carga, foram inferiores aos valores previstos devido ao desligamento automático de unidades geradoras em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

A geração térmica foi inferior ao valor programado em usinas controladas (ver itens 5 e 6) e não controladas pelo ONS.

Das 03h50 às 04h40, das 07h28min às 08h29min e a partir das 19h11 houve restrição de geração eólica para controle de limite para evitar instabilidade de tensão no 500 kV das regiões Norte e Leste do Nordeste. A máxima redução foi de 1.326 MW.

Da 00h00min às 06h15min houve restrição de geração eólica para controle do fluxo Nordeste/Norte (FNEN) de forma a possibilitar a realização da intervenção na LT 500 kV Sobradinho / São João do Piauí C5. A máxima redução foi de 2.178 MW.

Houve bloqueio da geração solar fotovoltaica até às 05h51 para controle do fluxo Nordeste/Norte (FNEN) de forma a possibilitar a realização da intervenção na LT 500 kV Sobradinho / São João do Piauí C5.

Das 07h36 às 08h28 houve redução de geração eólica e solar fotovoltaica para controle do fluxo Nordeste/Norte (FNEN). A máxima redução foi de 2.608 MW às 08h28.

A partir das 19h11 houve restrição de geração eólica para controle do fluxo Nordeste/Norte (FNEN) e Nordeste/Sudeste (FNESE). A máxima redução foi de 877 MW.

Submercado Norte:

A geração hidráulica foi superior ao valor programado para compensar parcialmente às gerações hidráulica, eólica, solar fotovoltaica inferiores aos valores previstos no submercado Nordeste, conforme relato anterior.

A geração térmica foi inferior ao valor programado em usinas controladas (ver itens 5 e 6) e não controladas pelo ONS.

A geração eólica foi inferior ao valor previsto devido ao desligamento automático de unidades geradoras em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

A geração solar fotovoltaica não apresentou desvio significativo em relação ao valor previsto.

A carga foi inferior ao valor previsto em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

Sistema Isolado de Roraima

A geração térmica foi inferior ao valor programado devido à carga inferior ao valor previsto.

*** TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE SUBMERCADOS**

Intercâmbio de Energia do Submercado Sul

O intercâmbio de energia do submercado Sul foi superior ao valor programado para devido à geração hidráulica superior ao valor previsto, conforme relato anterior.

Intercâmbio de Energia do Submercado Nordeste

O intercâmbio de energia do submercado Nordeste foi inferior ao valor programado devido às gerações hidráulica, eólica e solar fotovoltaica inferiores aos valores previstos devido ao desligamento automático de unidades geradoras em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

Intercâmbio de Energia para o Submercado Norte

O intercâmbio de energia para o submercado Norte foi inferior ao valor programado devido às gerações hidráulica, eólica e solar fotovoltaica inferiores aos valores previstos no submercado Nordeste, conforme relato anterior.

Intercâmbio Internacional

Houve intercâmbio internacional do Brasil para a Argentina das 16h38 às 20h39, via conversoras de Garabi I e II, para compensar parcialmente o menor recebimento de energia proveniente dos submercados Nordeste e Norte, durante a ponta de carga.

Houve intercâmbio internacional do Brasil para o Uruguai das 16h31 às 18h48, via conversora de Melo, para compensar parcialmente o menor recebimento de energia proveniente dos submercados Nordeste e Norte, durante a ponta de carga.

*** OCORRÊNCIAS NA REDE DE OPERAÇÃO**

Às 8h31 houve uma ocorrência no Sistema Interligado Nacional (SIN) que provocou a separação elétrica das regiões Norte e Nordeste das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, com abertura das interligações entre essas regiões.

No submercado Nordeste ocorreu o desligamento parcial dos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe e do Piauí. Neste submercado ocorreu a interrupção de aproximadamente 5.138 MW de cargas.

No submercado Norte ocorreu o desligamento total dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará e Tocantins. O estado de Roraima permaneceu atendido de forma isolada do SIN. Neste submercado ocorreu a interrupção de aproximadamente 6.803 MW de cargas.

No submercado Sudeste/Centro-Oeste todos os estados foram parcialmente afetados pela perturbação por atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas - ERAC. Ressalta-se que nos estados do Acre e de Rondônia houve interrupção total das cargas, devido abertura da interligação desses estados com o SIN. Neste submercado ocorreu a interrupção de aproximadamente 5.289 MW de cargas.

No submercado Sul todos os estados foram parcialmente afetados pela perturbação por atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas - ERAC. Neste submercado a interrupção foi de aproximadamente 1.670 MW de cargas.

A redução total de cargas no SIN atingiu um montante aproximado de 18.900 MW, correspondendo a 27% da carga total do SIN naquele momento.

Às 08h43 foi iniciado o restabelecimento das cargas do submercado Sul, sendo concluída às 09h05.

Às 08h52 iniciado o restabelecimento das cargas do submercado Sudeste, sendo concluída às 09h33.

O SIN foi 100% recomposto às 14h49.

*** OCORRÊNCIAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Nada a relatar.

*** INTEGRAÇÃO DE NOVAS INSTALAÇÕES**

Nada a relatar.

5 - Gerações Térmicas das Usinas Tipo I e Tipo II-A

5.1 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo I

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*) Instal. Dispon.	Média Diária Prog.	Média Diária Verif.	Média Diária Difer.	Var% (**)	Obs.	
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E								
Angra II	INF	1350	1350	1350	1359	9	1%	---
Angra I	INF	640	640	640	652	12	2%	---
Norte Fluminense	---	826	826	0	0	---	---	---
Santa Cruz Nova	---	500	500	0	0	---	---	---
Baixada Fluminense	---	530	530	0	0	---	---	---
Luiz O. R. Melo	INF	240	240	35	34	-1	-3%	---
Do Atlântico	INF	490	200	200	86	-114	-57%	(4)
GNA 1	---	1339	1338	0	0	---	---	---
Três Lagoas	---	360	360	0	0	---	---	---
Termorio	INF	1036	989	300	301	1	0%	---
Cubatão	INF	216	210	115	119	4	3%	---
Seropédica	---	386	360	0	0	---	---	---
Ibirité	---	235	0	0	0	---	---	(2)
Karkey 013	INF	251	251	31	31	---	0%	---
Karkey 019	---	116	116	0	0	---	---	---
Juiz de Fora	---	87	84	0	0	---	---	---
Nova Piratininga	INF	576	470	108	56	-52	-48%	(3)
Porsud I	---	116	116	0	0	---	---	---
Porsud II	---	76	76	0	0	---	---	---
Viana	---	175	175	0	0	---	---	---
Termomacaé	REL	929	900	0	103	103	100%	---
Povoação 1	INF	75	75	72	71	-1	-1%	---
Viana 1	INF	38	37	36	35	-1	-3%	---
Palmeiras de Goiás	---	176	20	0	0	---	---	(3)
Goiânia 2	---	140	136	0	0	---	---	---
Cuiabá	---	529	0	0	0	---	---	(3)
Daia	---	44	0	0	0	---	---	(3)
W. Arjona	---	177	0	0	0	---	---	(3)
TOTAL SE / CO		11653	9999	2887	2847	-40	-1%	

