



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Atendimento ao SIN no Curto e Médio Prazos

FIESP / CIESP
São Paulo
19 de junho de 2007

Hermes Chipp

- 1. Motivação para Aumentar Segurança Operativa**
- 2. Sistemática de Avaliação das Condições de Atendimento Energético**
- 3. Indicadores de Segurança e Providências**
- 4. Procedimentos Operativos para Aumentar a Segurança Energética para o 1º e 2º ano (2007/2008)**
- 5. Atendimento ao SIN no Período 2009-2011**



Motivação para Aumentar a Segurança Operativa

Motivação para Aumentar a Segurança Operativa

- Os certificados de Garantia Física são determinados supondo-se que a energia a eles associada tem garantia de 95%.
 - ➔ Aceita-se a ocorrência de déficits em 5% das séries simuladas.

Portanto, sempre poderão ocorrer situações hidrológicas desfavoráveis para as quais se torna necessária a implantação de Procedimentos Operativos para mitigar as condições adversas.

- Principais fatores que influenciam as reais condições de fornecimento:
 - ✓ A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis.
 - ✓ Alterações nas premissas de oferta e mercado:
 - atrasos de obras dos sistemas de geração e transmissão;
 - atrasos de gasodutos e/ou oferta de gás;
 - aumento não previsto de consumo de energia.

✓ Característica da nova oferta do SIN

A energia nova, em função do tipo de oferta que é agregada, pode influenciar a segurança do SIN. É desejável oferta com as seguintes características:

- **Hidroelétrica** ⇒ com capacidade de regularização. Geração menos dependente da sazonalidade anual das afluências.
- **Termoelétrica** ⇒ com custo variável compatível para ser despachada em situações de hidrologia média.



Sistemática de Avaliação das Condições de Atendimento

Sistemática de Avaliação das Condições de Atendimento

- As avaliações das condições futuras de suprimento eletroenergético são realizadas pelo ONS em horizonte plurianual → 5 anos

Horizonte compatível com o período requerido pelo modelo setorial para que sob a visão do ONS possam ser tomadas decisões estruturais de ajuste de G e T pelo MME/EPE.

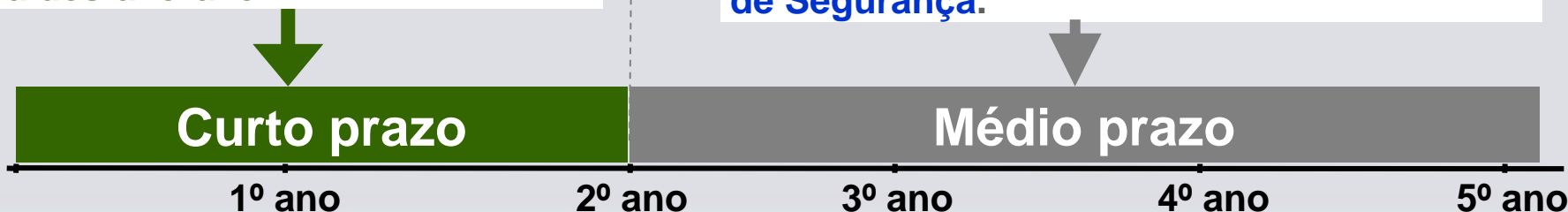
- Esse período pode ser dividido em dois, sob a ótica do efeito das decisões de curto e médio prazo para a garantia do atendimento do SIN.

A influência da conjuntura (nível de armazenamento e afluências) pode ser determinante para garantir suprimento.

O aumento da garantia do atendimento deve ser feito através de procedimentos operativos, para reduzir riscos em situações de hidrologia desfavorável.

A expansão de G e T é preponderante para aumentar a garantia do atendimento, reduzindo a dependência das afluências, com UHEs com reservatórios e UTEs com CVU competitivo.

Propostas ao MME/CMSE de antecipação e reforços de G e T, com base em **Indicadores de Segurança**.





Avaliação do Atendimento ao SIN - 2007



Resultados – Armazenamentos Previstos para 30/nov

Região	Níveis de armazenagem em 31/05/07 (%EARmax)	Cenário 1 Valor Esperado Afluência jun – nov (% MLT)	Cenário 2 Pior cenário de Afluência jun – nov (% MLT)	Níveis previstos para 30/11/07 (% EArmáx)		CAR 2007/2008 Preliminar
				Cenário 1	Cenário 2	
SE/CO	85,6	96	84 ^(a)	62,1	58,1	36,0
S	90,9	122	122	96,7	96,7	14,0
NE	90,4	85	80 ^(b)	41,8	40,4	17,0
N	99,0	80	80 ^(c)	36,3	36,3	24,0

(a) SECO → Ano 2002;

(b) NE → Ano 1939;

(c) N → Curva de operação.



