



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/22
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

**A SEGURANÇA ENERGÉTICA BRASILEIRA
E OS PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DE CURTO PRAZO (POCP)**

**Eduardo Sodré(*)
CHESF \ POLI-UPE**

**Francisco Santos
CHESF \ POLI-UPE**

RESUMO

Os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP são uma metodologia que tem por finalidade aumentar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, através da antecipação do despacho de geração térmica, consequentemente economizando recursos hídricos armazenados nos reservatórios. O horizonte de estudo do POCP é de dois anos (Curto Prazo) e tem por base níveis de segurança predefinidos para os reservatórios equivalentes das Regiões Sudeste e Nordeste. Estes são também chamados de Níveis Meta e sua determinação leva em consideração a necessidade de atendimento energético mesmo na ocorrência de uma afluência crítica no período úmido do biênio.

O objetivo do trabalho é fazer uma análise da metodologia do POCP no planejamento da operação hidrotérmica, levando em consideração os benefícios relacionados à segurança energética e o impacto do despacho térmico do POCP na formação do preço do mercado de curto prazo (PLD). As análises quantitativas de alguns decks semanais do DECOMP serão utilizadas para demonstrar os impactos da metodologia POCP.

PALAVRAS-CHAVE

Segurança Energética, NEWAVE/DECOMP, POCP, CMO, PLD.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional possui uma grande contribuição para atendimento à carga de geração hidrelétrica com reservatórios, por conseguinte a operação desse sistema deve considerar a natureza estocástica das vazões afluentes em suas bacias hidrologicas. Quando os modelos matemáticos NEWAVE/DECOMP começaram a ser utilizados no planejamento da operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) em 1998 [1], eles buscavam minimizar o custo de operação “esperado”, tratando a vazão como um dado de entrada estocástico, de forma a sinalizar o momento ideal para o despacho de usinas térmicas. Esse despacho garantiria um estoque seguro nos reservatórios, com baixa probabilidade de déficits energéticos no horizonte analisado, e o SIN seria operado da maneira mais econômica possível.

Contudo, durante a crise energética de 2001, ficou claro que essa metodologia não despachava a geração térmica com a antecedência necessária. Seria preciso incorporar critérios adicionais de segurança à metodologia. Com essa finalidade, no início de 2002, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE estabeleceu que fossem incorporadas Curvas de Aversão a Risco – CAR nos modelos matemáticos [2,3].

Pouco tempo depois, foi verificado que apenas a incorporação dessas curvas aos modelos matemáticos não seria suficiente para antecipar decisões operativas que prevenissem a violação delas próprias. Isso se deve ao fato dos

(*) Rua Delmiro Gouveia, n° 333 – sala C 234 - Bloco C – CEP 50761-901, Recife, PE – Brasil.
Tel: (+55 81) 3229-3804 – Email: easodre@chesf.gov.br

modelos estocásticos de otimização buscarem sempre valores médios dos cenários hidrológicos das vazões afluentes. O pesquisador/consultor Mario Veiga esclarece de forma explícita essa questão [4]:

“A operação do SEB caracteriza-se pela forte predominância de geração hidroelétrica e o despacho das usinas é otimizado através da utilização de ferramentas que não são capazes de sinalizar a necessidade de geração térmica com a antecedência necessária para reverter cenários de aflúências mais adversos”.

Todos esses fatos, aliados à constante perda de regularização do sistema, culminaram no desenvolvimento de uma metodologia que vislumbra o estabelecimento de metas de armazenamento de energia para cada mês do período seco. Essas metas seriam utilizadas para antecipar geração térmica, com a finalidade de atenuar medidas adicionais mais rigorosas e pouco aceitas pela sociedade, tais como:

- relaxamento de critérios de segurança elétrica;
- relaxamento das restrições ambientais e de uso múltiplo da água;
- racionamento de energia.

