

Relatório: Seminário COPPE – UFRJ sobre política energética do setor elétrico.

Seminário COPPE – UFRJ sobre política energética do setor elétrico.

1. Introdução

No dia 5 de maio de 2011, a COPPE realizou um seminário sob o título “Uma reflexão sobre a integração dos modelos de operação, planejamento e comercialização no setor elétrico brasileiro”. Para tal, produziu um termo de referência¹ que abordou diversas e preocupantes questões voltadas às metodologias e critérios adotados no planejamento, na operação e na comercialização do setor elétrico brasileiro. Para debater esses temas, foram convidados renomados técnicos das seguintes instituições:

Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) – Maria Elvira P. Maceira
Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Sergio Henrique Cunha e Ângela Livino
Operador Nacional do Sistema (ONS) – Mario Daher
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – Alexandre Nunes Zucarato
Ministério de Minas e Energia (MME) – Altino Vieira Filho (representado por Maria Elvira P. Maceira)
Consultora PSR² – Mario Veiga

O encontro se deu sob duas formas. Uma primeira exposição, aberta ao público, com a avaliação dos técnicos de cada instituição sobre os temas apresentados. Após, uma reunião técnica entre a COPPE e os técnicos convidados.

O que se apresenta a seguir é uma avaliação da COPPE sobre os problemas debatidos no seminário. Os pontos listados podem não representar o ponto de vista das instituições convidadas, muito embora, eventualmente, possam coincidir com a visão da COPPE.

¹ Constante no Apêndice desse documento. Para uma boa compreensão, deve ser lido antes do relatório.

² Consultora convidada por sua reconhecida experiência na modelagem atual do setor.

2. Relatório

Como exposto no termo de referência do seminário, a COPPE considera que há inconsistência entre as metodologias das diversas áreas do setor. O seminário parece ter confirmado essas preocupações. São elas:

I. A metodologia adotada na definição das garantias físicas (ou energia asseguradas) na etapa de planejamento pode resultar em superavaliação da “carga crítica” do sistema interligado.

Esse viés ocorre porque a simulação da operação que define o conjunto de CMO³'s utilizado como paradigma de mensuração de custo do sistema é distinta da operação real. O critério de garantia atual é o da igualdade entre CMO médio e CME. O conjunto de CMO's resultantes desse critério, segundo a metodologia vigente no planejamento, define tanto a capacidade do sistema em fornecer energia segura, como a atribuição de responsabilidades entre hidráulicas e térmicas. Apesar dessa importância, a operação simulada nesse processo é distinta da operação real. A diferença se dá pela não incorporação de mecanismos de segurança adotados pelo ONS. Como ainda não há a implantação desses mecanismos, há fortes indícios de que, na operação real, as ocorrências desse custo apresentem uma distribuição de probabilidade diferente da assumida na fase de planejamento. Tal diferença significa uma política de operação distinta da planejada.

Essa inconsistência vem se tornando cada vez mais significativa à medida que o sistema interligado perde capacidade de regularização. Cada vez mais ocorrem estados de armazenamento onde a ação operativa difere radicalmente da prevista. Além disso, por características próprias do sistema, o planejamento da operação brasileiro envolve um horizonte de 5 anos, o que confere a essa fase um inédito grau de superposição com a fase de planejamento entre os sistemas elétricos no mundo. Conceitualmente, não há como justificar as atuais discrepâncias metodológicas, já que há impactos sobre toda a cadeia de funcionamento do setor.

II. A metodologia adotada na definição das garantias físicas (ou energias asseguradas) na etapa de planejamento pode resultar em outra proporção entre o bloco hidráulico e térmico.

Como a distribuição de probabilidades do CMO na fase de operação deve apresentar diferenças importantes da assumida na fase de planejamento, na prática, adota-se uma política energética conflitante com a planejada. Tal diferença impacta a divisão de responsabilidades entre térmicas e hidráulicas, já que a modelagem adotada depende fortemente dessa distribuição. Agrava-se a situação quando se considera que também é função dessa distribuição aspectos comerciais que se estendem aos leilões e ao mercado livre.