Indicadores de Segurança e Providências



Diretrizes para Determinação dos Indicadores de Segurança

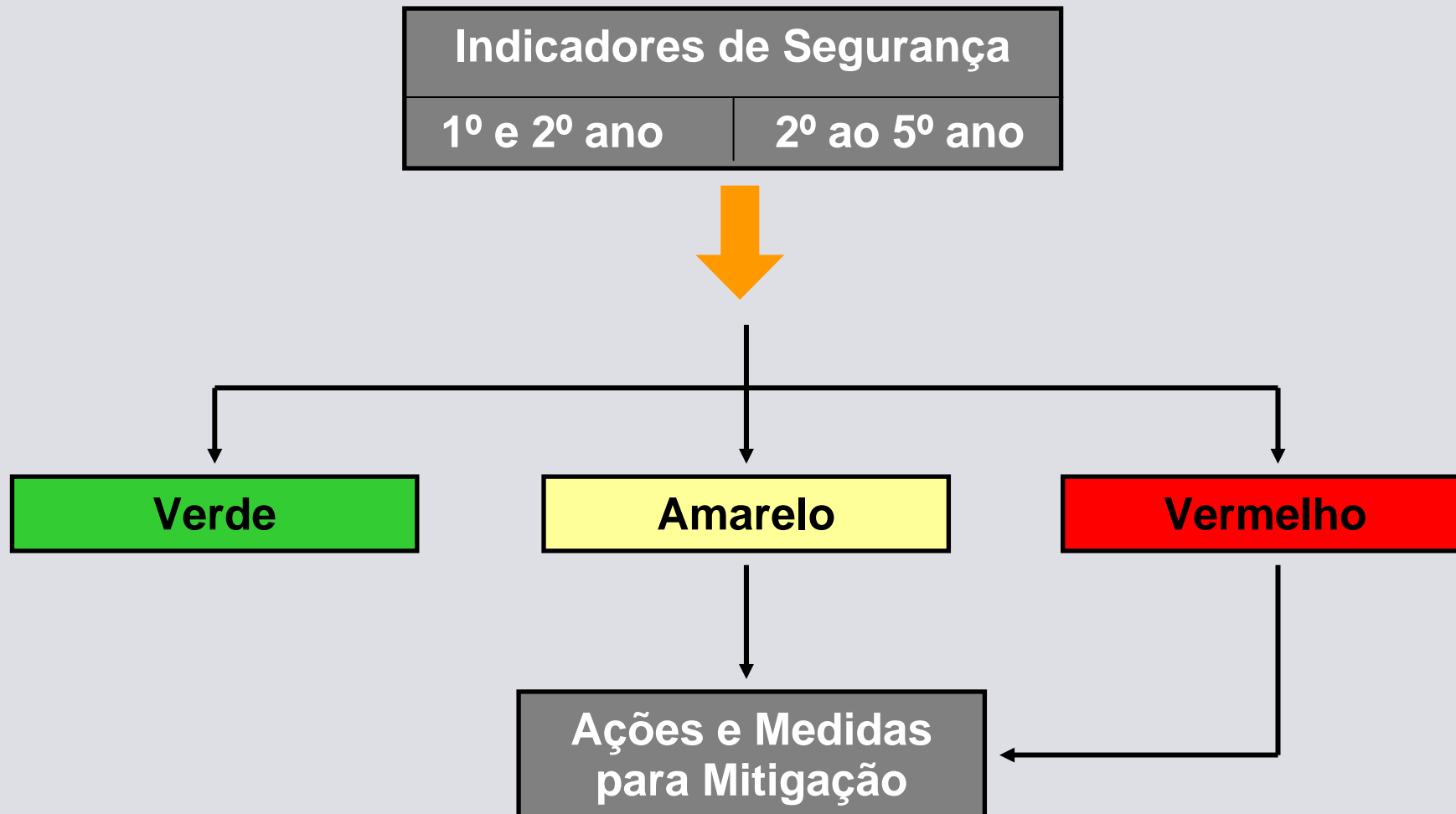
- A definição de **indicadores de segurança** deve contemplar a conjuntura hidroenergética, aversão a risco de déficit, níveis mínimos de segurança, etc.

Devem ser distintos em função do horizonte temporal:

1º/2º Ano → Níveis de Armazenamento (Análise Determinística / Probabilística)

2º ao 5º Ano → Risco de Racionamento / Risco de Déficit (Análise Probabilística)

- As **providências** deverão corresponder aos distintos graus de severidade e a diferentes ações e medidas preventivas e corretivas. As ações a serem implementadas, deverão ter prévia aprovação do CMSE/MME.



