

Ata da 75^a Reunião do GTOP - Grupo de Trabalho da Operação

Local : Escritório da COPEL – São Paulo/SP

Data : 06 e 07 de outubro de 2010

Presentes:

1. Luiz Hamilton Moreira (Coordenador)	COPEL
2. Hugo Mikami	COPEL
3. Pedro José A. L. da Rosa	CEEE-GT
4. Rafael de Souza Favoreto	ITAIPU
5. Janizaro Pereira S. Junior	FURNAS
6. Antônio de Melo Cavalcanti	CHESF
7. Jeanne Cristine Abreu	CEMIG
8. Mirian Adelaide Renno Ribeiro Costa Pinto	CESP
9. João Paulo Fernandes Estrócio	CESP
10. Maurilio Eijin Katekawa	DUKE
11. Hamilton Antonio da Rocha	ELETRONORTE
12. Valdeci Goulart	AES TIETE
13. Jackson M. P. de Carvalho	EMAE

Desenvolvimento da reunião:

1) Discussão sobre as questões que prejudicam a previsibilidade operativa, tais como: mudanças intempestivas de premissas em mecanismos que visam aumentar a segurança energética do SIN (CAR e POCP), restrições operativas e sua representação nos modelos de otimização, critérios de segurança elétrica, etc

O representante da CEEE apresentou um estudo preliminar de avaliação energética do SIN que mostra a evolução de armazenamento de cada subsistema do SIN, no horizonte de outubro de 2010 a outubro de 2011. Uma das premissas do estudo parametriza as ENAS, os intercâmbios de energia e o despacho de térmicas de cada uma das regiões. Ficou acordado que, com base nas planilhas apresentadas, na próxima reunião cada agente apresentará novos estudos visando a formulação de conclusões futuras. No item 7 estão apresentados alguns resultados das simulações.

Problemas de planejamento e operação apontados:

O planejamento da operação de curto prazo ainda não efetua balanços de demanda operativa de maneira a quantificar a folga de potencia ao longo das semanas operativas, fato que dificulta uma melhor distribuição das manutenções de unidades geradoras no horizonte de médio e curto prazo. Permanentemente, o ONS solicita remanejamentos nos cronogramas de paradas de unidades geradoras sem qualquer justificativa técnica, apenas argumentando tratar-se de necessidade sistêmica.

Neste ano ocorreu uma mudança na metodologia, mais uma vez sem participação dos agentes setoriais, nos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP. Na seqüência houve uma proposta de alteração nas premissas que determinam a CAR das regiões Nordeste e Sudeste/Centro Oeste. O grupo salientou que mudanças desta natureza inviabilizam ainda mais estudos de previsibilidade, essenciais para as áreas de planejamento das empresas.

A atuação do ONS tem sido pautada, entre outras coisas, no quesito de transparência, o que justificaria a figura de um operador nacional centralizado. Entretanto, freqüentemente os agentes têm reclamado da dificuldade de obter informações de natureza operativa, tanto no planejamento quanto no tempo real. Outra constante reclamação de diversos agentes refere-se à falta de detalhamento das ocorrências em tempo real que incorrem em providências operativas por parte dos agentes geradores e que, sistematicamente, são justificadas pelo ONS como “necessidade sistêmica”.

2) Análise das atuais condições energéticas do SIN e dificuldades no atendimento da demanda e seus reflexos na otimização energética

Como já é de conhecimento, durante a etapa da elaboração da programação diária da operação e operação em tempo real, a falta de recursos de potência do SIN obriga que todos os geradores gerem na máxima potência, prejudicando o atendimento da política energética definidos nas etapas de planejamento. O requisito necessário para que ocorra transferência de energia entre subsistemas é a existência de sobras de potência. Um sintoma claro da falta de sobra de potência no SIN são as constantes solicitações de cancelamento e/ou remanejamento de paradas de unidades geradoras.

Outro efeito da falta de disponibilidade de potência é o desbalanço nos armazenamentos dos reservatórios de uma mesma bacia hidrográfica, fazendo com que boa parte dos recursos de armazenamentos não possa ser utilizada. Para exemplificar esse problema, basta observar o máximo armazenamento equivalente da região Sudeste/Centro Oeste nos últimos anos, apesar de muitas vezes ter ocorrido vertimentos ao final de seu período chuvoso.

