



**Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos**  
**26 a 28 de setembro de 2016**  
**Gramado – RS**

**Considerações sobre a coordenação centralizada:  
avaliação paramétrica nos modelos Newave e Decomp<sup>1</sup>**

**Richard Lee Hochstetler**  
Instituto Acende Brasil  
[richard@acendebrasil.com.br](mailto:richard@acendebrasil.com.br)

**João Daniel Cho**  
UFABC  
[joao.cho@ufabc.edu.br](mailto:joao.cho@ufabc.edu.br)

**RESUMO**

O planejamento da operação energética no Brasil é balizado pelos modelos computacionais Newave e Decomp. Nesse estudo avalia-se empiricamente – através de simulações realizadas com esses modelos ao longo de um período histórico – em que grau a otimização da operação é distorcida pelos dados de entrada. Os dados de entrada avaliados para os doze meses do ano de 2013 são: as projeções de vazões afluentes, as projeções de carga, as projeções da expansão e os parâmetros operativos das hidrelétricas. Os resultados mensuram a influência desses dados de entrada na otimização da operação, ressaltando a importância da obtenção de dados de entrada precisos e atualizados capazes de refletir a diversidade de cenários que podem ocorrer.

**Palavras-chave:** planejamento da operação, modelos de otimização, planejamento estratégico com base em cenários.

**ABSTRACT**

Operations planning in Brazil is largely determined by the Newave and Decomp computer models. This study evaluates empirically – by means of simulations using the aforementioned models over a historical period – to what extent the operation is distorted by the input data. The input data evaluated over the twelve months of 2013 are: projection of hydro water inflows, projection of demand, projection of generation expansion and operational parameters of the hydroelectric plants. The results measure the impact of these input data on the optimization of the operation, underlining the importance of the attainment of precise and updated input data that reflect the diversity of scenarios that may occur.

**Keywords:** operations planning, optimization models, strategic scenario planning

---

<sup>1</sup> Esse artigo foi produzido no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento intitulado “Arquitetura de mercado para a comercialização de energia elétrica no Brasil: análise, simulação e

## 1. INTRODUÇÃO

Nas reformas do setor elétrico realizadas nos meados da década de 1990, optou-se por preservar a operação centralizada por se considerar essa a forma mais promissora para assegurar a operação otimizada do sistema elétrico.

Assim, adotou-se uma série de modelos computacionais (dentre os quais destacam-se o Newave e o Decomp) com o objetivo de definir:

- (i) os preços ao qual a energia é comercializada no Mercado de Curto Prazo (Preços de Liquidação de Diferenças – PLD);
- (ii) a ordem de despacho das usinas (i.e. quais usinas devem operar em cada período);
- (iii) as Garantias Físicas, que definem os limites de quantidade de energia que cada usina pode oferecer para contratação de longo prazo (variável central para a precificação da energia nos Leilões de Energia); e
- (iv) o Índice de Custo Benefício das usinas, utilizado para comparar usinas com diferentes custos variáveis unitários nos Leilões de Energia Nova (leilões estes que determinam a composição da matriz elétrica na expansão do sistema).

Dado o papel central desempenhado por esses modelos computacionais no setor elétrico brasileiro, é de suma importância que estes, assim como os seus dados de entrada, sejam precisos. A operação eficiente do sistema elétrico depende de tal precisão.

Há vários estudos recentes que indicam que os modelos computacionais oficiais tendem a sistematicamente superestimar a capacidade de geração hidrelétrica com uma determinada disponibilidade de recursos hídricos (PSR, 2013; INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2013; HENN et al, 2015).

Além disso, muitos estudos têm se concentrado na modelagem adotada para otimizar o sistema (como por exemplo os trabalhos de BORSOI et al, 2014; MARTINEZ e SOARES, 2012; SOUZA et al, 2014; UNICAMP, 2011; ZAMBELLI et al, 2013a e 2013b).

Apesar do interesse pelo tema, pouca atenção tem sido dada à fragilidade associada aos dados de entrada utilizados nesses modelos computacionais.

Este artigo visa a preencher essa lacuna, examinando em que grau a otimização promovida pelos modelos computacionais Newave e Decomp é prejudicada por falha nos principais dados de entrada.