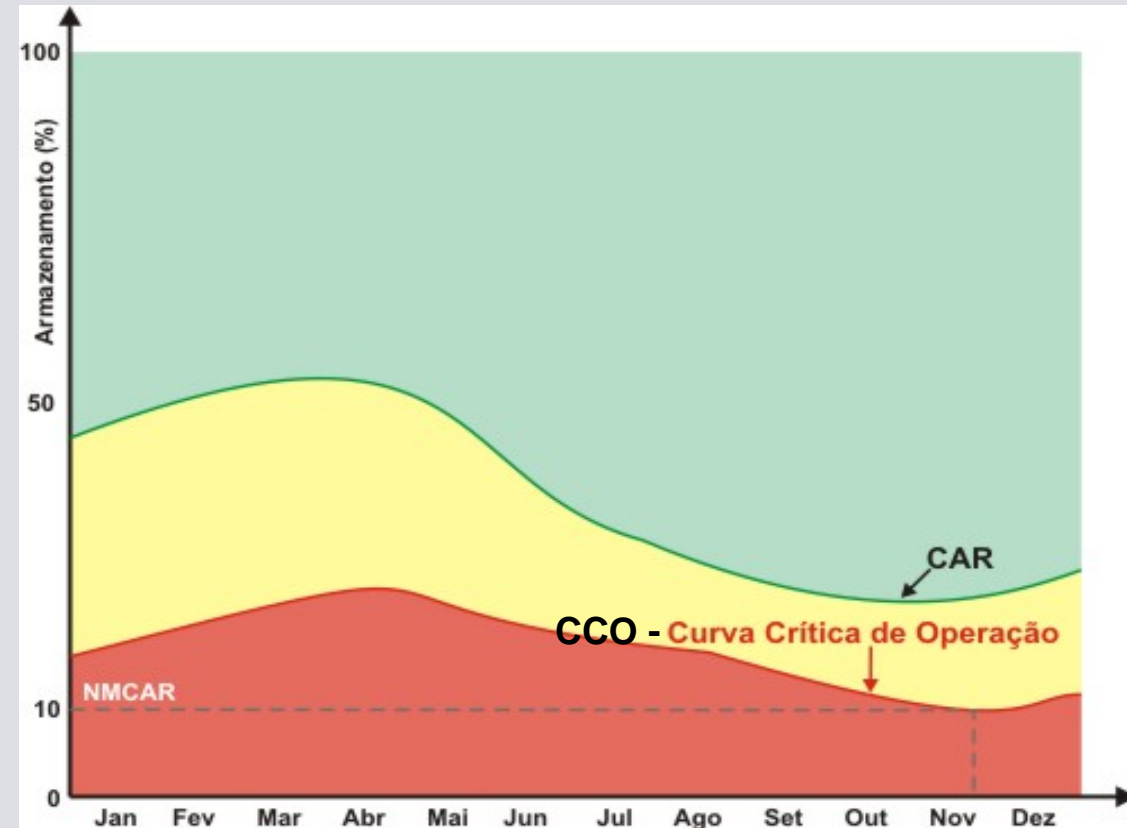
Cálculo do Risco de Racionamento – Premissas

- O ONS vem desenvolvendo metodologia para o cálculo do risco de racionamento, baseada nas seguintes premissas:
 - ❖ Utilização da experiência do racionamento 2001 – 2002
 - ❖ Racionamento equânime entre regiões (profundidade e abrangência)
 - ❖ Início após caracterização do período úmido (fev – março)
 - ❖ Continuidade até caracterização da próxima estação chuvosa
 - ❖ Restrição de armazenamento dada por uma **Curva Crítica de Operação** (condição de barreira para evitar operação a fio d'água)

Curva Crítica de Operação - CCO

Curva Crítica de Operação (CCO) – Principais Características:

- ❖ Periodicidade anual
- ❖ Afluências Críticas do histórico
- ❖ Flexibilização dos critérios de segurança elétrica para as interligações
- ❖ Flexibilização de restrições de uso múltiplo da água e restrições ambientais
- ❖ Restrição de armazenamento mínimo ao final do período seco para controle da operação



Sinal verde

- Risco de níveis de armazenamento inferiores aos níveis da curva de aversão é inferior a $x\%$

Sinal Amarelo

- Risco de níveis de armazenamento inferiores aos níveis da curva de aversão é superior a $x\%$ e
- risco de níveis de armazenamento inferiores aos níveis da CCO é inferior a $y\%$

Sinal Vermelho

- O risco de cruzamento da CCO é superior a $y\%$.

Ações e Medidas para Mitigação de Condições Desfavoráveis

- O CMSE poderá programar as seguintes ações e medidas, em função do horizonte temporal:

Médio Prazo

- Antecipação de entrada em operação de obras de geração e transmissão;
- Dimensionamento de Reserva Estruturante de Geração – Reserva de Capacidade;
- Instalação / contratação de geração térmica;
- Elevação de intercâmbios entre subsistemas;
- Despacho antecipado na base de geração térmica e importação de energia;
- Flexibilização de critérios de segurança elétrica de interligações;
- Flexibilização de restrições ambientais e de uso múltiplo da água;
- Campanha de esclarecimento / racionalização do consumo; e
- Gerenciamento da carga.