Essa nova metodologia é conhecida como Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP e é aplicada pelo ONS, com a aprovação do CMSE [5]. O horizonte de estudo desses procedimentos vai até o final do período seco do ano seguinte (mês de novembro). A finalidade é complementar o despacho com geração térmica adicional e garantir o atendimento à demanda mesmo na ocorrência de um cenário de aflúências comparável aos mais adversos do histórico [6,7].

Notadamente o Governo Brasileiro, após a explosão dos Custos de Operação das Térmicas dentro da ordem de mérito e das térmicas do POCP no ano de 2012, determinou, através da Resolução N^o 3 do Conselho Nacional de Política Energética, que as térmicas do POCP entrem nos cálculos dos programas computacionais para formação do Preço de Liquidação das Diferenças. Os novos métodos matemáticos seguirão a linha das métricas de risco de otimização de portfólios tão bem conhecidas nos mercados financeiros [8].

Neste trabalho, a Seção 2. abordará os aspectos qualitativos da metodologia do POCP e na Seção 3. serão apresentados em detalhes todos os aspectos dos cálculos do POCP. Os resultados serão apresentados na Seção 4. A Seção 5. apresentará as conclusões e as considerações finais.

2.0 – POR QUÊ PROCEDIMENTOS OPERATIVOS DE CURTO PRAZO ?

Nesta seção será apresentada de forma qualitativa a metodologia dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP. Apenas para simplificar o entendimento e evitar confusões, o modelo DECOMP será chamado de DECOMP-PMO, e o modelo DECOMP determinístico será chamado de modelo DECOMP PL Único.

2.1 – Horizonte de Planejamento da Operação Energética

O planejamento da operação energética estabelece estratégias operativas para curto e médio prazo. Os aspectos conjunturais do sistema exercem uma influência significativa no curto prazo, principalmente os níveis de armazenamento dos reservatórios e as tendências hidrológicas dos meses anteriores. Já nos três últimos anos do horizonte do planejamento da operação, essa influência não é tão significativa, por causa das incertezas associadas que são bem maiores. Nesse período, a influência maior é do cronograma de expansão da oferta de energia (geração e intercâmbio). A Figura 1. ilustra esses horizontes e suas peculiaridades no tocante ao planejamento da operação energética.

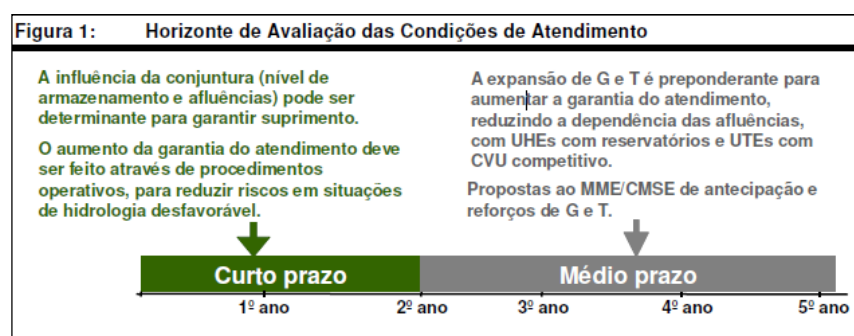


Figura 1. - Horizontes do planejamento da operação eletroenergética
Fonte: ONS [5].

2.2 – Programa Mensal da Operação Energética – PMO

Todos os meses são efetuados os estudos e simulações para o atendimento ao mercado de energia considerando as restrições sistêmicas e a tendência hidrológica vigente. Cada PMO é revisado semanalmente e fornece as diretrizes para a operação em curtíssimo prazo e tempo real. No PMO são feitas as simulações com o modelo Newave para o cálculo da Função de Custo Futuro que em seguida é usada pelo modelo DECOMP para o detalhamento da operação e cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO.

Nos PMOs de abril até novembro são realizados de forma adicional os Procedimentos Operativos de Curto Prazo, caso necessário.

2.3 – Modelo DECOMP na Modalidade PL Único

A sistemática envolvida nas simulações do modelo DECOMP-PMO não garante que os níveis de armazenamento sejam iguais ou maiores que os Níveis Meta estabelecidos para o final do período seco.