Legenda:

REL - Razão Elétrica

OME - Ordem de Mérito

INF - Inflexibilidade

EXP - Exportação

TE - Teste

GEN - Garantia de Suprimento Energético

PCI - Perdas e Consumo Interno de Exportação

GFM - Geração Fora de Ordem de Mérito de Custo

GSB - Geração de Substituição

ERP - Energia Reposição de Exportação

UCM - Unit Commitment

RRO - Recomposição da Reserva Operativa

(1) - Não são comparadas por serem programadas sempre na base

(2) - Manutenção em Unidade Geradora (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(3) - Restrição Operativa (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(4) - Manutenção em Unidade Geradora e Restrição Operativa (Esta observação refere-se às diferenças entre Capacidade Instalada e Capacidade Disponível)

(*) - A Capacidade Instalada e Disponível não considera o montante de geração com operação comercial suspensa ou em processo de expansão

(**) - Diferença (Verificado - Programado)

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
		Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	Var %(**)	
S U L								
Pampa Sul	INF	345	345	300	202	-98	-33%	---
Candiota III	INF	350	350	310	312	2	1%	---
J. Lacerda C	INF	330	330	300	301	1	0%	---
Figueira	INF	20	20	18	16	-2	-11%	---
J. Lacerda B	INF	220	220	220	221	1	0%	---
J. Lacerda A	INF	190	190	100	99	-1	-1%	---
Canoas	---	249	248	0	0	---	---	---
Araucária	---	484	0	0	0	---	---	(3)
TOTAL S		2188	1703	1248	1151	-97	-8%	
N O R D E S T E								
Termopernambuco	---	533	533	0	0	---	---	---
Fortaleza	---	327	327	0	0	---	---	---
Porto Sergipe	---	1593	1593	0	0	---	---	---
Porto Pecém I	---	720	720	0	0	---	---	---
Porto Pecém II	---	365	365	0	0	---	---	---
Vale do Açú	---	368	310	0	0	---	---	(3)
Termo Ceará	---	220	217	0	0	---	---	---
Termobahia	INF	186	170	95	45	-50	-53%	---
Pernambuco III	---	201	201	0	0	---	---	---
Maracanaú I	---	168	141	0	0	---	---	(2)
Termocabo	---	50	49	0	0	---	---	---
Termonordeste	---	171	157	0	0	---	---	---
Termoparaíba	---	171	157	0	0	---	---	---
Campina Grande	---	169	169	0	0	---	---	---
Suape II	---	381	381	0	0	---	---	---
Global I	---	149	144	0	0	---	---	---
Global II	---	149	144	0	0	---	---	---
Apoena	---	147	131	0	0	---	---	(2)
Guarani	---	150	121	0	0	---	---	(3)
Petrolina	---	136	132	0	0	---	---	---
Potiguar III	---	66	55	0	0	---	---	(3)
Potiguar	---	53	53	0	0	---	---	---
Pau Ferro I	---	94	94	0	0	---	---	---
Termomanaus	---	143	143	0	0	---	---	---
TOTAL NE		6710	6507	95	45	-50	-53%	

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
		Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	Var %(**)	
N O R T E								
Aparecida	INF	166	158	75	78	3	4%	---
Mauá 3	INF	591	562	264	221	-43	-16%	---
Maranhão III	INF	519	519	490	176	-314	-64%	---
Parnaíba IV	---	56	56	0	0	---	---	---
Maranhão IV	---	338	338	0	0	---	---	---
Maranhão V	---	338	338	0	0	---	---	---
Parnaíba V	---	365	365	0	0	---	---	---
Nova Venécia	---	178	178	0	0	---	---	---
Porto do Itaqui	---	360	360	0	0	---	---	---
Geramar I	---	166	159	0	0	---	---	---
Geramar II	---	166	159	0	0	---	---	---
Cristiano Rocha	INF	85	70	68	49	-19	-28%	(2)
Jaraqui	INF	75	63	63	63	---	0%	(3)
Manauara	INF	72	63	63	60	-3	-5%	(3)
Ponta Negra	INF	68	64	64	61	-3	-5%	---
Tambaqui	INF	75	63	63	53	-10	-16%	(3)
TOTAL N		3618	3515	1150	761	-389	-34%	
R O R A I M A								
Jaguatirica II	REL	141	70	70	69	-1	-1%	---
Bonfim	REL	10	8	8	7	-1	-13%	---
Cantá	REL	10	9	9	8	-1	-11%	---
Pau Rainha	REL	10	10	10	10	---	0%	---
Santa Luz	REL	10	10	10	9	-1	-10%	---
Palmaplan	REL	12	12	12	10	-2	-17%	---
Monte Cristo Sucuba	REL	43	32	0	1	1	100%	---
Monte Cristo II	REL	30	28	13	10	-3	-23%	---
Monte Cristo	REL	83	65	26	26	---	0%	---
Novo Paraíso	---	16	12	0	0	---	---	---
Floresta	REL	40	27	22	19	-3	-14%	---
Distrito	---	46	40	0	0	---	---	---
Baliza	REL	16	5	5	5	---	0%	---
TOTAL RR		467	328	185	174	-11	-6%	