Curto Prazo



Procedimentos Operativos para Aumentar a Segurança Energética para o 1º e 2º ano

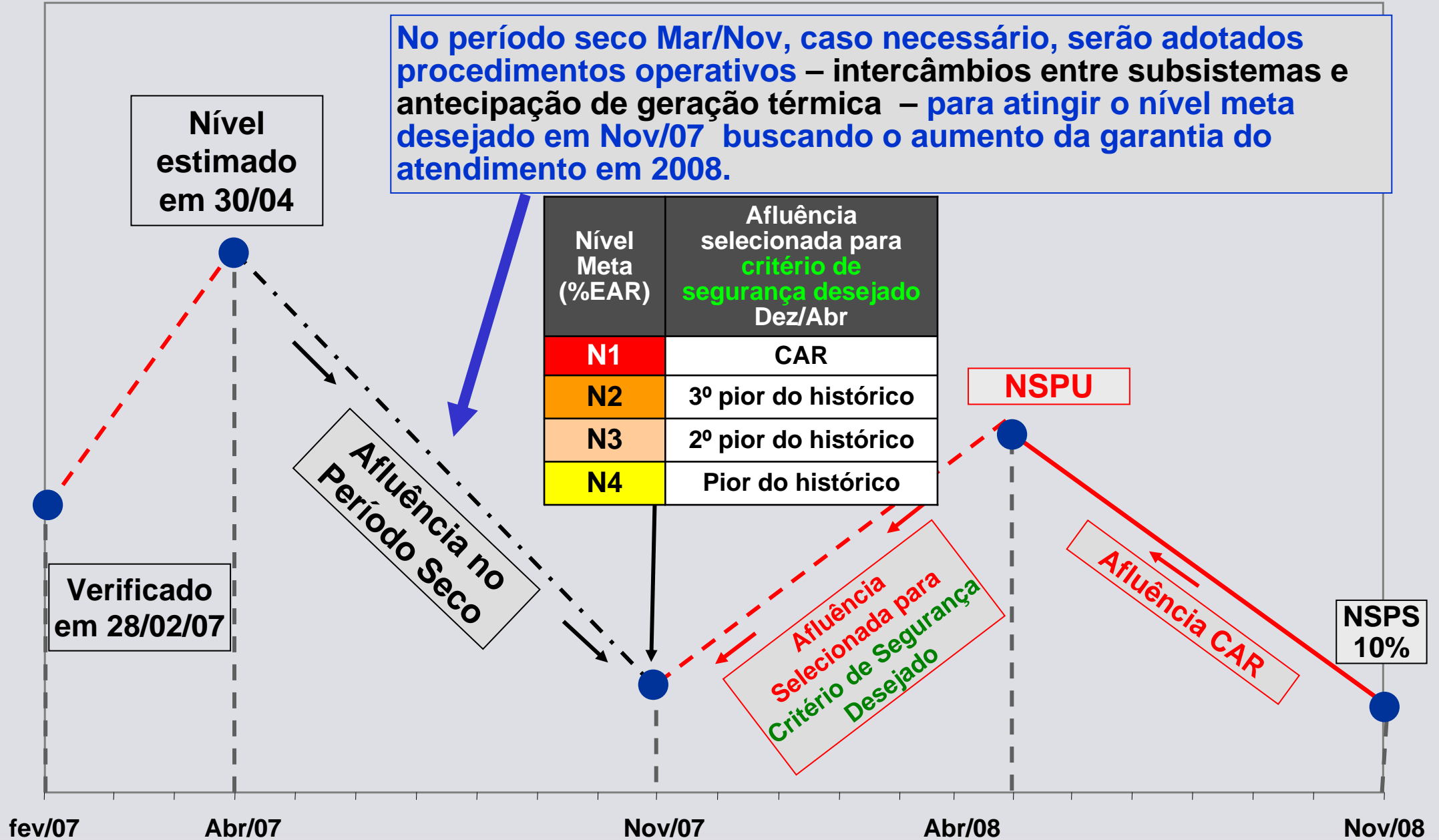
Proposta do ONS de Estratégia de Operação Visando Segurança de Atendimento Bianual

- Buscando assegurar o atendimento para as afluências mais críticas do histórico para os dois primeiros anos, está se propondo a adoção de Procedimentos Operativos, **a serem aprovados pelo CMSE e regulados pela ANEEL**, que permitam uma gestão dos recursos de forma antecipada ao sinal econômico do modelo, de forma tal que o nível de armazenamento não seja inferior a um **nível meta** preestabelecido para novembro do primeiro ano.
- A definição desse nível meta, que busca garantir o atendimento no segundo ano mesmo na ocorrência de afluências críticas no período dezembro/1º ano – abril/2º ano, será função do **critério de segurança desejado**.