Para suprir essa necessidade conta-se com o modelo DECOMP PL Único, onde é possível inserir essas metas de armazenamento como restrições para o cálculo. Nesta modalidade, o modelo matemático não permite que os Níveis Meta sejam violados. Ele utiliza todos os recursos energéticos disponíveis e as energias naturais afluentes são consideradas de forma determinística. A função objetivo é minimizar o custo de operação decorrente do uso de geração térmica no período simulado.

Caso os recursos energéticos disponíveis não sejam suficientes para atingir os Níveis Meta (séries mais críticas), o DECOMP PL Único utiliza a Geração Térmica Adicional – GTA. Esta geração é na verdade o déficit de energia no período de estudo, simulado como sendo uma térmica com potência ilimitada e CVU igual ao custo de déficit.

A metodologia dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo tem como objetivo assegurar o suprimento do mercado brasileiro de energia elétrica no segundo ano do horizonte, mesmo na ocorrência de um período úmido desfavorável entre o ano em curso e o seguinte.

A ideia é mudar as políticas de intercâmbio entre subsistemas, mudar a importação de energia ou antecipar o despacho de origem térmica para preservar os reservatórios e evitar custos futuros maiores ou até déficits energéticos. A Figura 2. ilustra um fluxograma do processo decisório do POCP, que de maneira simplificada segue os seguintes passos:

1. Níveis Meta – com base nas Curvas de Aversão a Risco em vigor, são definidos no início de cada ano os Níveis Meta – NM para o final do período seco (final de novembro) do ano em curso. Os Níveis Meta devem ser atingidos nos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste;
2. Séries de Referência – definidas mensalmente, a partir do PMO de abril até o PMO de novembro, e utilizadas no cálculo dos Níveis de Segurança – NS;
3. Níveis de Segurança Mensais (NS) – definidos mensalmente no âmbito do PMO e servem de guia para as decisões relativas ao POCP;
4. Simulações do PMO – são executadas as simulações do PMO normalmente de acordo com o estabelecido pelo planejamento da operação;
5. POCP – são feitas comparações dos resultados obtidos na simulação do PMO com os Níveis de Segurança do mês em estudo. Se for sinalizado que os níveis dos reservatórios equivalentes das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste ficarão iguais ou acima dos NS para esse mês, não será necessária nenhuma ação extra no sentido de se preservar os reservatórios. Do contrário, serão adotadas desde mudanças nos montantes de intercâmbio de energia entre subsistemas e ou importação de outros países até o despacho de geração térmica adicional à já despachada pelos modelos matemáticos, sempre priorizando as alternativas mais econômicas;