5.2 - Valores de Média Diária das Usinas Térmicas Tipo II-A

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária		Obs.
		Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	Var % (**)	
SUL								
São Sepé	---	8	8	0	0	---	---	---
Energia Madeiras	INF	4	3	2	1	-1	-50%	(3)
Barra Bonita I	INF	10	10	4	6	2	50%	---
TOTAL S		22	21	6	7	1	17%	
S U D E S T E / C E N T R O - O E S T E								
Onça Pintada	---	50	50	0	0	---	---	---
Santa Vitória	INF	41	41	40	35	-5	-13%	---
Paulínia Verde	INF	15	15	15	17	2	13%	---
Xavantes	---	54	53	0	0	---	---	---
Predilecta	---	5	0	0	0	---	---	(2)
TOTAL SE		5	0	0	0	0	---	
N O R D E S T E								
ERB Candeias	---	17	0	0	0	---	---	(3)
Prosperidade I	---	28	28	0	0	---	---	---
Prosperidade III	---	56	56	0	0	---	---	---
Prosperidade II	---	38	37	0	0	---	---	---
Curumim	---	31	23	0	0	---	---	(3)
TOTAL NE		170	144	0	0	0	---	
N O R T E								
TOTAL N		0	0	0	0	0	---	

O submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede determina que as usinas Tipo I e Tipo II-A são programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS.

5.3 - Usinas com mais de uma razão de despacho (Tipo I e II-A) - Médias Diárias

Usinas	Média Diária		Razão do Despacho
	Verificada	Programada	

5.4 - Total de Geração Térmica das Usinas Tipo I e Tipo II-A dos submercados e do SIN

	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária	
	Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.	Difer.	Var % (**)
SUDESTE/CENTRO-OESTE	11658	9999	2887	2847	-40	-1%
SUL	2210	1724	1254	1158	-96	-8%
NORDESTE	6880	6651	95	45	-50	-53%
NORTE	3618	3515	1150	761	-389	-34%
TOTAL SIN	24366	21889	5386	4811	-575	-11%

5.5 - Principais diferenças entre as Capacidades Instaladas e Disponibilidade

5.5.1 - Por Manutenção

Usinas	Capacidade		
	Instalada	Disponível	Diferença
Ibirité	235	0	235
Maracanaú I	168	141	27
Apoena	147	131	16
Cristiano Rocha	85	70	15
Predilecta	5	0	5
Total	640	342	298

5.5.2 - Por Restrição Operativa

Usinas	Capacidade		
	Instalada	Disponível	Diferença
Nova Piratininga	576	470	106
Palmeiras de Goiás	176	20	156
Cuiabá	529	0	529
Daia	44	0	44
W. Arjona	177	0	177
Araucária	484	0	484
Vale do Açú	368	310	58
Guarani	150	121	29
Potiguar III	66	55	11
Jaraquí	75	63	12
Manauara	72	63	9
Tambaquí	75	63	12
Energia Madeiras	4	3	1
ERB Candeias	17	0	17
Curumim	31	23	8
Total	2844	1191	1653

5.5.3 - Por Restrição Operativa e Manutenção

Usinas	Capacidade		
	Instalada	Disponível	Diferença
Do Atlântico	490	200	290
Total	490	200	290

5.5.4 - Totais

	Capacidade		
	Instalada	Disponível	Diferença
Por Manutenção	640	342	298
Por Restrição Operativa	2844	1191	1653
Por Restrição Operativa e Manutenção	490	200	290
Demais Restrições Agregadas	20392	20156	236
Total	24366	21889	2477

**5.6 - Diferença entre capacidade instalada e autorizada - Usinas com operação comercial
suspensa ou em expansão**

Usinas	Capacidade		Diferença
	Instalada	Disponível	
Três Lagoas	385	360	25
Sykue I	30	0	30
Campos	25	0	25
Santa Cruz	436	0	436
Piratininga	200	0	200
Termonorte II	349	0	349
Total	1425	360	1065

6 - Destaques da Geração Térmica

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 UTE Do Atlântico (Ternium Brasil Ltda) gerou abaixo do valor programado durante todo o dia para adequação ao processo industrial interno à planta.

A UTE Nova Piratininga (PETROBRAS) gerou abaixo do valor programado das 02 às 13h00 devido ao processo de acoplamento do ciclo combinado das UGs n° 3, 31 e 32. Não gerou a partir das 17h08min devido à indisponibilidade da UG n° 3.

A UTE Termomacaé (PETROBRAS) gerou das 16h28 às 23h16 para compensar parcialmente o menor recebimento de energia proveniente dos submercados Nordeste e Norte, durante a ponta de carga.

A UTE Pampa Sul (Usina Termelétrica Pampa Sul S.A) não gerou das 08h31 às 14h17 devido ao desligamento automático da usina em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação') e gerou abaixo do valor programado das 14h18 às 19h06 devido ao processo de elevação de geração de sua unidade geradora.

A UTE Termobahia (PETROBRAS) não gerou das 08h31 às 20h52 devido à indisponibilidade de sua unidade geradora e gerou abaixo do valor programado das 20h53 às 21h38 devido ao processo de elevação de geração de sua unidade geradora.

A UTE Mauá 3 (Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A.) não gerou das 08h31 às 10h58 devido à indisponibilidade da usina e gerou abaixo do valor programado das 10h59 às 13h24 devido ao processo de elevação de geração de sua unidade geradora. Também gerou abaixo do valor programado das 14h39 às 16h08 devido à indisponibilidade da unidade geradora n° 1.

A UTE Maranhão III (PARNAÍBA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.) não gerou a partir das 08h31 devido ao desligamento automático da usina em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

A UTE Cristiano Rocha (Raesa S.A.) gerou abaixo do valor programado durante todo o dia devido à indisponibilidade de unidades geradoras. Não gerou das 08h31 às 10h33 devido ao desligamento automático da usina em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

A UTE Tambaqui (PETROBRAS) não gerou das 08h31 às 11h05 devido ao desligamento automático da usina em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação').

A UTE Santa Vitória (ERB MG ENERGIAS S.A.) não gerou das 08h31 às 10h24 devido ao desligamento automático da usina em face de ocorrência no SIN (ver item 'Ocorrências na Rede de Operação'). Gerou abaixo do valor programado a partir das 20h11 devido à indisponibilidade de

unidade geradora.