## **2. METODOLOGIA EMPREGADA**

### **2.1 Descrição da metodologia de avaliação**

A análise das distorções na otimização da operação ocasionadas pela inserção de dados de entrada errôneos foi realizada por meio de dois exercícios distintos utilizando os modelos computacionais oficiais – Newave e Decomp.

No primeiro exercício avalia-se o impacto dos erros de projeção dos principais dados de entrada utilizados nos modelos computacionais na operação. Os dados de entrada considerados são:

- (i) as projeções de vazões afluentes das hidrelétricas (Simulação 2);
- (ii) a projeção da carga (Simulação 3); e
- (iii) a projeção da expansão, isto é, a data de entrada de operação de novas unidades de geração ou de novas interligações (Simulação 4).

O impacto é mensurado comparando-se:

- (i) a operação determinada utilizando-se essas projeções corrigidas - i.e. dados observados até agosto de 2015 e, a partir dessa data, com projeções atualizadas para o restante do período de projeção de 60 meses (Simulações 2, 3 e 4); com
- (ii) a operação determinada pelos modelos computacionais usando os dados de entrada considerados na época no Programa Mensal da Operação (Simulação 1).

Já no segundo exercício avaliam-se as distorções ocasionadas pelos parâmetros operativos das usinas hidrelétricas. Para isso são introduzidas restrições nos “decks” (i.e. arquivos de dados de entrada) dos modelos computacionais para “forçar” os modelos computacionais a promover um despacho equivalente ao efetivamente observado no período (i.e. para utilizar os modelos computacionais como um simulador) a fim de comparar as projeções de Energia Armazenada esperada no final de cada mês com os níveis de armazenamento efetivamente observados no período (Simulação 5). Para reproduzir a operação de 2013, essa simulação impõe restrições às termelétricas de forma a reproduzir o despacho térmico realizado e altera os dados de entrada de vazões afluentes, de carga, de expansão e de geração advinda de “outras usinas” (i.e. usinas que não são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) para refletir as condições efetivamente observadas. Portanto, o único grau de liberdade definido pelo modelo foi a alocação da geração hídrica entre hidrelétricas dado o custo futuro determinado pelo Newave.

Ambos exercícios foram realizados para os doze meses do ano de 2013. Este ano foi escolhido por ser um ano de hidrologia típica (i.e. ano em que a Energia Natural Afluyente foi próxima à média de longo prazo) e por ser suficientemente antigo para permitir a comparação das projeções utilizadas à época com os dados efetivamente observados e/ou projeções revisadas.

Tabela 1 – Simulações Realizadas

Simulação	Newave	Decomp
1	1 - adoção da CVaR 2 - dados de entrada do <i>deck</i> do PMO do respectivo mês	1 - adoção da CVaR 2 - dados do <i>deck</i> do PMO para cada primeira semana operativa do respectivo mês
2	1 - adoção da CVaR 2 - revisão da série de ENA passada (EAFPAST.DAT)	1 - adoção da CVaR 2 - substituição da <b>projeção hidrológica</b> - das ENAs passadas utilizadas para definir a "tendência hidrológica" (DADGER.DAT, registro EA) e das vazões afluentes (VAZOES.DAT) - pela efetivamente observada no mês e nos períodos anteriores
3	1 - adoção da CVaR 2 - substituição da <b>projeção de carga</b> (SISTEMA.DAT) pela efetivamente observada até jun/2015 e a projeção do PMO de jul/2015 para o período subsequente	1 - adoção da CVaR 2 - substituição da <b>projeção de carga</b> (DADGER.DAT, registro DP) pela efetivamente observada
4	1 - adoção da CVaR 2 - substituição da <b>projeção da expansão</b> (EXPH.DAT e EXPT.DAT) pela efetivamente observada até jun/2015 e a projeção do PMO de jul/2015 para o período subsequente 3 - inclusão de <b>restrições de geração</b> para a usina de Jirau e Santo Antônio compatíveis com restrições de transmissão	1 - adoção da CVaR 2 - substituição da <b>projeção da expansão</b> (DADGER.DAT, registro UH e AC) pela efetivamente observada
5	1 - mesmo que na <b>Simulação 1</b> exceto com adoção do CVaR a partir da data em que foi adotada no planejamento da operação: - a partir de set/2013 no caso do Newave e - a partir de dez/2013 no caso do Decomp  2 - foram utilizadas as <b>funções de custo futuro originais</b> utilizadas na época.	1 - imposição do <b>despacho termelétrico observado</b> por meio de restrições (DADGER.DAT, registro CT) 2 - substituição da <b>projeção hidrológica</b> - ENA e vazões afluentes (PREVS.DAT) - pela efetivamente observada no mês e nos períodos anteriores 3 - substituição da <b>projeção de carga</b> (DADGER.DAT, registro DP) pela efetivamente observada 4 - substituição da <b>projeção da expansão de hidrelétricas</b> (DADGER.DAT, registro AC) pela efetivamente observada 5 - <b>ajuste da geração de "outras usinas"</b> (DADGER.DAT, registro PQ) para permitir comparação com os dados observados disponibilizados no site do ONS