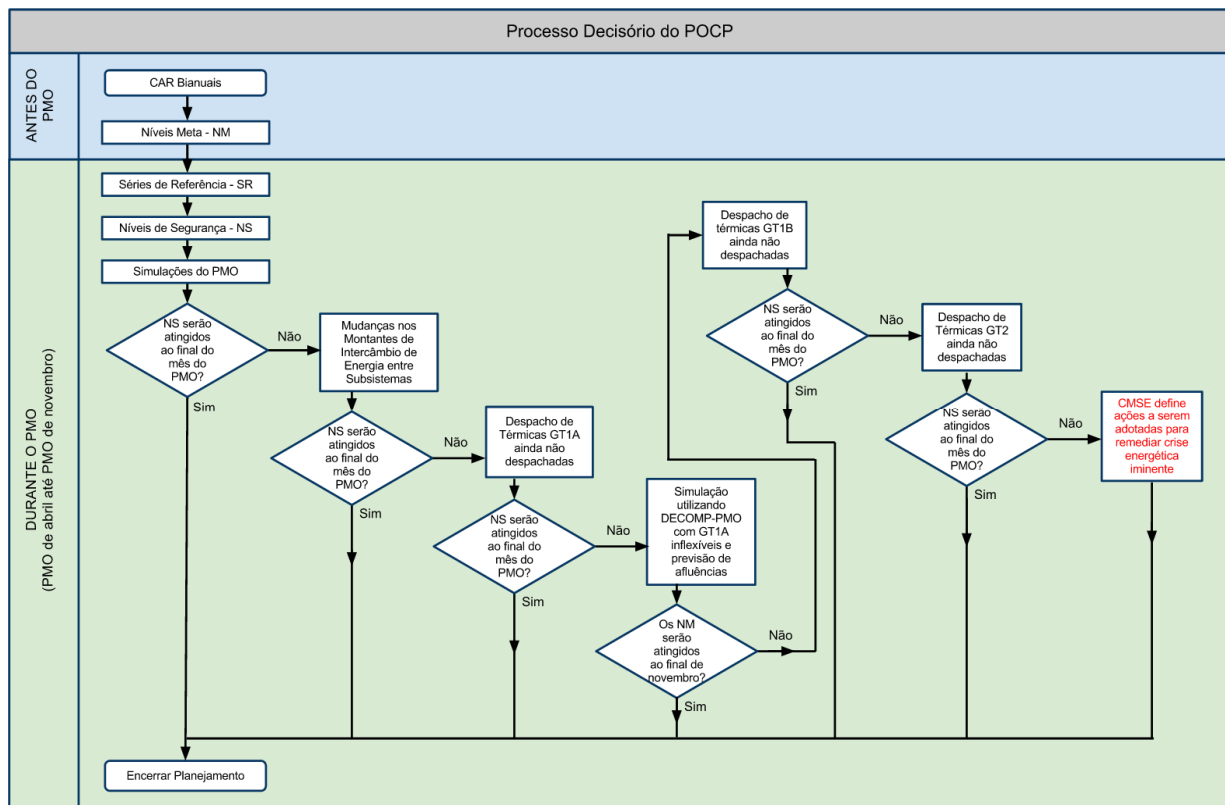


Figura 2 - Fluxograma do processo decisório do POCP

Fonte: ONS

3.0 - DETALHAMENTO DO POCP

Na seção anterior, a sistemática da metodologia dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo foi apresentada de maneira resumida. Essa metodologia vai ser vista agora detalhando-se melhor algumas das etapas do processo decisório com relação às ações a serem adotadas pelo POCP e mostrando-se também os custos despacho do POCP para os anos de 2006 a 2012.

3.1 - Política de Intercâmbio e GT Adicional

Após a definição dos Níveis de Segurança, é realizada a simulação da operação energética normalmente no âmbito do PMO. Para cada subsistema (Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste), compara-se o nível do reservatório equivalente ao final do mês do PMO com o respectivo Nível de Segurança. O resultado dessa comparação vai indicar a necessidade ou não da utilização dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo. Essa comparação deve ser refeita em todas as revisões semanais do PMO.

O Operador Nacional do Sistema – ONS possui algumas restrições para efetuar esse despacho térmico. O ONS pode efetuar o despacho das térmicas mais baratas, por ordem de mérito econômico, se for identificada a necessidade de térmicas mais caras, esse despacho deve ser feito apenas com a anuência do CMSE.

As usinas térmicas do SEB são segregadas em dois grupos de acordo com suas características de logística de abastecimento e custos de geração. Segue a definição de cada um desses grupos:

- GT1 – São as usinas térmicas, utilizadas habitualmente no PMO e suas revisões, que não precisam de logística especial de abastecimento. Esse grupo ainda possui outras duas subdivisões:
 - GT1A – Usinas térmicas nucleares, a gás ou carvão. Em geral, possuem CVU mais baixo que as demais e podem ser despachadas pelo ONS caso os modelos matemáticos sinalizem, sendo para utilização no POCP ou não.
 - GT1B – Usinas térmicas a óleo que estejam disponíveis sem a necessidade de logística especial de combustível. Caso as usinas GT1A não sejam suficientes para se atingir os Níveis de Segurança, o ONS deve fazer uma simulação com o modelo DECOMP PMO considerando as previsões de afluências e com as térmicas GT1A inflexíveis no período que vai do mês do PMO até o final de novembro. Se os Níveis Meta não forem atingidos, o ONS despacha as térmicas GT1B, do contrário não é efetuado o despacho.