*** INFORMAÇÕES ADICIONAIS**

Na UTE Santa Cruz Nova (Eletrobras Furnas), as unidades geradoras n° 1 e 2 estão em fase de expansão, conforme relatório SFG/ANEEL de Acompanhamento das Centrais Geradoras Termelétricas, emitido em agosto de 2015.

A UTE Campos (Eletrobras Furnas), com duas unidades geradoras, está com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL n° 708 de 13/03/2019.

Na UTE Santa Cruz (Eletrobras Furnas), as unidades geradoras a óleo n° 3 e 4 estão com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL n° 3.263 de 19/10/2012.

A UTE Piratininga (EMAE), com duas unidades geradoras a óleo, está com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL n° 4005 de 11/10/2011.

A UTE Termonorte II (TERMONORTE), com quatro unidades geradoras a óleo, está com a operação suspensa conforme despacho da ANEEL n° 3.429 de 01/12/2020.

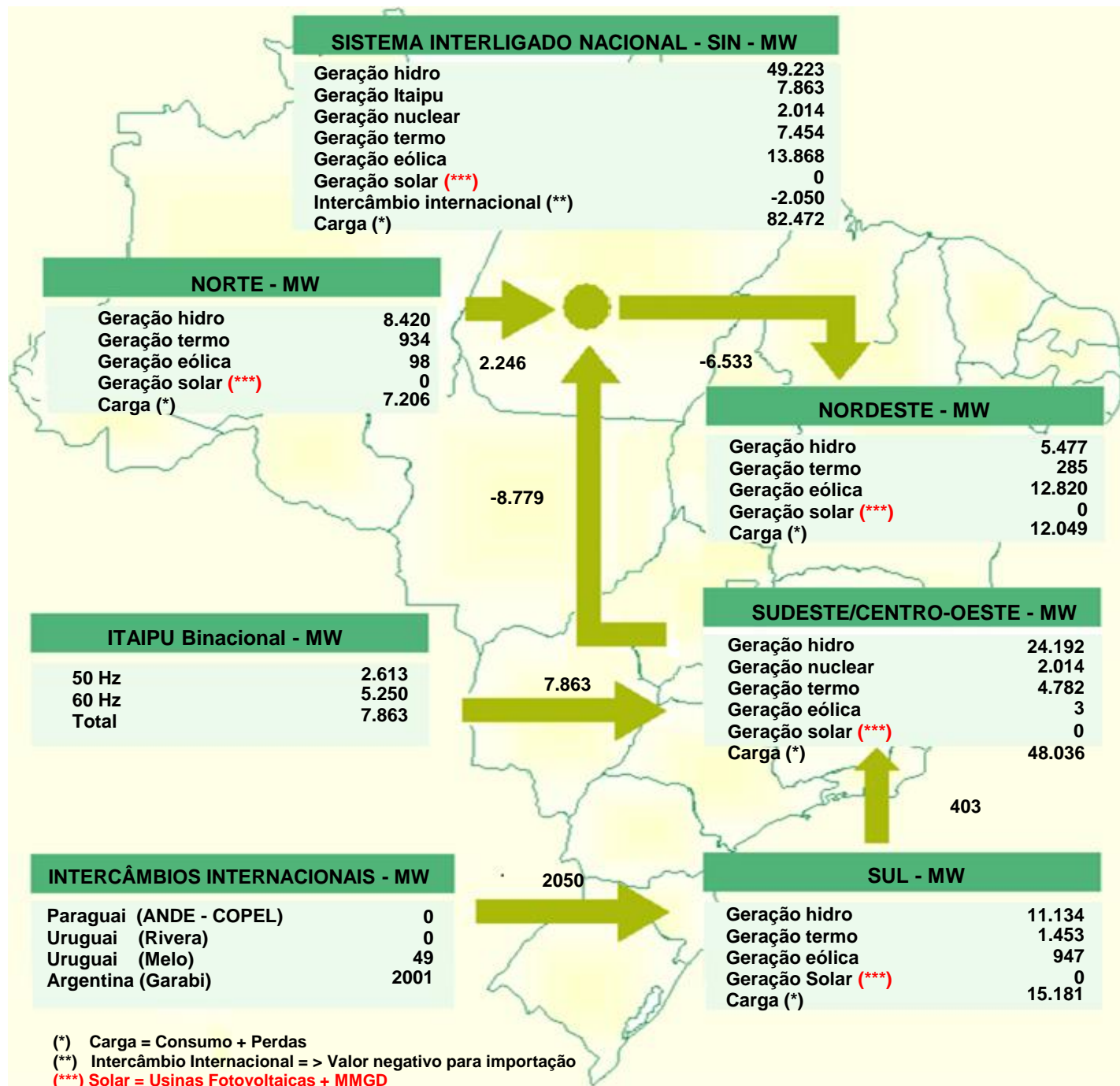
A UTE Sykué (Sykué Geração de Energia Ltda), com uma unidade geradora, está com a operação comercial suspensa, conforme o despacho SFG/ANEEL N° 1.096 de 27/04/2022.

A UTE Uruguaiana (AES Uruguaiana Empreendimentos S.A.) com três unidades geradoras, está com a operação comercial suspensa, conforme o despacho SFG/ANEEL No 2.367 de 29/08/2022.

A UTE Predilecta (PREDILECTA ALIMENTOS LTDA), com uma unidade geradora, está com a operação comercial suspensa, conforme despacho da ANEEL n° 1.940 de 21/07/2022.