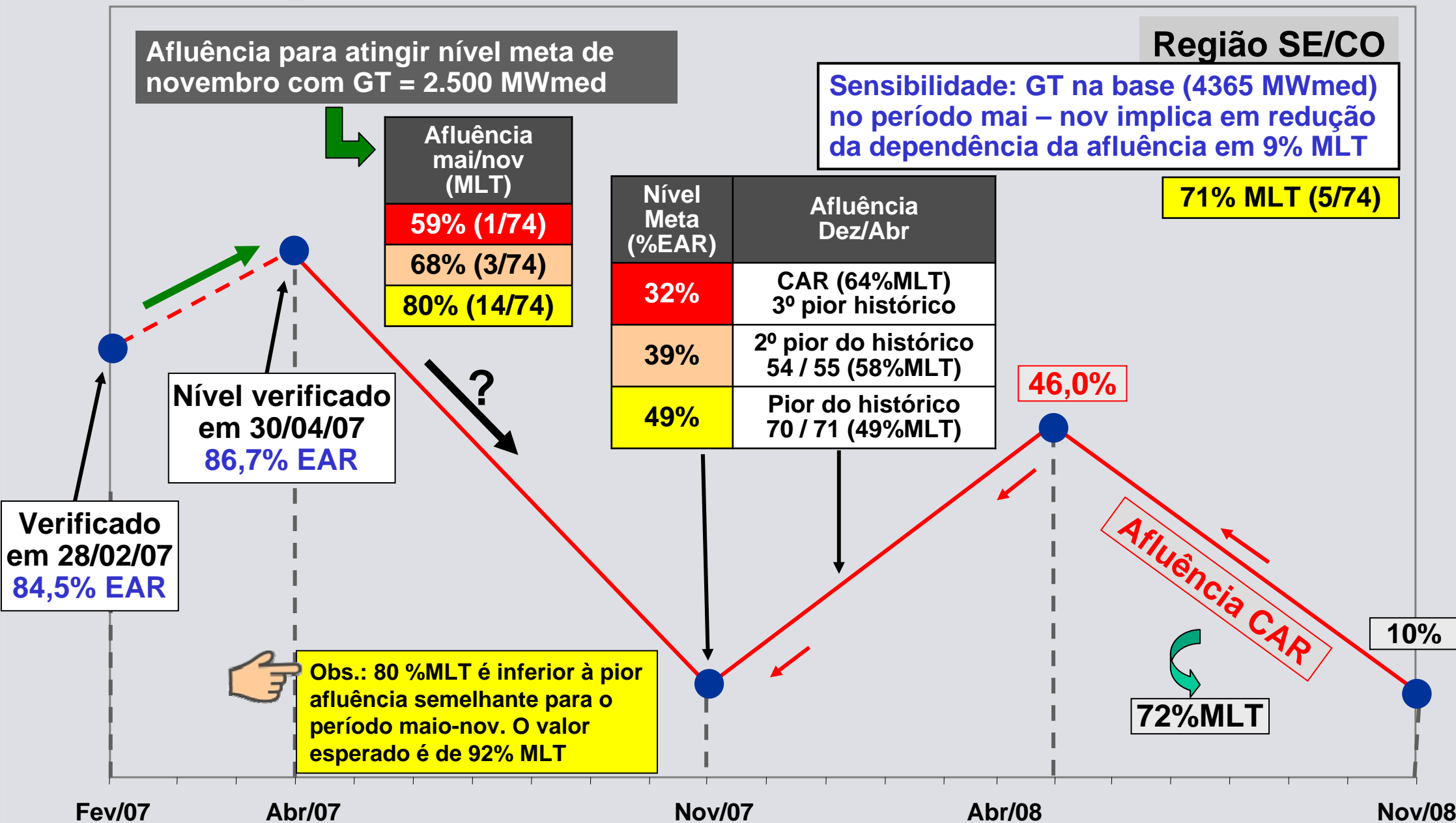
Característica das Afluências – Importância do Período Úmido para Garantir o Atendimento

Região	ENA Anual (MWmed)	Mês	ENA (MWmed)	% ENA Anual
SE/CO	393.034	Dez – Abr	239.256	61
NE	99.669		67.307	68
Norte	72.816		50.977	70
Sul	92.080	Jun – Out	46.875	51

Proposta do ONS de Estratégia de Operação Visando Segurança de Atendimento Bianual



Estratégia de Operação em 2007 Buscando o Aumento da Garantia de Atendimento em 2008



- **Considerando-se as afluições que têm sido verificadas e os níveis de armazenamento verificados ao final de abr/07, e com base na correlação período úmido / período seco, não deverá haver reversão dessa tendência. Com isso, o atendimento em 2008 estará assegurado para as piores afluições do histórico.**
- **Para prover maior segurança de atendimento, o despacho prévio das usinas termelétricas e a gestão dos intercâmbios entre subsistemas poderão ser fundamentais para atingir o nível meta.**



Avaliação do Atendimento ao SIN 2009 - 2011

Atendimento ao SIN no Período 2009-2011

➤ Nesse horizonte a expansão de G e T é preponderante para a garantia do atendimento, sendo a dependência das afluições reduzida com a agregação de UHEs com reservatórios e UTEs com CVUs competitivos

➤ **Fatos Relevantes:**

- **Recomposição da oferta de gás natural para GT, através do aumento da produção de gás, da infraestrutura de gasodutos, implantação de projetos de GNL e conversão de UTEs a gás natural para operação bi-combustível (TC Petrobrás-ANEEL).**

Subsist.	Eventos	Marco
SE/CO	Aumento da produção do ES e gasoduto Cabiúnas-Vitória	1º sem. 2008
	GNL no SE (Rio de Janeiro)	1º sem. 2009
	GASBEL	1º sem. 2009
NE	GNL no NE (Pecém)	Abril 2008
	Obras de Interligação (NE Meridional com NE Setentrional)	2º sem. 2008
	GASENE	1º sem. 2009
S	Compressão adicional no gasoduto Paulínia-Araucária	1º sem. 2010

As restrições de GT a gás natural são significativamente reduzidas em 2009.

A disponibilidade passa a ser de: NE: 1.700 MWmed, SE/CO: 4.207 MWmed

e Sul: 574 MWmed

A oferta de GT a gás natural no SIN se eleva de 2.137 MWmed (2007) para 6.094 MWmed (2011)

Considerando o **cumprimento do cronograma de expansão da oferta**, em especial, o referente à **recomposição da oferta de gás para GT** e a **agregação de nova oferta** proveniente dos LENs A-3, o risco de déficit será da ordem de 5%.