## 2.2 Descrição das projeções utilizadas

Os modelos computacionais adotados para otimização da operação utilizam projeções de vazões afluentes, de carga e da expansão como dados de entrada. Isso significa que a otimização depende fundamentalmente da qualidade dessas projeções. O modelo Newave, usado para a modelagem de médio prazo, emprega projeções determinísticas de 60 meses para a carga e a expansão. Somente as vazões afluentes são consideradas incertas no modelo Newave, para as quais é adotado um tratamento probabilístico com base em um conjunto de projeções de vazões afluentes construídas a partir de um modelo autorregressivo parametrizado.

Já na modelagem de curto prazo, realizada com o Decomp, adotam-se projeções determinísticas, em cada semana do respectivo mês operação, para as três variáveis: vazões afluentes,<sup>2</sup> carga e expansão.

A Figura 1 apresenta as projeções mensais de Energia Natural Afluente (ENA)<sup>3</sup> adotadas no modelo Decomp para definir o Programa Mensal de Operação (PMO) em cada mês do ano de 2013 (linha mais clara) e a ENA efetivamente observada no período (linha mais escura).

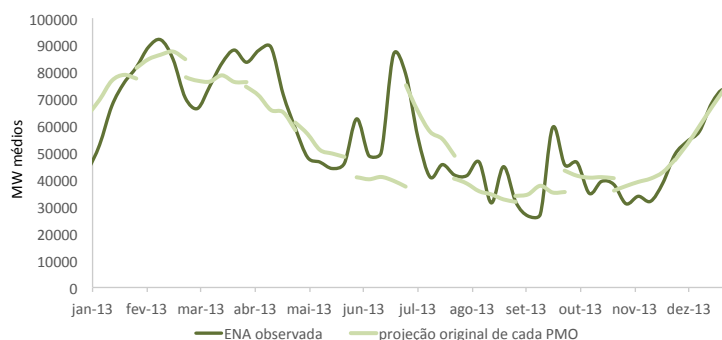


Figura 1 – ENA Projetada Original Utilizada no Decomp e a Efetivamente Observada  
As projeções de carga e da expansão (do parque gerador e das principais interligações de transmissão) utilizadas no planejamento da operação de 2013 são apresentadas nas Figuras 2 e 3, respectivamente, junto com as projeções revisadas. Em ambos os gráficos a linha mais escura contínua representa os dados efetivamente observados e a linha mais escura pontilhada representa projeções revisadas com informações mais recentes.

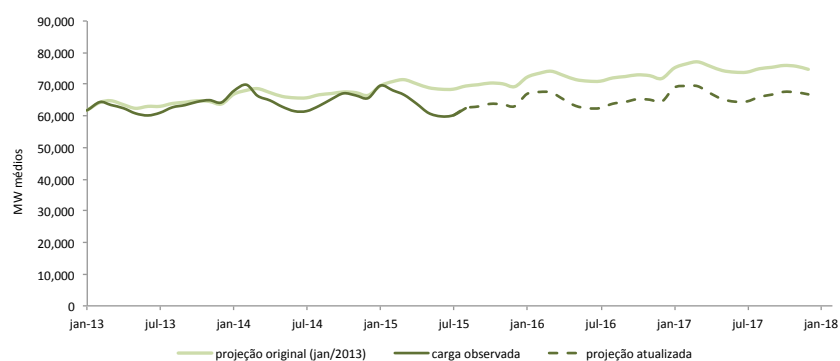


Figura 2 – Carga Projetada Original e Revisada

<sup>2</sup> No Decomp consideram-se vazões afluentes estocásticas apenas no segundo mês. Nas semanas do mês operativo consideram-se projeções de vazões afluentes determinísticas.