7 - Demandas Máximas

7.1 - Demandas Máxima do SIN no dia (18h48min)

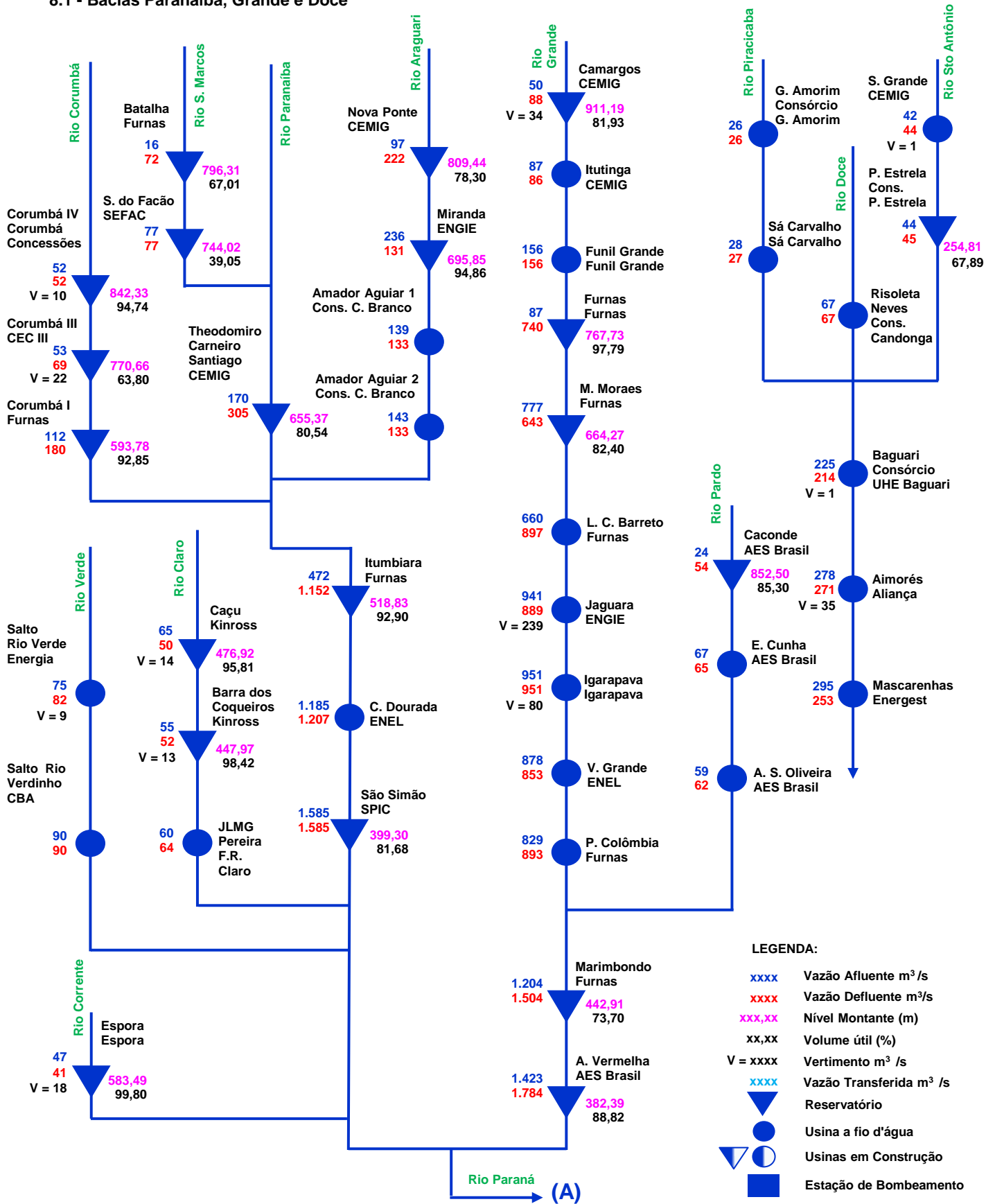


7.2 - Demandas Máximas Instantâneas do dia por Submercados - MW

Submercado	Verificada no Dia	Máxima Histórica
SUL	15.285 às 18h50min	20.966 em 14/02/2023
SUDESTE - CO	48.036 às 18h48min	55.543 em 15/02/2023
NORTE	8.021 às 22h47min	8.513 em 08/08/2023
NORDESTE	12.164 às 21h44min	15.080 em 28/02/2023
SIN	82.472 às 18h48min	97.371 em 14/02/2023

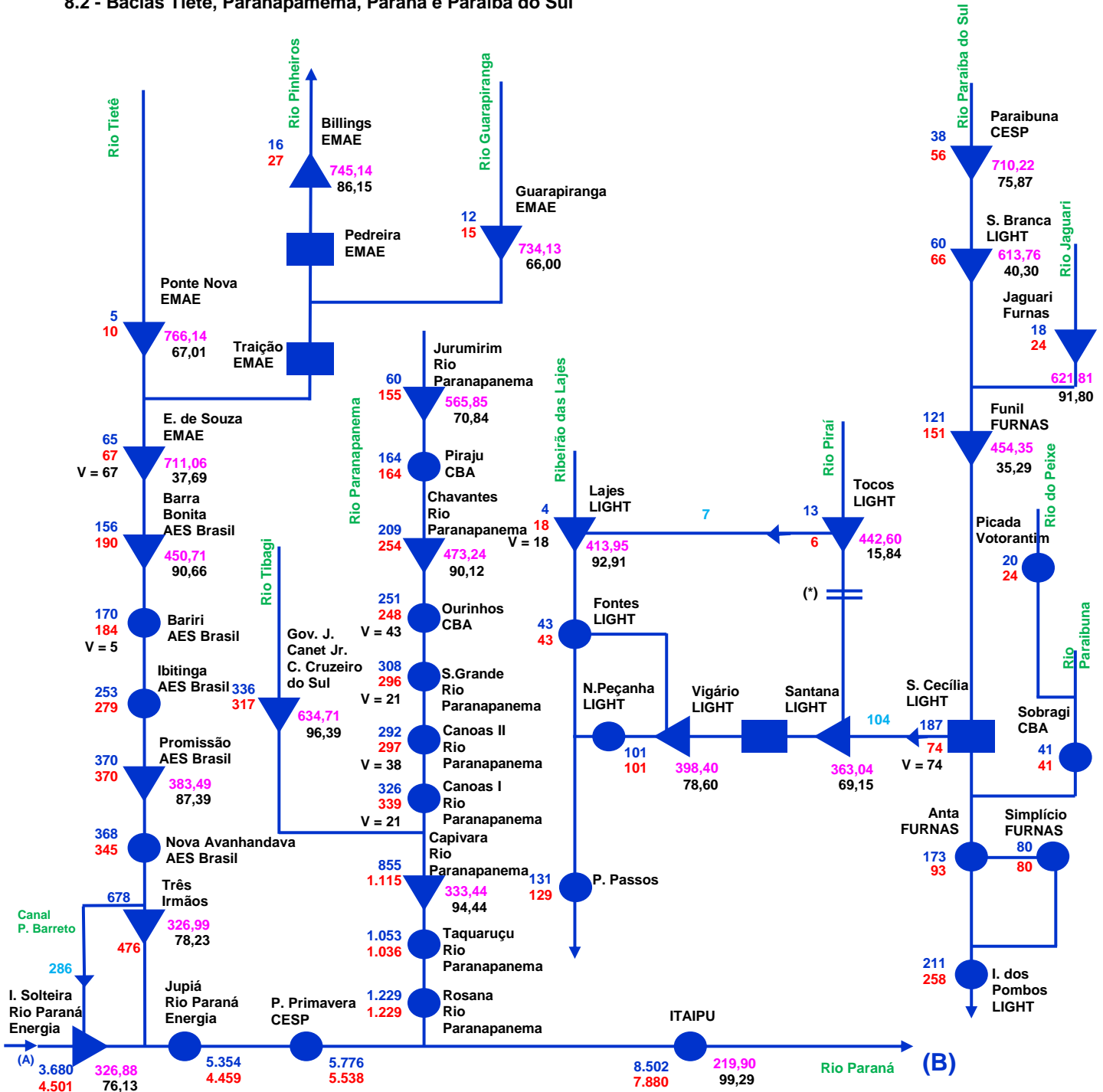
8 - Dados Hidráulicos das Usinas Integrantes do SIN