A figura 1 ilustra a evolução do armazenamento nas regiões Sudeste/Centro Oeste. Como pode ser observado, em média 20% da capacidade máxima de armazenamento destas regiões não é utilizada.

Obviamente que existem outros fatores que conduzem a essa desotimização, tais como: controle de cheias, critérios de segurança elétrica e energética, uso múltiplo da água, restrições elétricas, e outros.

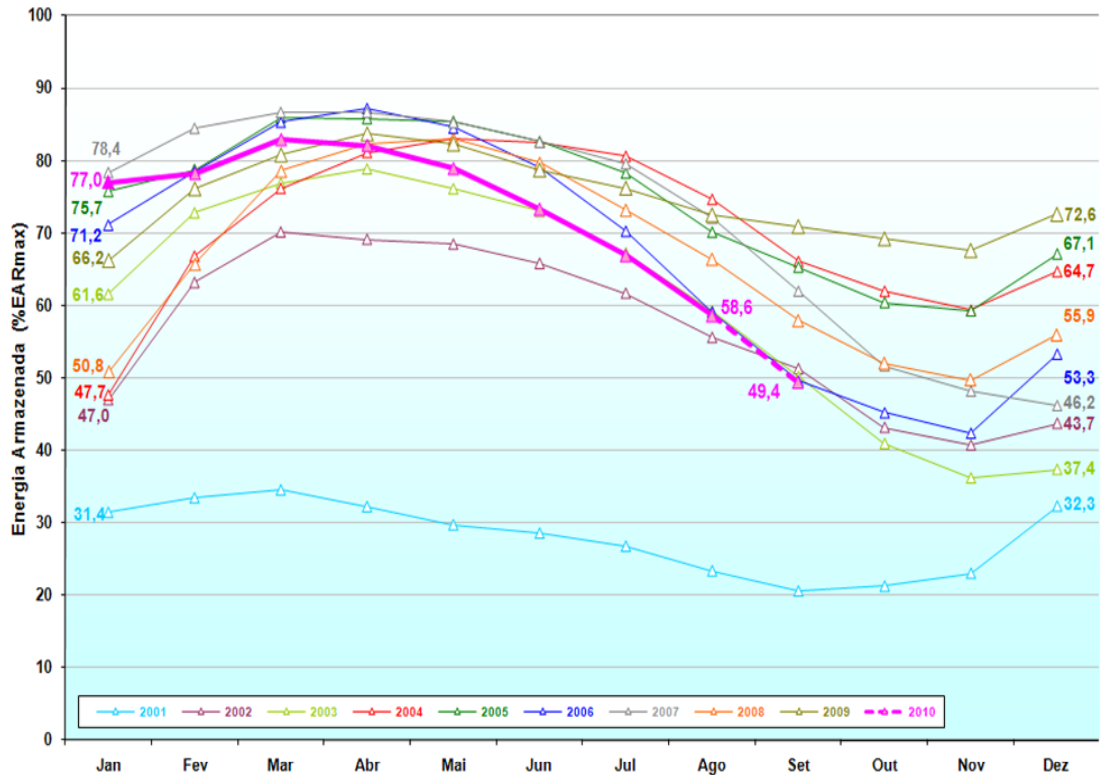


Figura 1 – Energia armazenada das regiões Sudeste/C. Oeste

3) Estudo prospectivo das condições energéticas de curto e médio prazo do SIN, levando-se em conta fatores macroclimáticos

Este tema foi contemplado nas discussões do item 1.

4) Elaboração de estudos de uma CAR sistêmica

O grupo acordou que inicialmente serão elaborados estudos que apresentem, de forma conclusiva, os benefícios de uma possível CAR sistêmica. O representante da CEEE se prontificou a elaborar um primeiro levantamento da CAR sistêmica que será apresentada na próxima reunião. Este estudo levará em consideração as seguintes premissas: horizonte bianual; simulação com as 4 piores séries históricas de ENAs do SIN; armazenamento mínimo ao final do período igual ao equivalente dos atuais armazenamentos mínimos; intercâmbios de energia da região Norte levando-se em conta a curva de operação de Serra da Mesa e Tucuruí; evaporação; cargas mensais previstas no PEN, etc.