<sup>3</sup> A Energia Natural Afluente é a vazão afluente, livre de interferência dos reservatórios hidrelétricos, convertida em unidades de energia elétrica que pode ser produzida pela(s) respectiva(s) hidrelétrica(s) com aquele montante de água na(s) respectiva(s) localidade(s).

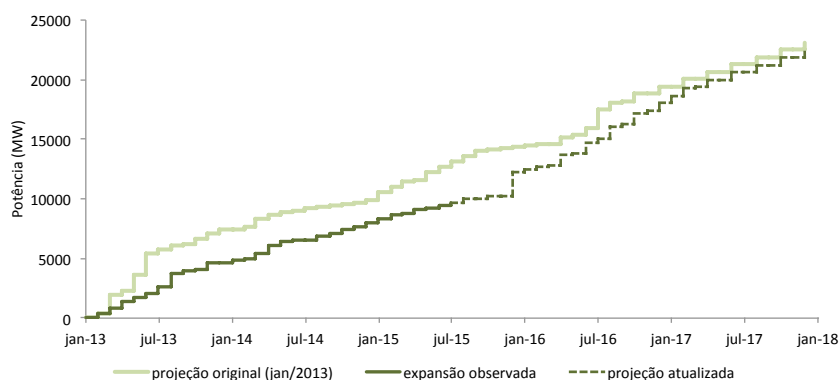


Figura 3 – Expansão Projetada Original e Revisada

Nota-se que as projeções revisadas da carga revisada e da expansão são sistematicamente inferiores às projeções utilizadas na modelagem em 2013. A carga inferior à prevista significa que o despacho das usinas pode ser inferior ao originalmente previsto. A expansão inferior à prevista, por outro lado, implica que as usinas já instaladas terão que ser despachadas de forma mais intensa para compensar o atraso da expansão (primordialmente de hidrelétricas na maior parte do período). Já as projeções de vazões apresentam variações para cima e para baixo das projeções consideradas em 2013, o que implica em variações pontuais.

### 3. ANÁLISE DO EFEITO DOS ERROS NOS DADOS DE ENTRADA

Os desvios da operação ótima foram avaliados com base na comparação da operação indicada pelos modelos utilizando:

- (i) as projeções utilizadas à época (S1 – caso base); e
- (ii) as projeções revisadas (S2 – hidrologia revisada, S3 - carga revisada e S4 – expansão revisada).

As Figuras 4 e 5, apresentam, respectivamente, o despacho hidrelétrico e termelétrico indicado pelos modelos computacionais considerando as diversas projeções de hidrologia, carga e expansão.

O efeito da revisão da projeção da hidrologia foi, principalmente, de elevação da geração hidrelétrica nos meses de abril e junho, quando as vazões afluentes foram superiores às esperadas na projeção original, e de redução em julho, quando as afluências foram inferiores às esperadas. As alterações na geração hidrelétrica em cada período são compensadas pela geração termelétrica.

O efeito da revisão da projeção de carga foi de redução da geração hidrelétrica e da geração termelétrica em praticamente todo o período.