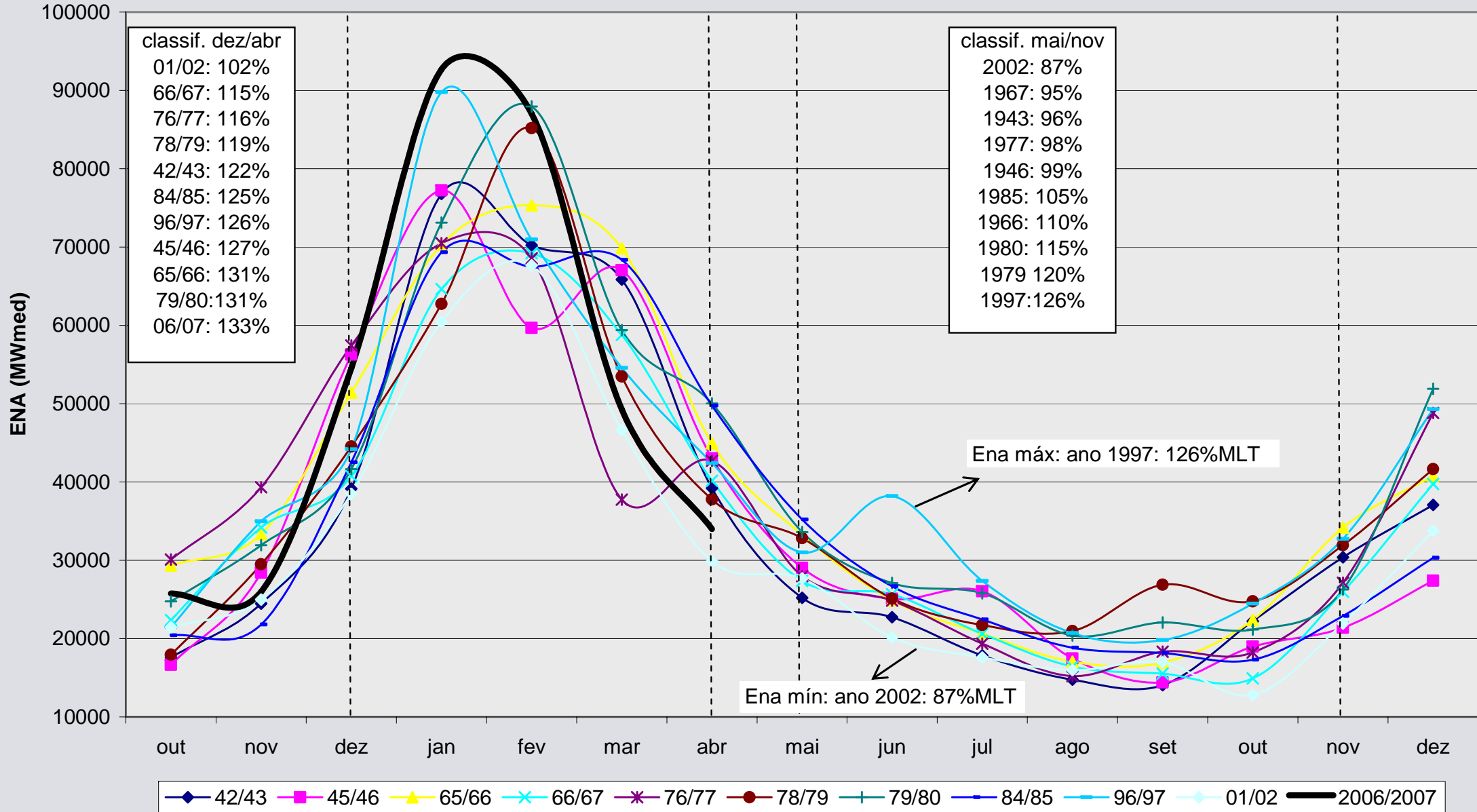
Para aumentar a garantia do atendimento ao SIN é imprescindível dispor de Procedimentos de Curto Prazo para fazer face à condições hidrológicas desfavoráveis.