- GT2 – Usinas térmicas que necessitam de logística especial de abastecimento de combustíveis para operar. Caso as simulações feitas com GT1A e GT1B indiquem a violação dos Níveis de Segurança, o ONS deve solicitar ao CMSE a autorização para despachar as térmicas GT2.

3.2 – Encargo de Serviços do Sistema – ESS

A Resolução Normativa 351/2009 da ANEEL estabelece que os custos adicionais relativos à geração térmica complementar despachada pelo POCP devem ser pagos mediante Encargo de Serviços do Sistema – ESS, por razão de segurança energética. Estas térmicas possuem CVU maior que o PLD, já que não foram despachadas por ordem de mérito econômico. Então quando solicitadas via POCP, uma parte da geração é remunerada pelo PLD e o valor restante (a diferença entre o CVU e o PLD) é remunerada via ESS.

Com a nova regra, implantada pela Resolução Nº 3 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o custo adicional para fins de segurança energética passou a ser rateado por todos os agentes de mercado. Assim, geradores de energia ficaram com metade da conta antes integralmente remunerada pela parcela de consumo.

Até abril de 2013 o despacho térmico via POCP não era considerado na formação do PLD, por determinação da Resolução Normativa 351/2009 da ANEEL.

A Tabela 1. contém os montantes totalizados anualmente dos Encargos de Serviços do Sistema de 2006 até 2012, destacando-se os montantes devidos à segurança energética.

Tabela 1. – Valores Anuais dos Encargos de Serviços do Sistema
Fonte: Relatórios Anuais CCEE

	Encargos de Serviços do Sistema – ESS [bilhões R\$]	Recebimento por Segurança Energética [bilhões R\$]	Percentual Segurança Energética – ESS
2006	0,313	-	-
2007	0,162	0,021	13%
2008	2,274	2,202	97%
2009	0,289	0,235	81%
2010	1,060	0,671	63%
2011	1,455	0,0062	0,43%
2012	2,780	1,850	66%

4.0 - RESULTADOS

Esta seção vai analisar quantitativamente os impactos dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo. Será apresentada inicialmente a motivação e a metodologia dos testes que foram executados para mensurar a influência do POCP na formação do preço de curto prazo da energia elétrica.

Com a finalidade de quantificar a influência do POCP no cálculo do PLD semanal foram utilizadas simulações no programa DECOMP e obtidos os valores dos CMO's para fazerem o papel do PLD, pois são a mesma coisa com algumas pequenas considerações adicionais. O presente trabalho vai comparar os resultados das grandezas energéticas com e sem o uso das térmicas do POCP [9].

Pode-se resumir todo o procedimento de quantificação do impacto do POCP na formação do PLD através das seguintes etapas.

Etapas-1. - Escolhe-se a semana de interesse para quantificar o impacto nos valores do PLD. Vale ressaltar que após escolhida a semana de interesse existem dois tipos de impactos que podem ser quantificados, quais sejam: o impacto das térmicas despachadas pelo POCP na semana anterior à semana de interesse; e o impacto das térmicas despachadas pelo POCP na própria semana de interesse, dado que as térmicas do POCP não entram na formação do PLD da semana que elas foram despachadas.

Etapas-2. – Nesta etapa calcula-se a geração térmica média semanal por subsistema, que foi despachada pelo POCP.

Etapas-3. – De posse dos valores calculados na Etapa-2 pode-se calcular quais seriam os volumes iniciais dos reservatórios das hidroelétricas para cada subsistema na semana de interesse. Ou seja, o que se quer calcular são os valores dos volumes para o início da semana de interesse caso não tivesse havido o despacho térmico do POCP na semana anterior.