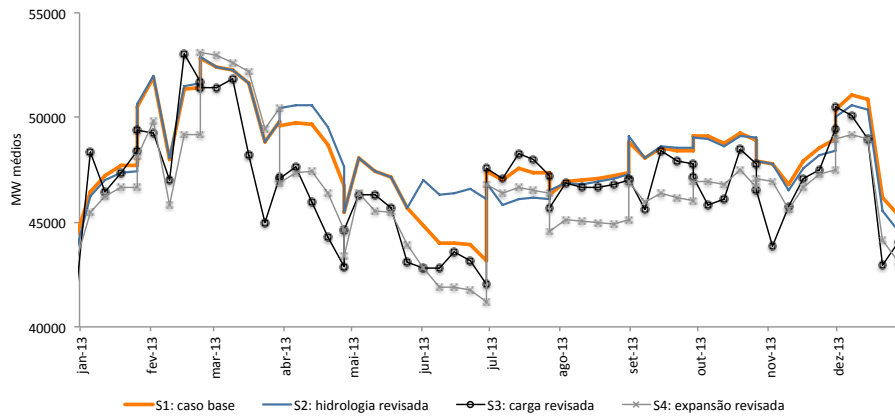


Figura 4 – Geração Hidrelétrica

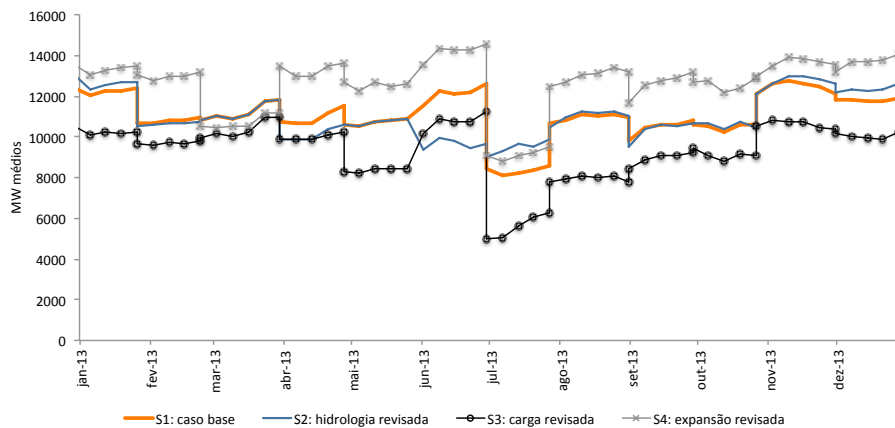


Figura 5 – Geração Termelétrica

Já a revisão da projeção da expansão teve o efeito de reduzir a geração hidrelétrica e elevar a geração termelétrica.

Embora seja o modelo Decomp que orienta a operação de curto prazo, o Newave impacta a operação ao estabelecer a “função custo futuro”, que indica o custo de oportunidade da água nos reservatórios hidrelétricos, e que é utilizado pelo Decomp para balizar a decisão de operação hidrotérmica.

Para se ter uma noção de como a função custo futuro pode afetar a operação, apresenta-se na Figura 6 o despacho hidrelétrico indicado pelo modelo Newave considerando a projeção da carga original e com a projeção de carga revisada. A linha laranja e mais espessa apresenta o despacho hidrelétrico médio esperado no “caso base”, isto é, na otimização considerando os dados de entrada utilizados na programação mensal de janeiro de 2013; já a linha preta e mais fina apresenta o despacho hidrelétrico esperado considerando a projeção revisada. O *boxplot* apresenta a distribuição dos despachos hidrelétricos indicados pelo Newave no caso

da projeção de carga revisada.<sup>4</sup> Verifica-se que no período inicial há alguns intervalos em que a geração hidrelétrica é superior à que haveria pelo despacho original indicado pelo Newave, mas que o efeito preponderante da revisão da carga é de redução do despacho hidrelétrico.

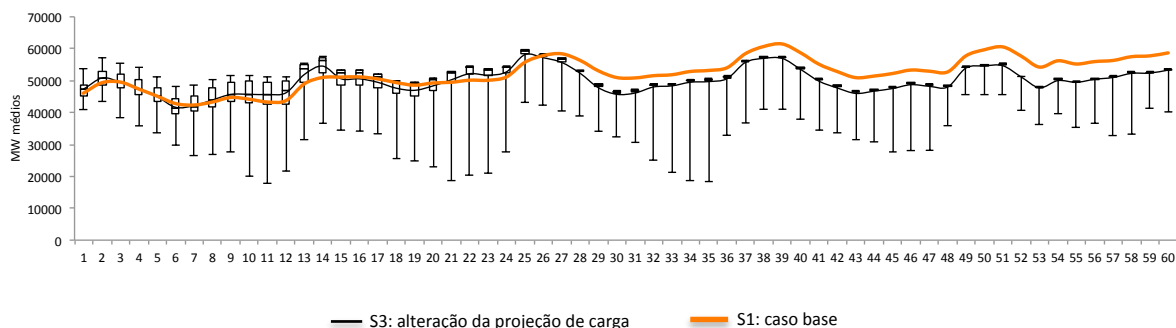


Figura 6 – Alteração na geração hidrelétrica indicada pelo Newave em função da carga revisada

Para se avaliar o grau com que cada uma das variações nos dados de entrada distorce a operação no médio prazo, é útil se concentrar no despacho hidrelétrico pois, diferentemente das termelétricas, cuja operação é independente no tempo, o acionamento de hidrelétricas tem implicações intertemporais. Quando o acionamento hidrelétrico é intensificado, reduz-se o volume de água armazenada nos seus reservatórios, reduzindo as possibilidades de geração hidrelétrica no período seguinte. Na ausência de vertimentos e evaporação, as diferenças no despacho hidrelétrico se traduzem em alterações no montante de energia armazenada para uso em períodos subsequentes. Logo, as diferenças na geração hidrelétrica acumulada num determinado período proporciona um bom indicativo de quanto a otimização intertemporal esta sendo distorcida pelos dados de entrada considerados.