Obrigado

Hermes Chipp

hjchipp@ons.org.br

Cenários Hidrológicos Semelhantes Período Mai-Nov/07 – Região SE/CO

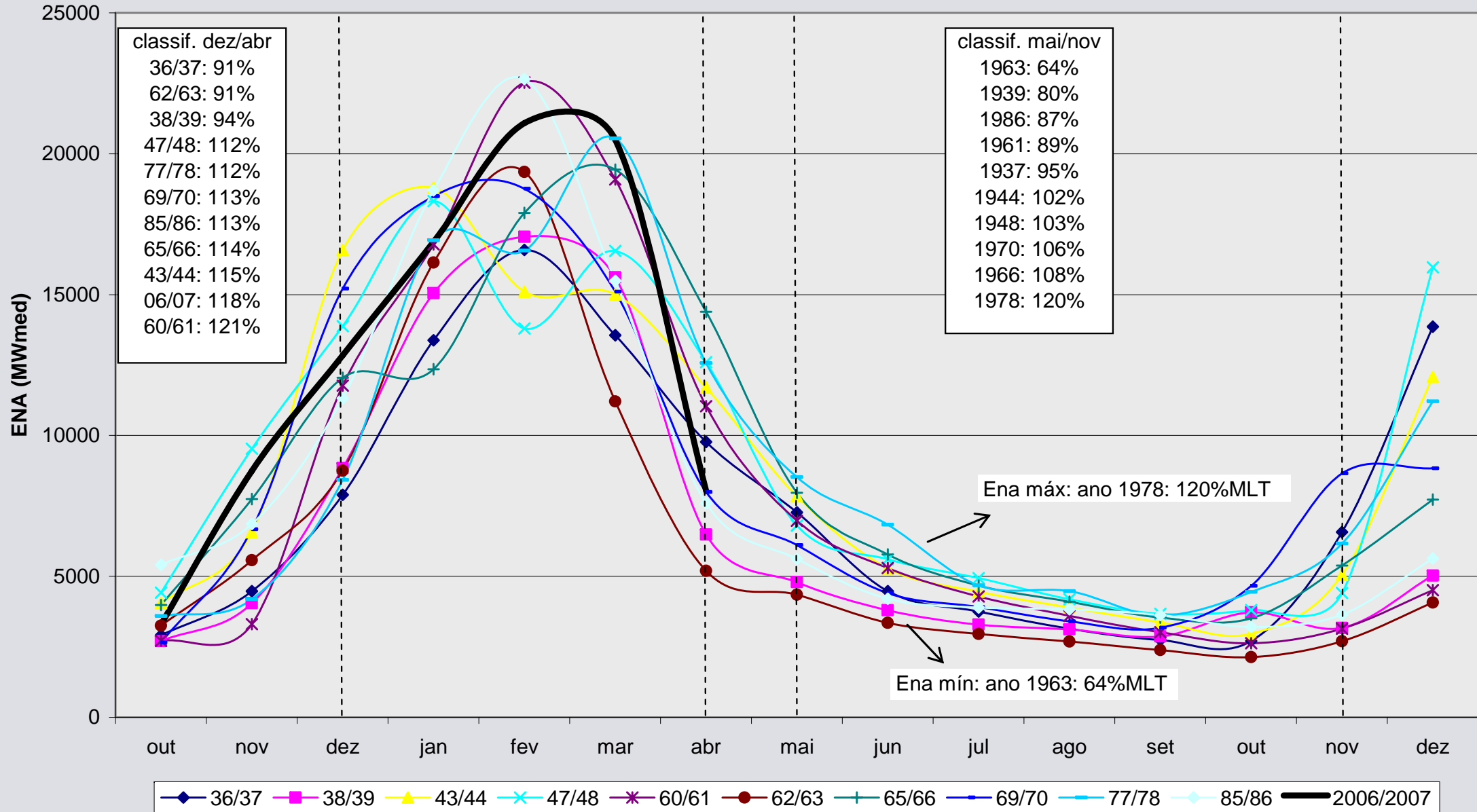


Voltar



Cenários Hidrológicos Semelhantes

Período Mai-Nov/07 – Região NE



Voltar



Estratégia de Operação em 2007 Buscando o Aumento da Garantia de Atendimento em 2008

Região NE

Afluência para atingir nível meta de novembro com GT = 150 MWmed

Sensibilidade: GT na base (492 MWmed) no período mai – nov implica em redução da dependência da afluência em 7% MLT

Afluência mai/nov (MLT)
0% (0/74)
57% (3/74)
69% (9/74)
80% (16/74)

Nível Meta (%EAR)	Afluência Dez/Abr
10%	CAR (82%MLT)
45%	3º pior do histórico 00 / 01 (54%MLT)
52%	2º pior do histórico 75 / 76 (48%MLT)
59%	Pior do histórico 70 / 71 (43%MLT)

73% MLT (8/74)

Nível verificado em 30/04/07
95,4% EAR

48,0%

10%

Verificado em 28/02/07
84,8% EAR

Obs.: 80 %MLT equivale à 2ª pior afluência semelhante para o período maio-nov. O valor esperado é de 83% MLT