Etapa-4. – Nesta etapa pode-se simular o deck DECOMP da semana de interesse com os volumes corrigidos da Etapa-3, e obter-se os valores dos PLD para esse deck. Pode-se então comparar os valores do PLD para a semana de interesse, caso não tivesse havido despacho térmico do POCP na semana anterior, com os valores reais divulgados pelo ONS. São então comparados os valores do CMO para a semana de interesse sem o POCP e com o POCP da semana anterior.

O primeiro conjunto de resultados a ser apresentado é o impacto do POCP na formação do CMO do patamar de carga pesada da 1ª semana operativa de julho de 2010 (de 26/junho a 02/julho de 2010).

Serão apresentados dois tipos de impacto do despacho térmico do POCP na formação do CMO. O primeiro tipo de impacto refere-se ao despacho do POCP na semana anterior à semana que queremos quantificar o impacto. Caso na semana anterior à qual queremos quantificar o impacto, o POCP tenha despachado algumas térmicas, a água que foi armazenada no reservatório por causa desse despacho vai influenciar o CMO da semana que queremos analisar.

Por isso é executado o cálculo do Volume Inicial Corrigido. Ou seja, se não houvesse despacho POCP na semana anterior, os reservatórios chegariam ao final dessa semana com níveis mais baixos do que os que chegaram na realidade. A realidade operativa da semana que queremos analisar é favorecida, porque têm-se mais água nos reservatórios do que se teria se não houvesse o Despacho POCP da semana anterior.

Através do cálculo do Volume Inicial Corrigido para todos os Subsistemas Elétricos Brasileiros, pode-se então calcular qual o CMO, executando-se o DECOMP Normal, para a semana que queremos analisar.

Vê-se através das Tabelas 2. e 3. que os valores dos CMO's para os Subsistemas SE/CO e NE para a 1ª semana operativa de julho de 2010 (de 26/junho a 02/julho de 2010) com o Volume Inicial Corrigido são maiores do que os CMO's para o deck original do ONS (ver nas Tabelas a coluna "Sem 1"). Isso demonstra quantitativamente que o despacho térmico do POCP numa determinada semana, mantém artificialmente baixos os valores dos CMO's para a semana seguinte.

O segundo tipo de impacto refere-se ao impacto do despacho do POCP na formação do CMO da própria semana de interesse. Nas Tabelas 2. e 3. pode-se ver também, através da simulação do DECOMP PL-Único, que caso o despacho térmico do POCP fosse considerado para a formação do CMO da Revisão 00 do PMO de julho de 2010, o CMO seria 60,98% maior para o SE/CO e 41,34% maior para o Nordeste.

Nas Tabelas 2. e 3. podem ser vistos os valores "esperados" para as semanas seguintes à semana que estamos quantificando o impacto do POCP, conforme simulações do DECOMP-PMO. Esses valores são resultados das simulações do DECOMP, e estão mostrados somente para aumentar a ilustração do que dissemos anteriormente.

Tabela 2. – CMO do SE/CO para Revisão 00 do PMO de julho de 2010.

CMO (R\$/MWh) do Sudeste / Centro Oeste						
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
deck original do ONS	97,53	97,17	97,02	97,78	98,49	96,72
deck com Volume Inicial Corrigido	102,56	101,95	101,93	102,63	103,57	101,32
DECOMP PL-Único	157,00	157,01	157,33	158,23	160,11	159,18

Tabela 3. – CMO do NE para Revisão 00 do PMO de julho de 2010.

CMO (R\$/MWh) do Nordeste						
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
deck original do ONS	111,56	97,26	97,39	101,46	106,63	97,34
deck com Volume Inicial Corrigido	118,22	102,05	102,39	107,31	112,41	101,79
DECOMP PL-Único	157,68	157,94	158,63	158,69	160,82	159,18

O segundo conjunto de resultados a ser apresentado é o impacto do POCP na formação do CMO do patamar de carga pesada da 1ª semana operativa de agosto de 2012 (de 28/julho a 03/agosto de 2012).