Nos três gráficos a seguir compara-se a geração hidrelétrica considerando as projeções consideradas em cada mês de 2013 com as projeções revisadas.

Verifica-se na Figura 7 que a revisão da energia afluente (Simulação 2) resulta em grandes variações do acionamento da geração hidrelétrica em algumas semanas, mas que o seu efeito acumulado no ano não é tão grande, pois uma parcela substancial dos desvios se cancelam reciprocamente. A geração hidrelétrica adicional acumulada no ano equivale a 1 GW mês.<sup>5</sup>

<sup>4</sup> Os retângulos do *boxplot* indicam o intervalo de despacho hidrelétrico de 50% dos cenários hidrológicos mais próximos da mediana (entre o primeiro e o terceiro quartil) e as hastes indicam o intervalo coberto pelo resto dos cenários hidrológicos considerados.

<sup>5</sup> Os modelos foram rodados separadamente e independentemente a cada mês (i.e. simulação desencadeada), de forma que os níveis de reservatório são corrigidos e as projeções futuras



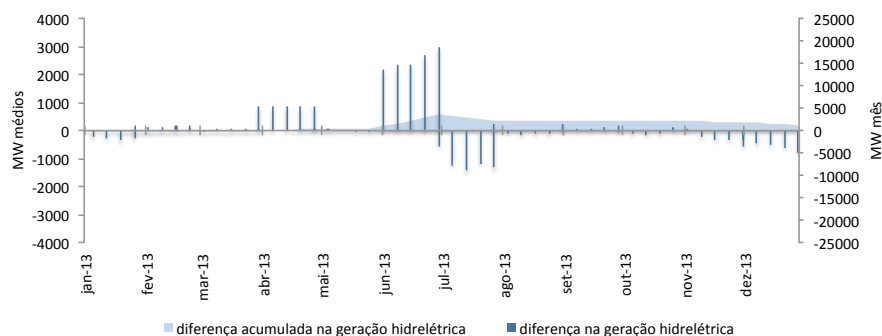


Figura 7 – Alteração na Geração Hidrelétrica Considerando a Energia Afluente Revisada

A alteração da projeção de carga também afeta a otimização de curto prazo realizada com o Decomp por meio da função custo futuro definida pelo Newave. Como pode-se constatar na Figura 8, os desvios na geração hidrelétrica resultante da revisão da projeção de carga tendem a ser correlacionados no tempo, o que significa que os erros tendem a ocorrer numa mesma direção durante um determinado período, fazendo com que o impacto acumulado seja mais significativo. Segundo os modelos computacionais oficiais, a geração hidrelétrica considerando a projeção de carga revisada (Simulação 3) deveria ser inferior à realizada no caso base (Simulação 1) durante o ano de 2013, cujo efeito cumulativo é equivalente a cerca de 16 GW mês de Energia Armazenada.