8.1 - Bacias Paranaíba, Grande e Doce



"O Volume Útil (VU) compreende o armazenamento disponível entre a cota mínima e a cota máxima de operação oficiais. Quando os valores atingem índices abaixo da cota mínima preestabelecida, são apresentados como 0,0%."

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

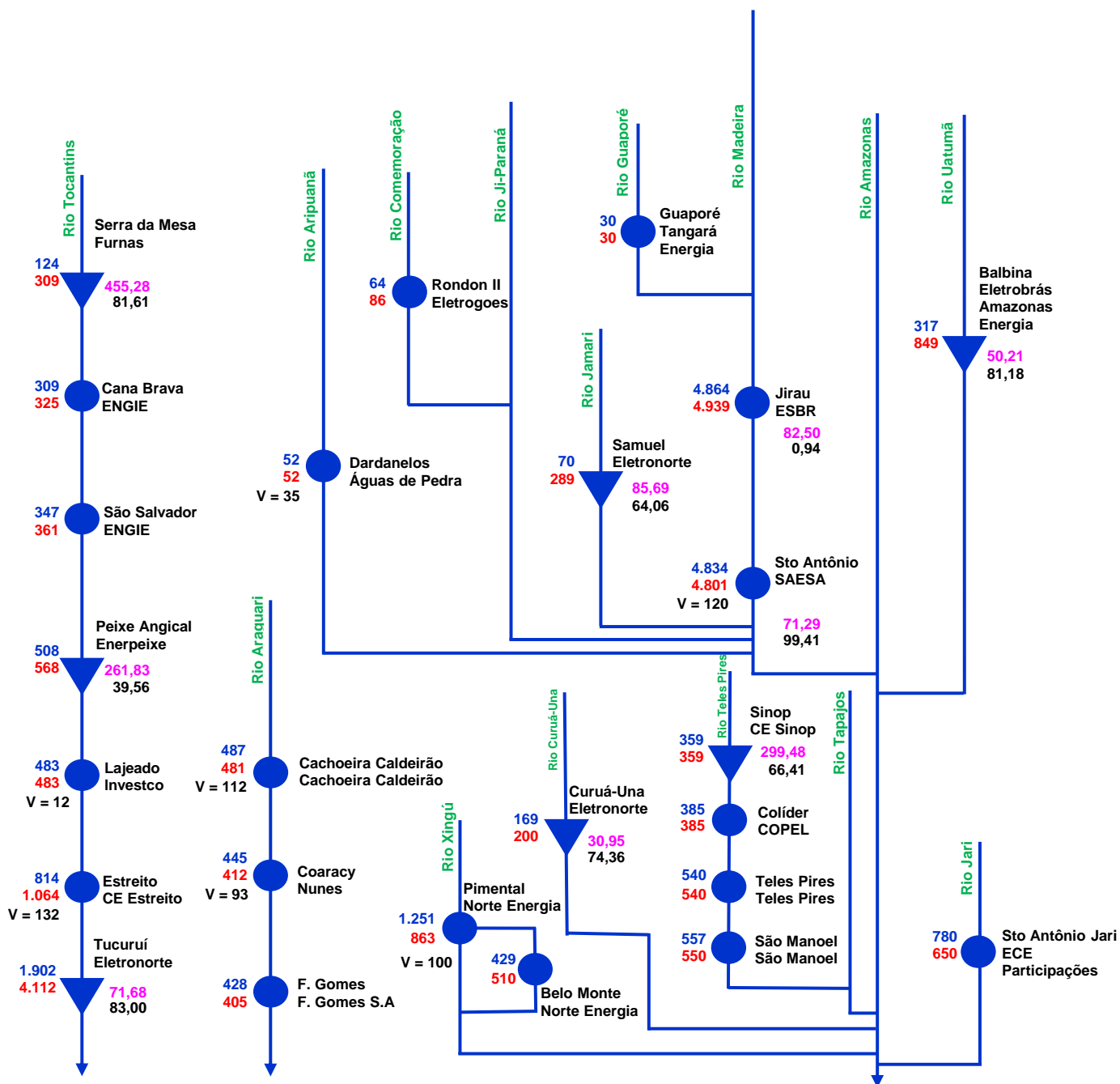


(*) - Interligação normalmente interrompida através de comportas

Bacia	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluyente			Geração Hidráulica no dia	
		ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
			Armaz	Bruta		
Paranaíba	78,1	66	72	73	3.228	2.439
Grande	91,8	85	103	104	3.846	3.250
Tietê	84,7	95	96	97	605	503
Paranapanema	85,1	104	86	88	1.619	1.559
Paraná	75,9	107	99	99	10.255	9.447
Paraíba do Sul	71,4	94	92	92	731	747

“O Volume Útil (VU) compreende o armazenamento disponível entre a cota mínima e a cota máxima de operação oficiais. Quando os valores atingem índices abaixo da cota mínima preestabelecida, são apresentados como 0,0%.”