Infelizmente, até o presente momento não foi possível fazer uma avaliação do grau dessa inconsistência. A nosso ver, uma forma eficaz seria a de se dispor da efetiva série de CMO's usadas no Plano de Operação para comparação com a adotada no planejamento. Seria necessário o cuidado de evidenciar a atuação dos mecanismos de segurança que afetam a formação de custos marginais do NEWAVE por todo o horizonte do plano de operação. Isso significa que, cada trajetória da reserva associada a uma série sintética, deveria sofrer a atuação desses mecanismos de segurança⁴.

³ CMO = Custo Marginal de Operação. CME = Custo Marginal de Expansão.

⁴ Além disso, seria necessário a adoção de uma carga equivalente à carga crítica estimada no planejamento. Desse modo ficaria isolada a influência da consideração de cargas distintas.

Como ainda não foi possível essa implantação, apesar de se perceber qualitativamente a inconsistência, não se pode avaliar em que medida ela ocorre.

Apenas para fornecer um indício desse desacordo, o gráfico a seguir⁵ mostra as diferenças na determinação da Função Custo Futuro (FCF), essencial na determinação do CMO, apenas devido à consideração ou não da Curva de Aversão à Risco (CAR). O exemplo da região nordeste é o mais significativo, mostrando que há momentos onde a FCF com a CAR atinge o dobro da FCF sem a CAR.

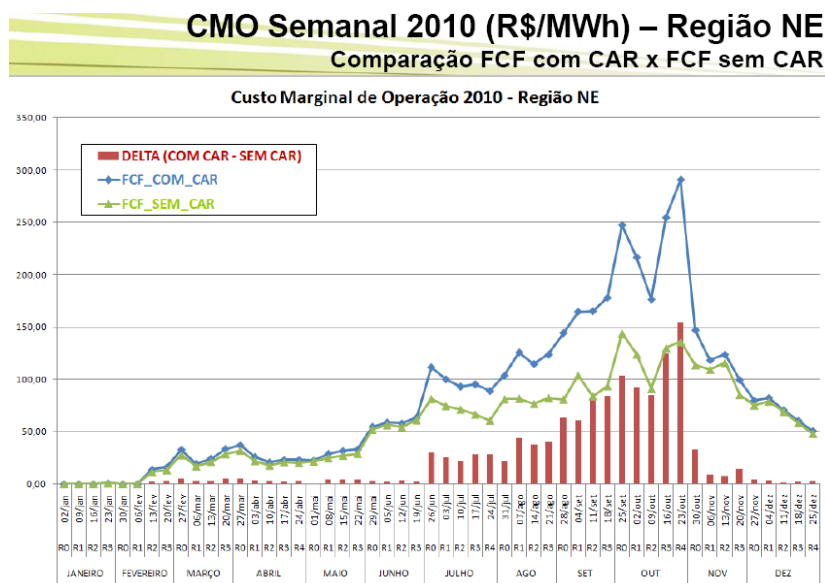


Gráfico 1: Diferenças na curva de custo futuro em função da consideração da Curva de Aversão ao Risco.

Fonte: Gráfico apresentado por Mario Daher (ONS) no seminário.

Essa diferença já torna evidente que as distribuições de probabilidade do CMO nas duas etapas (planejamento e operação) podem ser bastante distintas. Desse modo, fica evidente que a política de despacho térmico embutida no planejamento não é a adotada na operação, que assume claramente um viés mais conservador. A inconsistência e seu grau deveria ser fruto de um estudo específico, principalmente porque essa diferença tem impacto na carga crítica e nos certificados de energia com grande impacto comercial.

Além disso, é preciso salientar que o processo de otimização usado na operação, por considerar a atuação de mecanismos de segurança apenas para uma parte do horizonte do plano⁶, também carece de consistência. Se a formação da curva de custo futuro incorpora parte de decisões do NEWAVE sem a aversão ao risco, misturam-se dois processos distintos. Corre-se o risco de que as decisões presentes tenham sistematicamente um viés pessimista. Essa tendência se deve ao fato que, no processo de atualização de eventos futuros, há a incorporação de custos próximos ao custo de déficit, evento mais freqüente na otimização do Newave. Por exemplo, a curva de custo futuro calculada no horizonte onde há atuação dos mecanismos de aversão a risco tende a ser mais elevada para compensar a inexistência desses mesmos mecanismos no horizonte onde atua apenas o NEWAVE. Isso transfere para o presente uma estratégia mais conservadora pelo simples fato de que os mecanismos de segurança não atuam no final do horizonte.