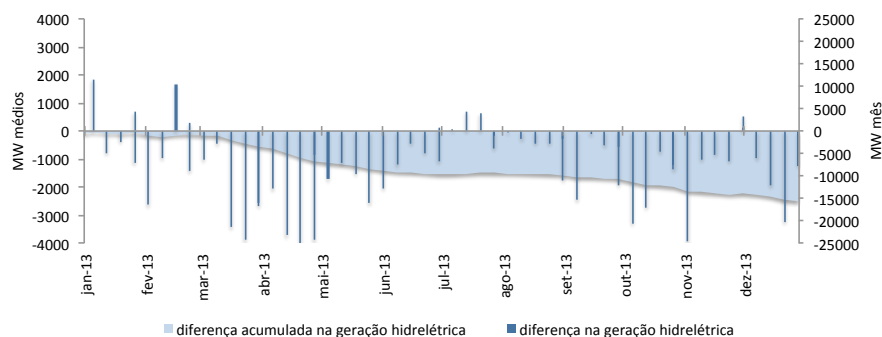


Figura 8 – Alteração na geração hidrelétrica em função da carga revisada

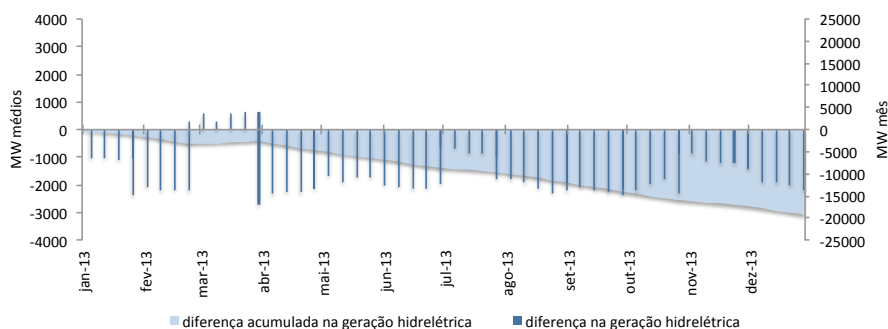


Figura 9 – Alteração na geração hidrelétrica em função da expansão revisada

atualizadas nos meses subsequentes em função das novas informações obtidas, assim como é feito na programação mensal da operação pelo ONS.

Os desvios na geração hidrelétrica em função de erros de projeção da expansão também apresentam um elevado grau de inércia, como demonstra a Figura 9. No caso dos 12 meses de 2013, verifica-se que o despacho hidrelétrico no caso base (Simulação 1) foi mais intenso que o indicado pelo modelo considerando os atrasos no cronograma de expansão (Simulação 4). A operação otimizada, levando em conta a projeção de expansão revisada, resultaria no equivalente a mais 19 GW mês de Energia Armazenada ao final de 2013.

#### 4. ANÁLISE DA ACURÁCIA DOS MODELOS COMPUTACIONAIS

A avaliação da acurácia dos modelos computacionais foi realizada comparando-se a Energia Armazenada prevista pelo modelo Decomp com aquela efetivamente observada no período, considerando-se condições iniciais iguais e um despacho idêntico (ou muito próximo) ao efetivamente realizado. Essa análise foi realizada impondo-se restrições no *deck* do modelo Decomp de forma a emular um “simulador” que permitisse a comparação.

O exercício indica que os modelos computacionais tendem a superestimar sistematicamente a capacidade de energia que pode ser produzida pelas hidrelétricas com a vazão afluente disponível. Esse erro provavelmente advém, principalmente, de parâmetros operativos imprecisos das hidrelétricas, dentre os quais destacam-se o rendimento global do conjunto turbina-gerador das hidrelétricas.<sup>6</sup>

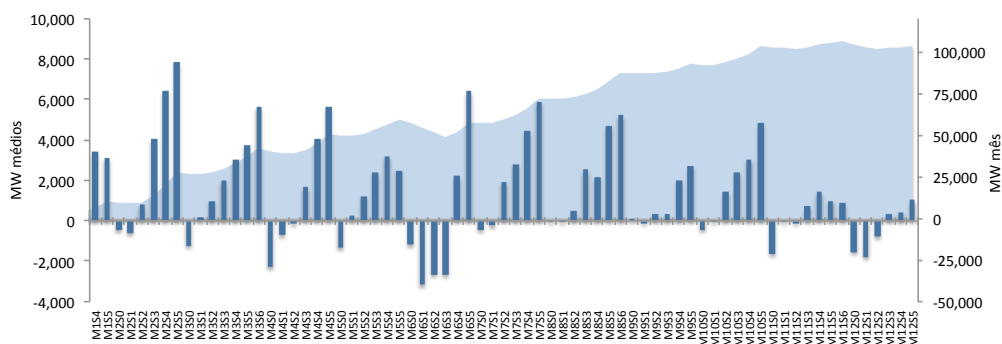


Figura 10 – Diferença entre a Energia Armazenada prevista pelo modelo e a efetivamente observada

A Figura 10 apresenta as diferenças no nível de Energia Armazenada indicada pelo modelo e os dados efetivamente observados em cada semana operativa no ano e o efeito cumulativo. O efeito cumulativo de todas as semanas

<sup>6</sup> O exercício não permite afirmar que essa seja a única fonte de diferenças entre a Energia Armazenada prevista pelo modelo e a observada. Uma outra fonte potencial de erro pode ser o conjunto de simplificações do modelo, tais como a linearização por parte da função de produção das usinas.

operativas<sup>7</sup> corresponde a 103 GW mês na Energia Armazenada – cerca de um terço da capacidade de armazenamento dos reservatórios. Seu impacto é muito maior do que a resultante dos erros de projeção analisados na seção anterior.