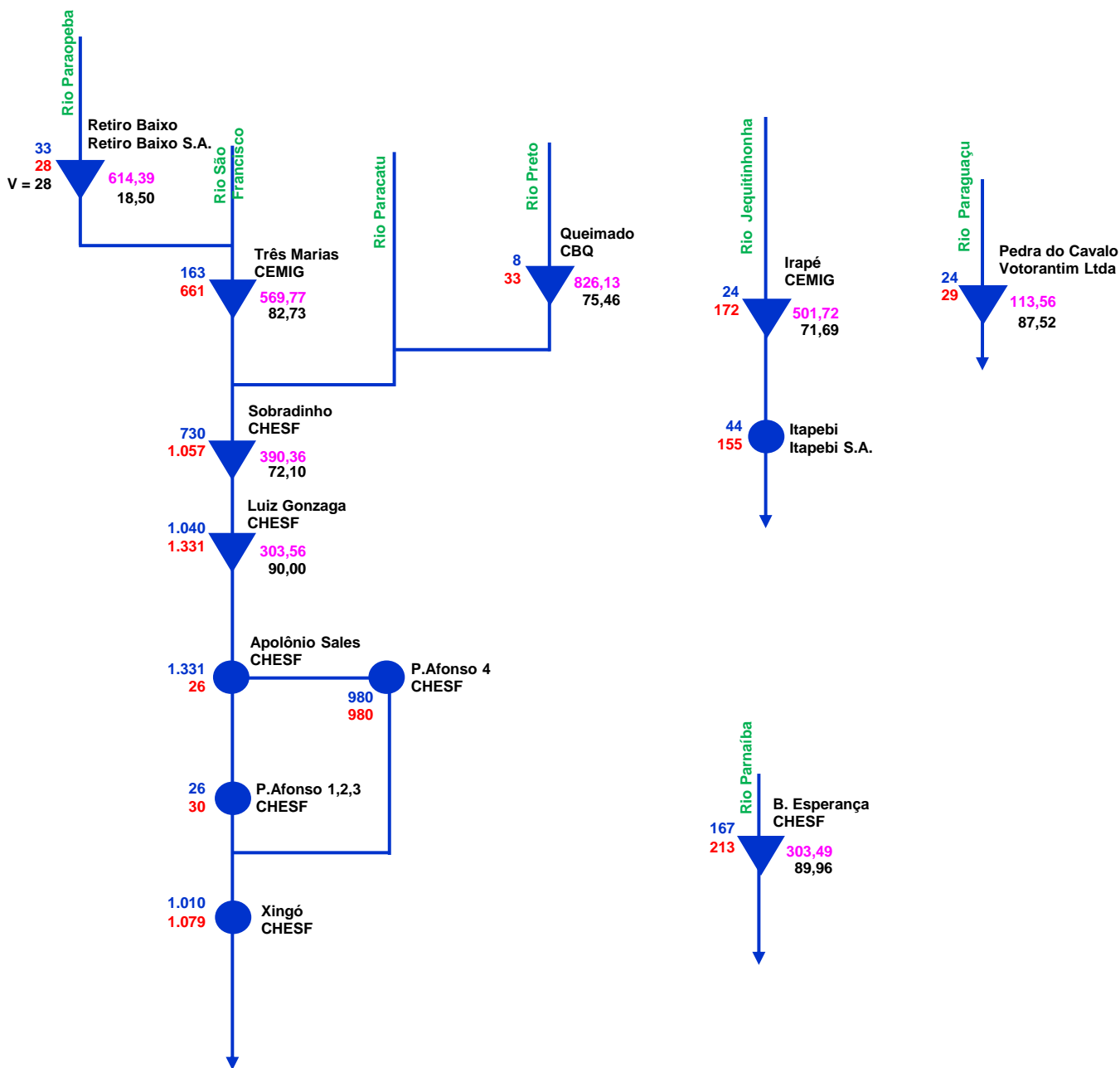
8.4 - Bacia do Tocantins, Amazonas e Araguaari



Bacia	%	Energia Natural Afluente			Geração Hidráulica no dia		
		Armaz. Bacia	ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
				Armaz	Bruta		
Tocantins	82,5	67	72	74	3.518	2.848	
Amazonas	70,3	73	91	93	2.897	3.295	

"O Volume Útil (VU) compreende o armazenamento disponível entre a cota mínima e a cota máxima de operação oficiais. Quando os valores atingem índices abaixo da cota mínima preestabelecida, são apresentados como 0,0%."

8.5 - Bacias do São Francisco, Parnaíba, Jequitinhonha e Paraguaçu



Bacia	% Armaz. Bacia	Energia Natural Afluyente			Geração Hidráulica no dia	
		ENA do dia % da MLT	% MLT no mês até o dia		Verificada MW med	Programada MW med
			Armaz	Bruta		
São Francisco	76,5	69	66	66	3.522	3.660
Parnaíba	89,3	87	96	96	85	100

“O Volume Útil (VU) compreende o armazenamento disponível entre a cota mínima e a cota máxima de operação oficiais. Quando os valores atingem índices abaixo da cota mínima preestabelecida, são apresentados como 0,0%.”