5) Análise da Resolução Normativa ANEEL 409 de 10/08/2010 que estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no MRE

Na análise desta Resolução, o grupo teceu os seguintes comentários e questionamentos:

- Como serão considerados os casos em que a redução da energia gerada não for resultante de ação do agente? Por exemplo, a indisponibilidade da LT na qual a usina estiver conectada.
- O parágrafo 2º do Art. 7º não está de acordo com Art. 7º da Portaria MME 463, no que se refere a limitação do tempo de expurgo para casos fortuitos ou de força maior e/ou quando o empreendimento for objeto de modernização/reforma das PCHs que traga ganhos operativos ao sistema elétrico
- Como será feito o cálculo da geração média da energia (GM) quando os períodos de indisponibilidades considerados forem inferiores a 12 meses, tendo em vista que na metodologia de cálculo o período considerado é sempre múltiplo de 12 meses?

O grupo solicita à ABRAGE o encaminhamento de uma correspondência à ANEEL para esclarecimentos destes assuntos

6) Assuntos gerais

A entrada de novas LTs da rede básica vem acarretando restrições nas DITs, obrigando os geradores a operarem de forma não satisfatória, e principalmente levando o sistema a operar com barramentos segregados trazendo perda de confiabilidade.

A falta de recapacitação e investimentos em recursos de transmissão na rede básica e DITs, associado com a entrada de novos recursos de geração têm provocado uma desotimização dos recursos de geração já existentes.

Na próxima reunião, agendada para os dias 16, 17 e 18 de novembro/10 (em Itaipu), o grupo iniciará um estudo visando avaliar os aspectos operativos e os impactos elétricos e energéticos decorrentes da integração das novas usinas da região Norte ao SIN. Nesta ocasião, o representante da CESP (João Paulo Estrócio) e da AES-TIETÊ farão uma apresentação sobre o tema. Ainda nesta reunião, o João Paulo Estrócio fará uma apresentação sobre o trabalho publicado no Congresso Mundial de Energia no Canadá, sobre o tema contratos de selo verde de energia elétrica.

O representante da Eletronorte informou que no dia 15 de novembro/10 está prevista a entrada em operação da eclusa de Tucuruí..

Ratificamos à ABRAGE nossa solicitação sobre a reunião com o CNOS sobre o SAMUG-WEB.

7) Anexos

7.1 Nas figuras 2, 3, 4 e 5, seguem os resultados preliminares das avaliações energéticas de cada uma das regiões do SIN, levando-se em conta diversos cenários de vazões.