⁵ Apresentado por Mario Daher (ONS) no seminário

⁶ Segundo informações do ONS, apenas 2 anos.

III. Diminui a capacidade de regularização hidrológica do sistema interligado agravando-se a inconsistência apontada em I e II.

O gráfico abaixo mostra a mudança do perfil de atendimento à carga desde 1996. Nota-se uma mudança significativa depois do racionamento de 2001, com a participação de mais usinas térmicas. Ressalta-se que, pelo menos até 2007, a carga do sistema permaneceu bastante reprimida, função das mudanças estruturais ocorridas com o choque do racionamento. Apesar dessa “sobra” estrutural, percebe-se a manutenção de um perfil de complementação térmica mais ativo. A partir de 2007, com a retomada do crescimento acentuado da carga, nota-se um novo incremento de geração não hidráulica⁷.

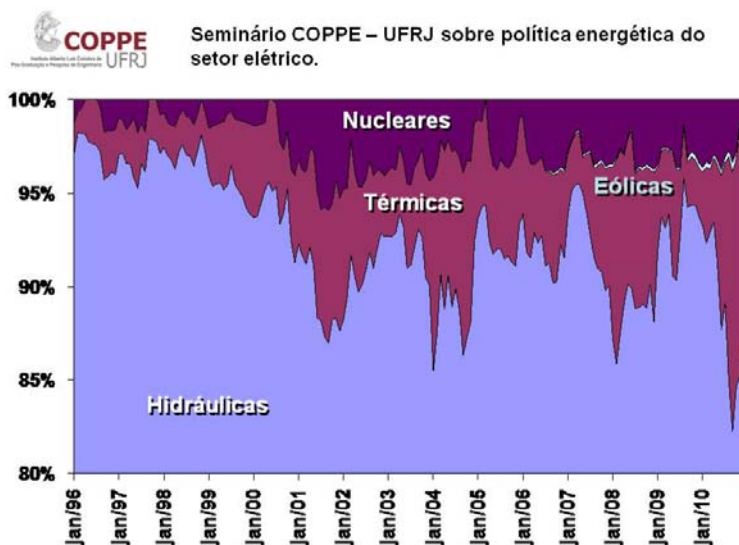
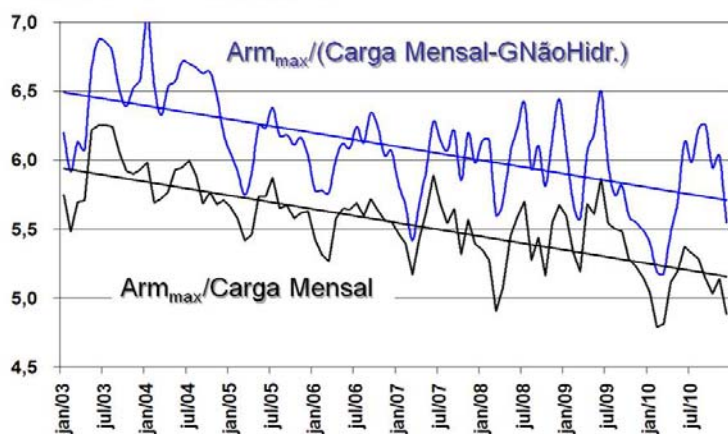


Gráfico 2: Evolução do perfil de geração hidro-térmica 96-10. Fonte: ONS

Entretanto, o gráfico seguinte mostra que, apesar do aumento de geração não hidráulica, a capacidade de armazenamento máximo vem decaindo em relação à carga. A curva inferior mostra que de 2003 até 2010, a armazenagem máxima, que era equivalente a 6 meses de carga mensal, cai para 5 meses. A curva superior mostra que, mesmo descontada da carga a geração não hidráulica, a tendência de perda de regularização permanece a mesma. Essa constatação, de certa forma, é surpreendente, pois evidencia que o incremento do uso de geração não hidráulica verificado no período não conseguiu compensar o aumento da carga. Essa tendência afeta fortemente a política de operação, com aumento de gastos não planejados. Mais do que isso, coloca o sistema crescentemente num estado onde as dissidências entre a metodologia da operação e planejamento se tornam ainda mais significativas.