É importante ressaltar que, na realidade, essa discrepância não se materializa nessa magnitude porque o ONS corrige o nível dos reservatórios a cada semana com os dados observados (nesse exercício foram feitas simulações mensais), evitando, dessa forma, que os erros sejam retroalimentados no modelo, ampliando as distorções. Não obstante, a magnitude das diferenças sugere que há discrepâncias bastante significativas nos parâmetros de entrada das usinas hidrelétricas.

## **5. CONCLUSÕES**

Os modelos computacionais Newave e Decomp desempenham um papel central no setor elétrico brasileiro – balizando a expansão, a operação e a precificação da energia. Embora tenham sido realizados diversos estudos relacionados à metodologia de otimização, pouca atenção tem sido dada aos dados de entrada utilizados no modelo.

A análise realizada neste estudo indica que erros nos dados de entrada empregados nos modelos computacionais têm introduzido distorções relevantes na otimização da operação, resultando em elevação do custo operacional e deterioração da confiabilidade do sistema.

Essa é uma das principais fragilidades da operação centralizada atualmente utilizada no Brasil, operação esta que se baseia num conjunto de modelos computacionais oficiais alimentados por projeções oficiais. O problema de otimização do sistema elétrico precisa ser pensado de forma mais abrangente, levando em conta não apenas a modelagem utilizada para otimização, mas também o processo de definição, atualização e correção dos dados de entrada.

Os erros de previsão não podem ser inteiramente eliminados, pois há incertezas sobre como essas variáveis irão evoluir no tempo. Portanto, é necessário reconhecer essas incertezas e incorporar a diversidade de cenários que podem surgir no planejamento da expansão e operação do sistema elétrico a fim de robustecer o planejamento da operação.

---

<sup>7</sup> Algumas semanas operativas se sobrepõem, o que significa que há mais semanas operativas do que semanas no ano, o que tem o efeito de inflar o efeito cumulativo.

Também é necessário reconhecer que nenhum agente dispõe de pleno conhecimento de todas as informações necessárias para otimizar a operação. O conhecimento é descentralizado e, portanto, é necessário estabelecer processos que proporcionem incentivos adequados para a agregação dessas informações privadas dos agentes e para ações individuais que contribuam para o bom funcionamento do sistema elétrico.

Esse estudo ressalta a importância da gestão de informação e do estabelecimento de uma estrutura de incentivos adequada no planejamento da operação. A otimização da operação do sistema elétrico não envolve apenas a sua modelagem matemática e computacional mas, sobretudo, a coordenação do compartilhamento de informações e a coordenação da ação dos agentes para obtenção de um objetivo comum.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORSOI, et al Metodologia baseada em otimização não-linear para o programa mensal de operação do SIN. Foz do Iguaçu: *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2014.

MARTINEZ, L.; SOARES, S. Comparison Between Closed-Loop and Partial Open-Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2, p. 330-336, 2012.

HENN, A. et al Estudo de avaliação dos impactos no custo marginal de operação (CMO) e no risco de déficit analisando os cenários de oferta e demanda futuros. Foz do Iguaçu: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015

INSTITUTO ACENDE BRASIL, *Programa Energia Transparente: Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento (9ª Edição)*. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2013.

PSR, Segurança de Suprimento: O Estrutural e o Conjuntural. Rio de Janeiro: *Energy Report – Edição Especial 2* (janeiro), 2013.

SOUZA, R. et al, *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil: Geração de Cenários e Otimização*. Rio de Janeiro: Editora PUC-Rio, 2014.

UNICAMP, “Modelo Odin (Relatório Final)”, Projeto de P&D Aneel PE-0391-0108/2009. São Paulo: Bandeirante Energia, 2011.

ZAMBELLI et al, Advantages of Deterministic Optimization in Long-Term Hydrothermal Scheduling of Large-Scale Power Systems. Vancouver: *Power and Energy Society General Meeting*, 1-5, 2013a.

ZAMBELLI et al, Model Predictive Control Applied to the Long-Term Hydrothermal Scheduling of the Brazilian Power System. Grenoble: *IEEE PowerTech*, 1-6, 2013b.