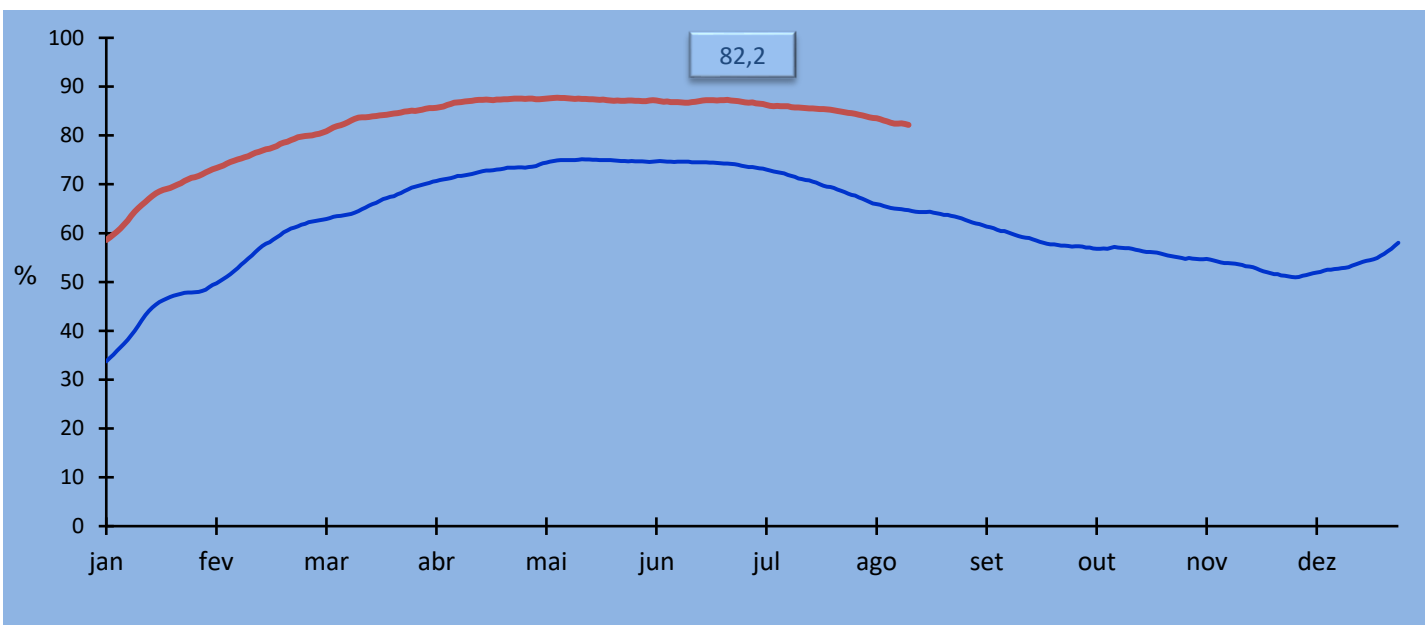
8.6 - Contribuição de Armazenamento das Bacias para cada Submercado

BACIA	SUBMERCADO			
	SE/CO	S	NE	N
PARANAÍBA	36,48%	---	---	---
GRANDE	28,13%	---	---	---
TIETÊ	4,90%	---	---	---
PARANAPANEMA	5,97%	1,33%	---	---
PARANÁ	1,67%	---	---	---
PARAÍBA DO SUL	3,21%	---	---	---
PARAGUAI	0,25%	---	---	---
DOCE	0,01%	---	---	---
JEQUITINHONHA	0,81%	---	1,82%	---
IGUAÇU	---	52,16%	---	---
JACUÍ	---	11,85%	---	---
URUGUAI	---	32,80%	---	---
CAPIVARI	---	1,86%	---	---
SÃO FRANCISCO	1,24%	---	96,84%	---
PARNAÍBA	---	---	0,60%	---
PARAGUAÇU	---	---	0,74%	---
TOCANTINS	16,87%	---	---	95,20%
AMAZONAS	0,46%	---	---	4,80%

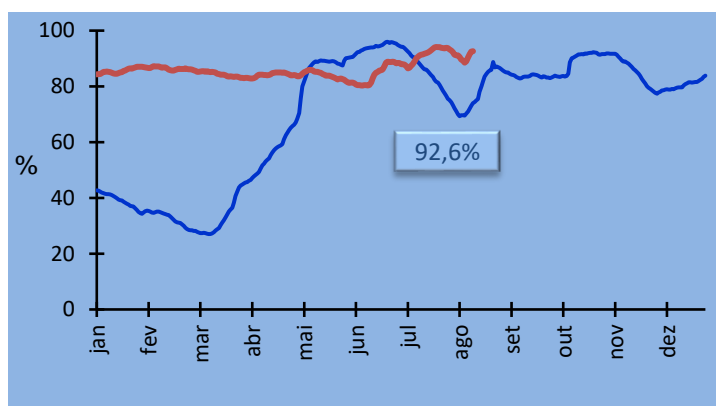
9 - Acompanhamento dos Armazenamentos do SIN e por Submercado

LEGENDA: ■ 2023 ■ 2022

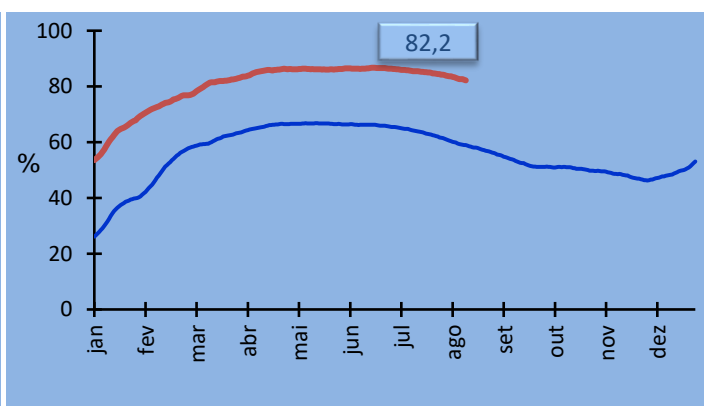
9.1 - SIN



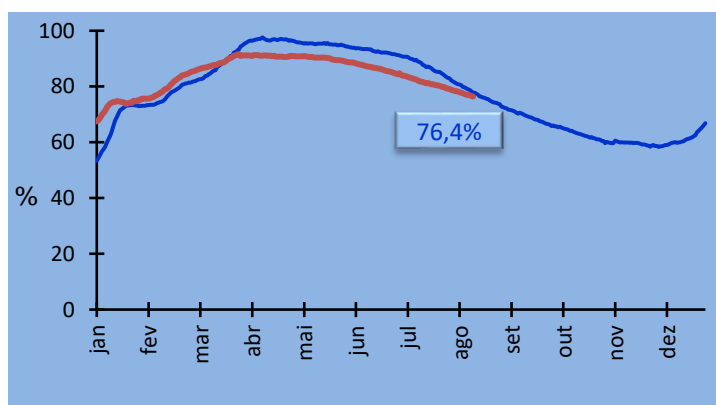
9.2 - Sul



9.3- Sudeste/Centro-Oeste



9.4 - Nordeste



9.5- Norte