Adicionalmente, como apontado no item 1, a carga crítica do sistema pode estar superavaliada pela inconsistência da distribuição de probabilidades do CMO. Assim, corre-se o risco de fechar um círculo vicioso. Planeja-se um sistema que opera de um modo distinto da operação real e que, por conta de um critério de segurança mais “relaxado” acaba por colocar o sistema num estado onde aumentam as diferenças entre o processo operativo real e o planejado.

⁷ A geração eólica corresponde à parcela clara do gráfico. Sua influência ainda é muito pequena.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados históricos da operação (ONS)

Gráfico 3: Evolução da relação Armazenamento Máximo/Carga

IV. A dependência da metodologia à parâmetros de difícil estimativa é fator primordial.

Todos os processos de otimização adotados no planejamento e na operação, por tratar o problema exclusivamente sob o ponto de vista econômico, forçosamente, seja direta ou indiretamente, atribuem um valor monetário ao déficit de energia elétrica.

É notória e compreensível a dificuldade de se estimar explicitamente e com precisão o custo do déficit de energia elétrica. A sociedade percebe essa carência de forma diversificada e não há modelo que consiga traduzir essa heterogeneidade em um número. Mesmo admitindo que um “custo social” faça tal representação, os estudos envolvem modelos econométricos bastante subjetivos, pois “simplificam” uma realidade altamente complexa.

De qualquer modo, ao se adotar a de igualdade entre custos marginais de longo prazo (CME) e curto prazo (CMO) e um risco de déficit pré-definido⁸, é imprescindível a adoção um custo para o déficit, já que nenhum evento do processo pode deixar de ser representado em termos econômicos. Portanto, é importante salientar que o custo de déficit é apenas outra forma mais sofisticada de definir o risco de déficit, já que há uma dependência inversa entre os dois. Quanto mais alto o custo de déficit, menor o risco e vice-versa.

A determinação de um custo explícito para o déficit, por um lado, parece eximir de “responsabilidade” a adoção de um risco pré-definido. Entretanto, o projeto de tentar representar um custo para toda a sociedade tem uma forte dependência econômica e necessária de uma análise aprofundada de impactos sócio-econômicos, área de estudos incomum nas atividades do setor. Apesar disso, o setor já fez essas estimativas de forma simplificada (regressão econométrica) e de forma mais detalhada (matriz insumo-produto)⁹. Pela própria natureza do problema, por mais sofisticada que seja a metodologia, não se pode ter absoluta certeza da precisão dos valores obtidos.

⁸ Até um passado recente, o risco máximo de déficit adotado foi 5%. Quanto menor essa taxa de risco, maior o custo do déficit implicitamente assumido.

⁹ CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRÁS. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – GCPS. Comissão para o Estudo do Custo do Déficit - Relatório Final, 1988. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. Metodologia para o Cálculo do Parâmetro Custo de Déficit de Energia, 2001.

A essência do problema é impregnada de incertezas, já que os intervalos de confiança dos parâmetros a serem estimados geralmente refletem a insuficiência de dados históricos. Portanto, apenas considerando a incerteza estatística desse custo, o critério de garantia do setor já poderia ser distinto do adotado. É importante lembrar também que estudos baseados em dados econômicos históricos podem refletir uma situação estrutural do passado que pode se alterar no futuro.

Em contraste com todos esses obstáculos, o parâmetro custo do déficit é essencial, pois é determinante no CMO, variável que está no cerne de todo o setor, desde o planejamento até a comercialização. Portanto, sendo importante e inevitável, é urgente que se façam estudos sobre seu impacto. É difícil compreender porque esse parâmetro é tratado como algo imutável e externo, quando, na realidade, ele é apenas mais um parâmetro do processo de gestão do setor¹⁰.