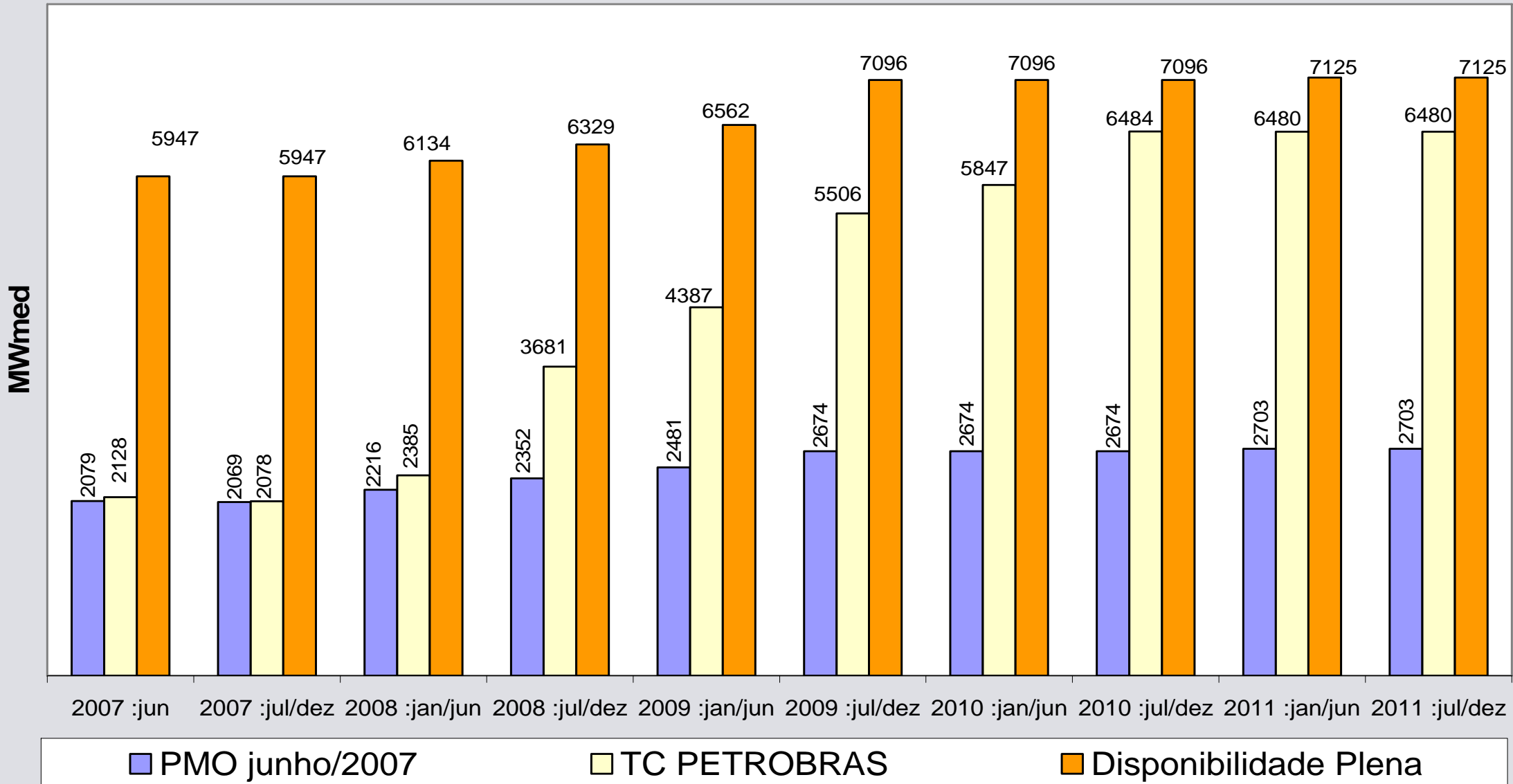
Afluência CAR

53%MLT

Fev/07 Abr/07 Nov/07 Abr/08 Nov/08

Disponibilidade de GT – TC Petrobrás

Disponibilidade de GT das usinas contempladas no TC PETROBRAS



SE/CO	2011 : jul/dez		
Usina	PLENA	TC	Diferença
CCBS	193,0	183,8	9,2
Eletrobolt	374,2	314,7	59,5
Ibiritermo	212,3	199,3	13,0
Juiz de Fora	81,9	74,3	7,6
Norte Fluminense	809,1	733,3	75,8
Nova Piratininga	347,8	362,9	-15,1
Piratininga 1 e 2	175,3	118,9	56,4
Piratininga 3 e 4	238,5	228,0	10,5
Macaé Merchant	886,0	846,4	39,6
Termorio	1004,8	963,1	41,7
Três Lagoas	334,1	182,7	151,4
	4657,0	4207,4	449,6

Nordeste	2011 : jul/dez		
Usina	PLENA	TC	Diferença
Bahia I	29,1	29,2	0,0
FAFEN	125,5	113,6	11,8
Fortaleza	326,7	314,2	12,5
Petrolina	125,3	125,3	0,0
Termobahia	141,5	141,5	0,0
Termocabo	44,2	44,2	0,0
Termo Ceará	209,5	211,7	-2,2
Termopernambuco	493,5	457,2	36,4
Vale do Açu	285,1	262,2	22,9
	1780,5	1699,0	81,4

Sul	2011 : jul/dez		
Usina	PLENA	TC	Diferença
Araucária	458,2	433,3	24,9
Canoas	229,6	140,2	89,4
	687,8	573,5	114,3

jul - dez 2011			
MWmed	PLENA	TC	Diferença
SE/CO	3001	2551	450
S	230	115	114
NE	1192	1111	81
SIN	4422	3777	645

Impacto do TC Petrobrás nos CMOs

PMO Junho/2006 – Revisão 3

SUBSISTEMAS	SEM TC (R\$/MWh)	COM TC (R\$/MWh)	DIF. (R\$/MWh)	DIF. (%)
SE/CO	136,72	74,67	62,05	45,38
SUL	128,83	70,28	58,55	45,45
NE	130,31	75,42	54,89	42,12
NORTE	130,31	75,32	54,99	42,20

TC – Termo de Compromisso da Petrobras segundo o Despacho ANEEL N° 1.354 e Portaria MME N° 125/2007

- **Contribuições do TC no SE em 2007: Zero**
- **Contribuições do TC no SE em 2008: 646 MWmed**