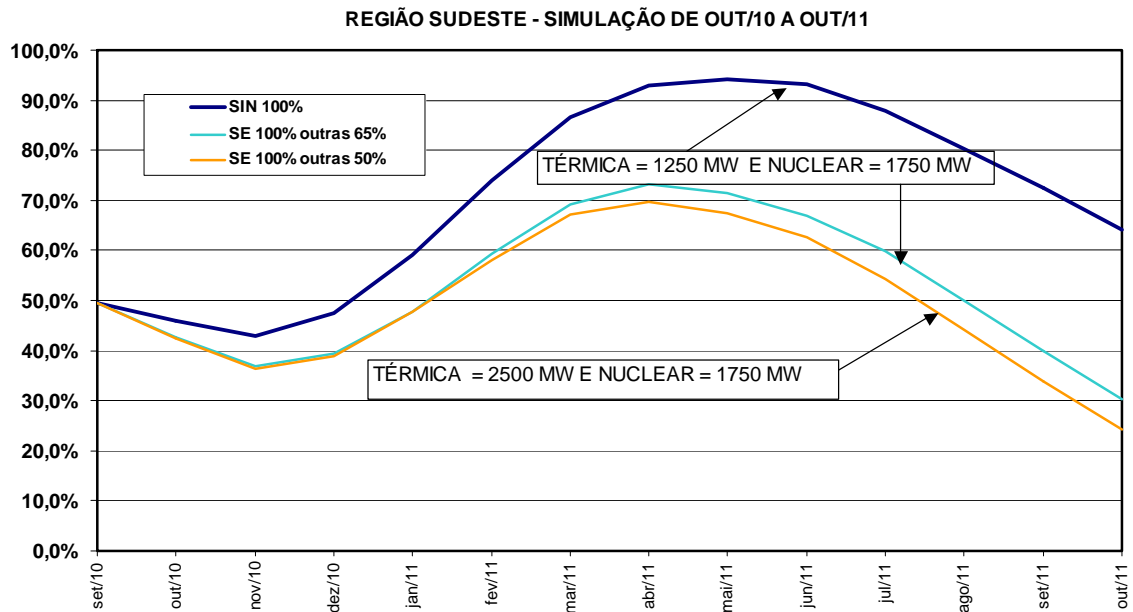


Figura 2

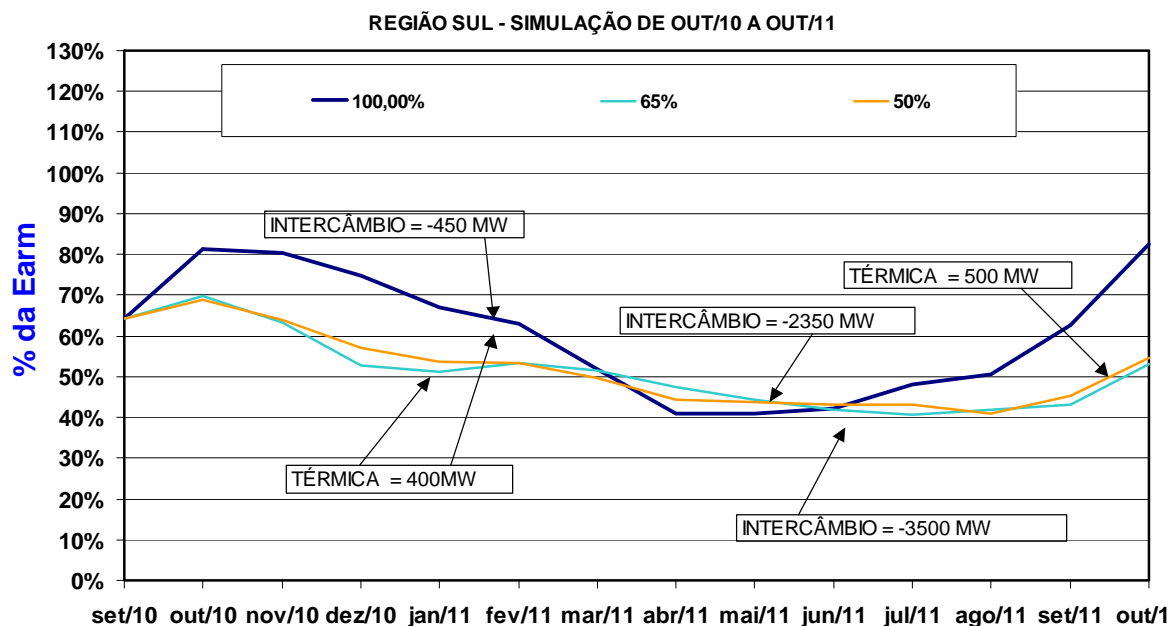


Figura 3

Figura 2

REGIÃO NORDESTE - SIMULAÇÃO DE OUT/0 A OUT/11

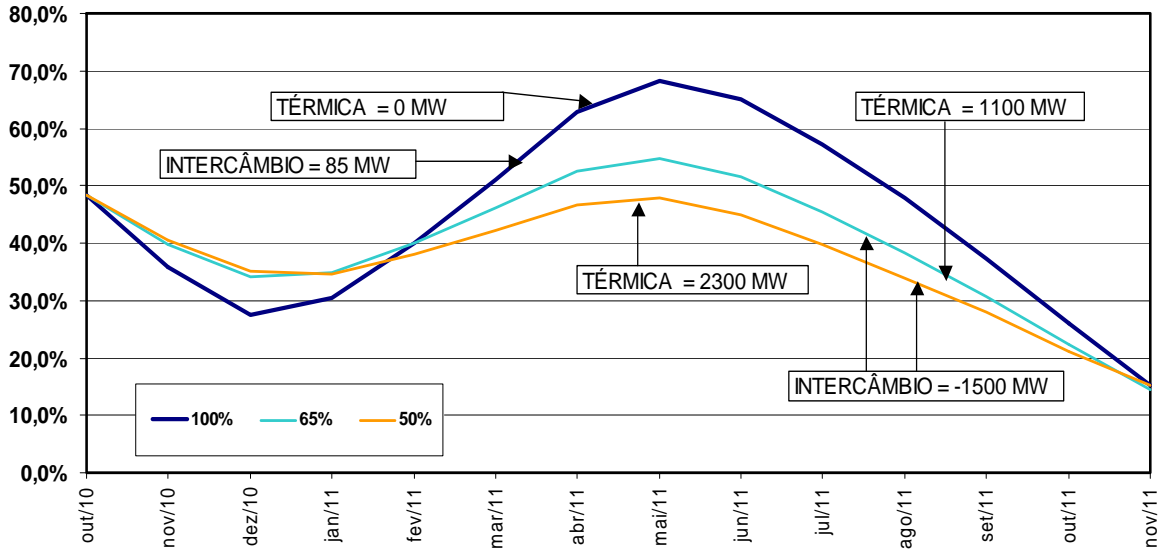


Figura 4

REGIÃO NORTE - SIMULAÇÃO DE OUT/10 A OUT/11

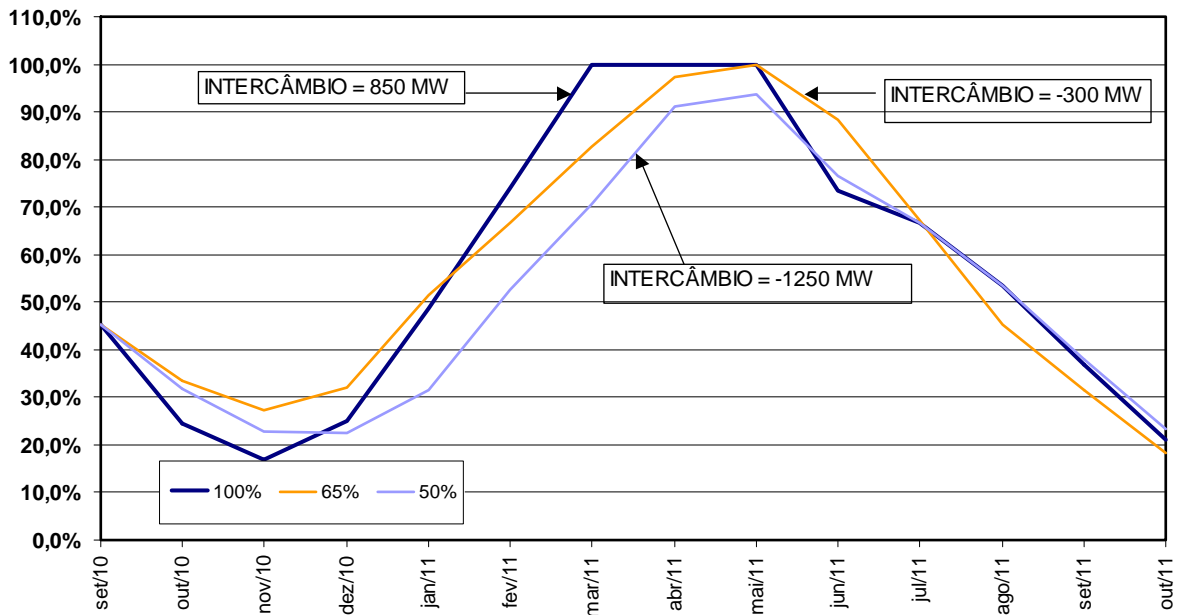


Figura 5

7.2 Nas figuras 6, 7, 8 e 9, seguem os resultados preliminares das avaliações energéticas de cada uma das regiões do SIN, adotando-se as séries de vazões verificadas em 2007 e 2008, excetuando-se para o mês de outubro de 2010, onde foi adotado a revisão 2 das previsões de vazões do PMO.