Para a 1ª semana operativa de agosto de 2012, pode-se ver na Figura 3. que para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, o CMO foi mais uma vez mantido artificialmente baixo (ver "Sem 1"). Esse CMO baixo foi causado pelo despacho das térmicas do POCP na semana anterior (21/julho a 27/julho de 2012). Esse despacho

foi de 4.153,3 MW na carga pesada em todo o Brasil. Vale ressaltar que o CMO foi o mesmo na 1ª semana operativa de agosto de 2012 para todos os subsistemas.

Pode-se ver também na Figura 3. que a simulação no DECOMP-PMO mostra para as semanas seguintes à 1ª semana operativa de agosto de 2012, um valor artificialmente baixo do CMO para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

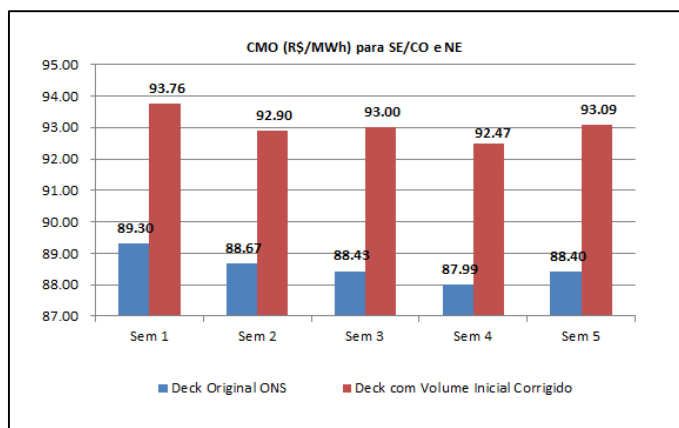


Figura 3. – CMO para os subsistema SE/CO e NE.

Na Figura 4. pode-se ver, comparando-se os dois decks simulados no DECOMP-PMO (o deck original do ONS (Revisão 00 de agosto de 2012), e o deck com o Volume Inicial dos Reservatórios Corrigidos), que a Energia Armazenada nos Reservatórios do SIN ficou maior para o deck original ONS. Isso em razão das térmicas do POCP despachadas na semana anterior à semana em análise. Estes resultados vem mais uma vez corroborar com o fato de que há uma grande impacto das térmicas do POCP na formação do preço do mercado de curto prazo da energia elétrica no Brasil.

Na Figura 4. os primeiros valores apresentados são a energia armazenada no SIN ao final da semana de 21/julho a 27/julho de 2012 (aparecem na Figura como “Sem 0”). Pode-se ver também que para o final da semana em análise (de 28/julho a 03/agosto de 2012) a energia armazenada no SIN ficou menor do que o praticado pelo ONS, por causa do despacho das térmicas do POCP na semana anterior.

Olhando-se as semanas seguintes na simulação do DECOMP-PMO (resultados chamados de “Sem 1”, “Sem 2”, “Sem 3”, “Sem 4” e “Sem 5”) observa-se a mesma natureza de armazenamento de energia, ou seja, valores artificialmente altos, por causa do despacho das térmicas na semana de 21/julho a 27/julho de 2012.

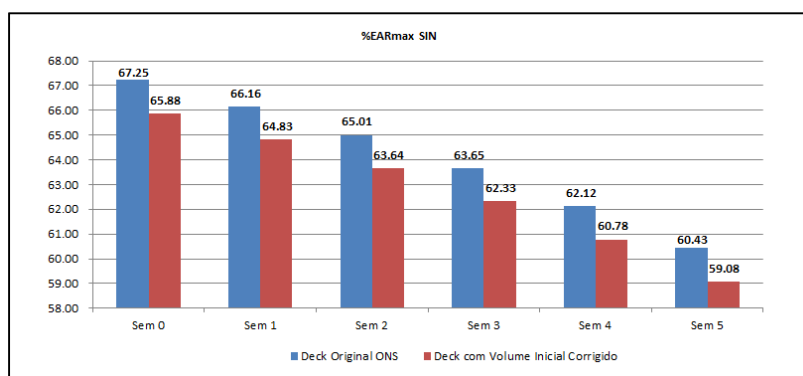


Figura 4. – Energia Armazenada em % para o Brasil.