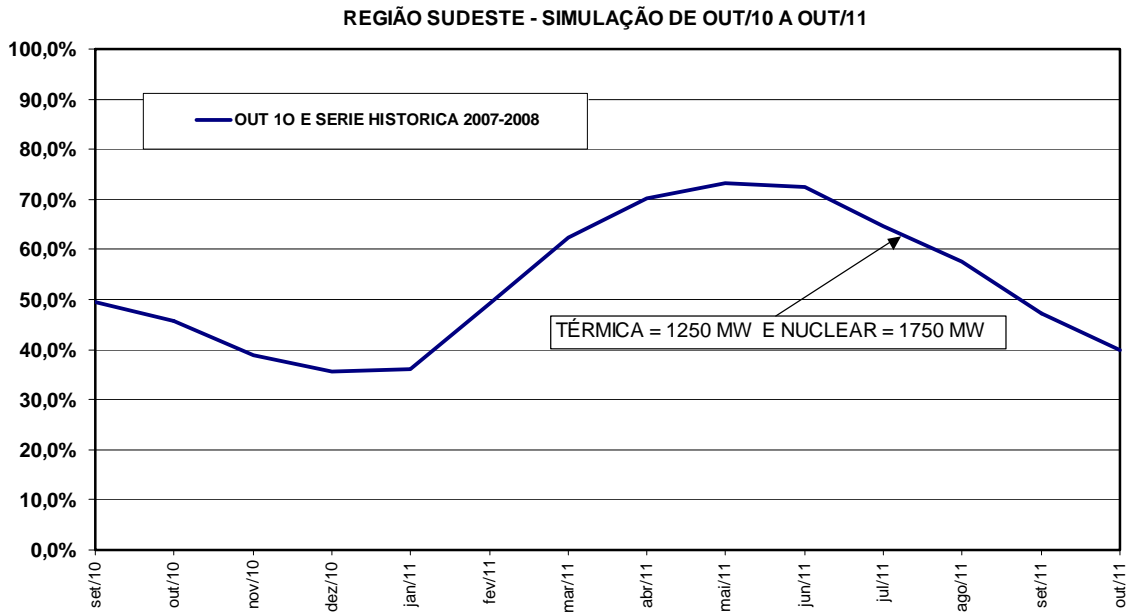


Figura 6

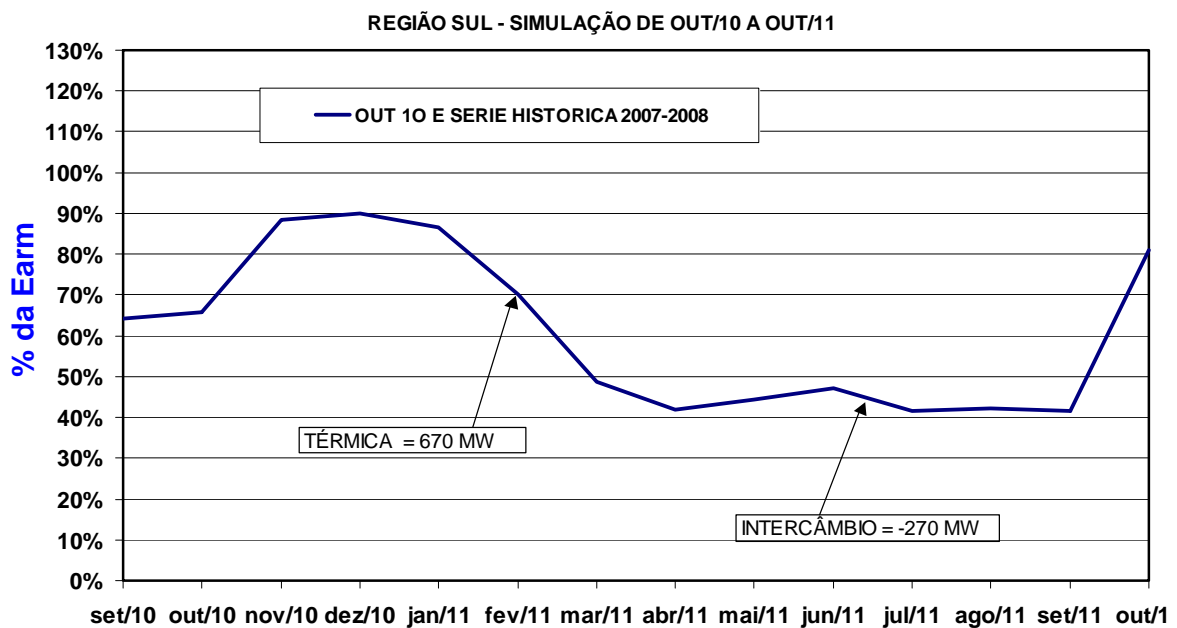


Figura 7

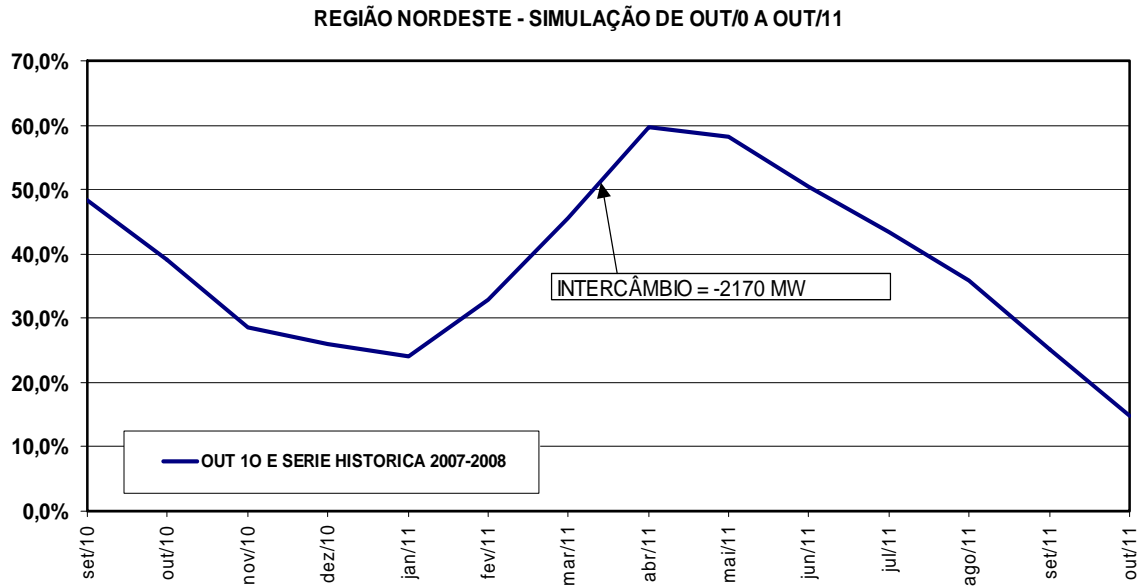


Figura 7

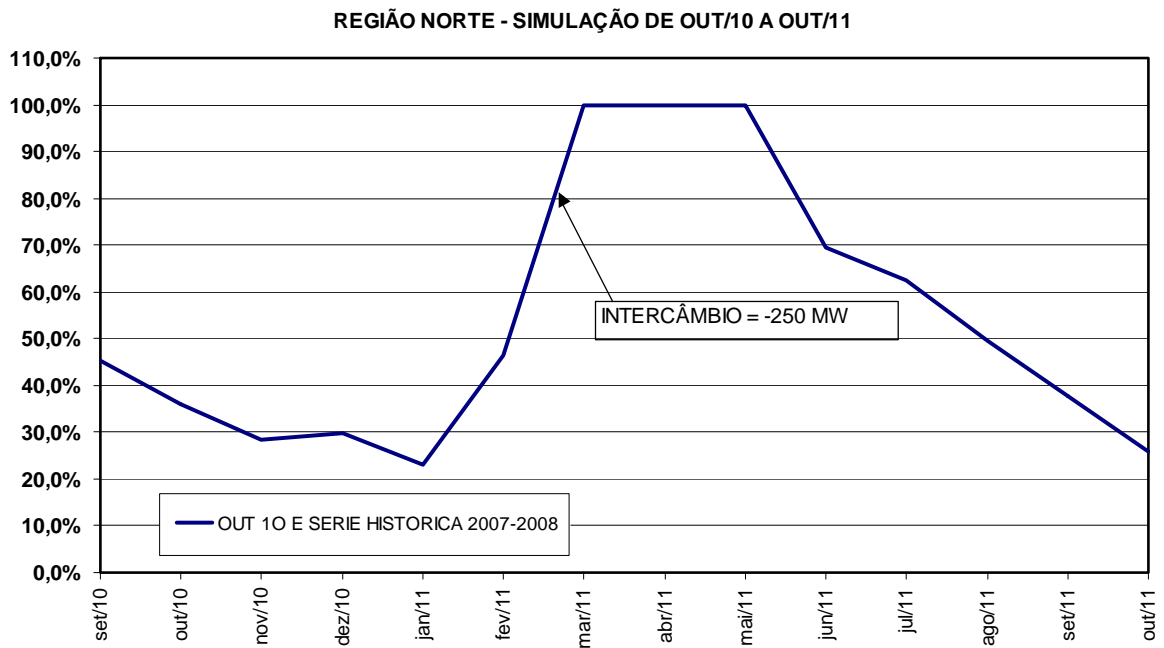


Figura 9