5.0 - CONCLUSÃO

Conclui-se portanto que a metodologia do POCP tem um forte impacto na formação dos preços do mercado de curto prazo de energia elétrica no Brasil. Estas distorções na formação do PLD acontecem porque o POCP não foi incluído nos programas computacionais para cálculo do PLD (NEWAVE/DECOMP). A inclusão dos mecanismos de aversão à risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, como determinado pelo Conselho Nacional de Política Energética, mesmo assim, ainda não resolve uma outra parte do problema, qual seja, o efetivo cumprimento dos planos de expansão da geração do Governo Brasileiro.

Caso a expansão da geração não seja executada da forma correta, mesmo com um novo NEWAVE sendo

utilizado pelos agentes do Setor Elétrico, os riscos assumidos pela Segurança Energética não darão respostas aos desastres eminentes que advirão nos horizontes futuros.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.E.P. Maceira, V.S. Duarte, D.D.J. Penna, L.A.M. Moraes, and A.C.G. Melo, **"Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Description of the NEWAVE Program"**, 16th Power Systems Computation Conference (PSCC'08), Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.
- [2] - Hermes Trigo Dias da Silva, **"Análise dos Impactos da Utilização das Curvas de Aversão a Risco no Modelo de Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo"**, Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, março de 2012.
- [3] - Renata Nogueira Francisco, **"Propostas Metodológicas para o Tratamento da Curva de Aversão ao Risco no Modelo de Planejamento da Operação a Médio Prazo"**, Projeto submetido ao Dept.de Engenharia Elétrica da UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do Grau de Engenharia Eletricista, dezembro de 2006.
- [4] - Luiz Carlos da Costa Jr., Bernardo V. Bezerra, Luiz Augusto Barroso, Marcelle C. T. de Brito, Fernanda Souza Thomé, e Mario V. Pereira, **"Nível Meta: Avaliação da Metodologia e dos Impactos Econômicos para o Consumidor"**, XX SNTPEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 22 a 25 Novembro de 2009, Recife – PE.
- [5] – ONS, **"Procedimentos Operativos de Curto Prazo para Aumento da Segurança Energética do Sistema Interligado Nacional"**, Nota Técnica – 059/2008.
- [6] Bernardo V. Bezerra, Pedro Ávila, Luiz Augusto Barroso e Mario V. F. Pereira, **"Equilíbrio entre Encargos Setoriais e A Segurança de Suprimento: Energia de Reserva ou POCP?"**, XXI SNTPEE, SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 23 a 26 de Outubro de 2011, Florianópolis – SC.
- [7] - PSR, **"POCP: A PEÇA QUE FALTA NA FORMAÇÃO DE PREÇO"**, Energy Report, maio de 2012 – edição 65.
- [8] - A.L.Diniz, M.P. Tcheou, e M.E.P. Maceira, **"Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica"**, XII SEPOPE - SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 20 a 23 de Maio 2012, Rio de Janeiro (RJ) – BRASIL.
- [9] – Francisco Santos, **"A Segurança Energética Brasileira e os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP)"**, Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia da Energia da UPE como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, maio de 2013.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Eduardo Sodré nasceu em São José dos Campos, SP, Brasil, em 1970. Bacharelou-se em 1993 como Eng. Eletricista, modalidade Eletrotécnica, pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Recebeu o título de M.Sc. da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 1996, e o título de D.Sc. da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) em 2006. Atualmente trabalha na CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) desde 2002, e leciona nos cursos de Eng. Elétrica da Universidade de Pernambuco (UPE), como também no Mestrado Profissional de Tecnologia da Energia dessa mesma Universidade.

Francisco Santos nasceu em Recife, PE, Brasil, em 1983. Bacharelou-se em 2006 como Eng. Eletricista, modalidade Eletrotécnica, pela Universidade de Pernambuco (UPE). Trabalha na CHESF desde 2009 na área de despacho energético da Diretoria de Operações e atualmente é aluno do Mestrado de Tecnologia da Energia da UPE.