Os comportamentos mais singulares e indesejáveis do CMO são a sua assimetria e sua volatilidade, que podem ser percebidos pela distribuição de probabilidades do gráfico 4 a seguir. Os parâmetros estatísticos “skewness” e “kurtosis”¹¹ são elevados (5,97 e 44,7 respectivamente) e denotam o aspecto incomum desse custo. Além disso, a distribuição, que se estende para além do número R\$ 1040/MWh do eixo horizontal, mostra que, apesar de mais raros, CMO's superam custos da usina mais cara, denotando a influência do custo do déficit.

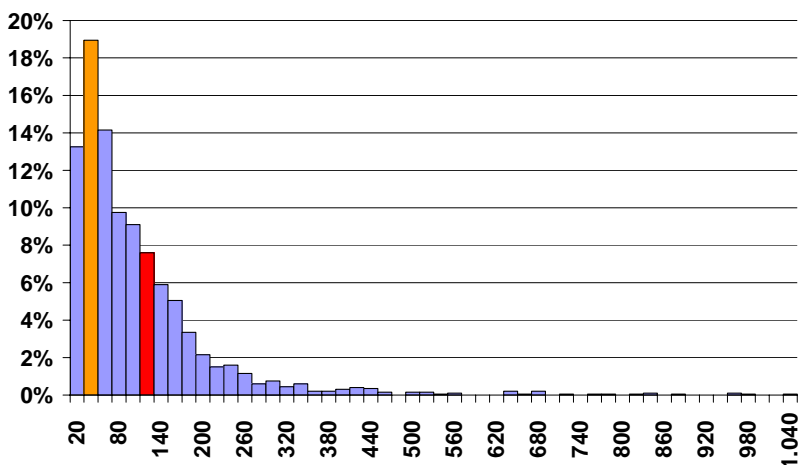


Gráfico 4: Distribuição de Probabilidades do CMO (Região Sudeste e Centro-Oeste) no Plano de Decenal Expansão 2016.

Portanto, a COPPE sugere que se considere uma outra visão sobre o problema.

Considerando-se os seguintes aspectos:

- Em termos da gestão da reserva hidráulica nas simulações da operação, a ocorrência de um déficit de suprimento funciona exatamente como se fosse o “despacho” de uma térmica “fictícia”, já que o “alívio” de carga sobre a reserva é semelhante ao causado pela energia de uma fonte não hidráulica.

¹⁰ Do mesmo modo, a taxa de desconto também é um parâmetro.

¹¹ Skewness e Kurtosis são, respectivamente, o terceiro e quarto momento de uma distribuição - a média é o primeiro, o desvio padrão o segundo. Skewness é a assimetria de uma distribuição face à média. Kurtosis é a acumulação de probabilidade de ocorrência nos extremos (caudas) da distribuição. Um enviesamento - skew - positivo indica a existência de uma cauda maior à direita. Ou seja, um baixo risco de ocorrência de valores muito acima da média, apesar da maior ocorrência abaixo da média.

- A adoção de um custo do déficit de um patamar implica em se assumir que custo é independente da profundidade do déficit, uma hipótese altamente improvável.

Dado que o custo do déficit é um valor que está embutido em cada CMO, é essencial que se faça um estudo mostrando o tipo de alteração que ocorre nessa variável, caso se adotem diferentes funções de custo de déficit. Uma hipótese possível seria interpretar uma função custo do déficit (CD) como uma extensão da curva de custo de operação das térmicas. Em consonância com essa ótica, sugere-se adotar patamares de ordem de grandeza equivalentes a usinas¹², ao invés de apenas 4, como já foi adotado. Propõe-se assim analisar qual o impacto da adoção de diferentes curvas implícitas de déficit na formação do CMO. Já que a volatilidade desse custo tem sido um aspecto bastante criticado, um objetivo poderia ser a análise da influência da função CD sobre a variância do CMO.

Funções do tipo sigmóides,

$$CD(x) = a / (b + e^{(k-x/c)}) + d \quad \text{onde } x \text{ é o déficit simulado.}$$

podem gerar diversas formas de variação da curva em função da profundidade do déficit. A vantagem dessa formulação matemática é que a curva pode assumir muitas formas diferentes. Além disso, apresenta um nível de saturação, hipótese bastante razoável para déficits acima de um percentual. Os gráficos abaixo mostram duas das curvas em comparação com o patamar único e os 4 patamares utilizados até recentemente.

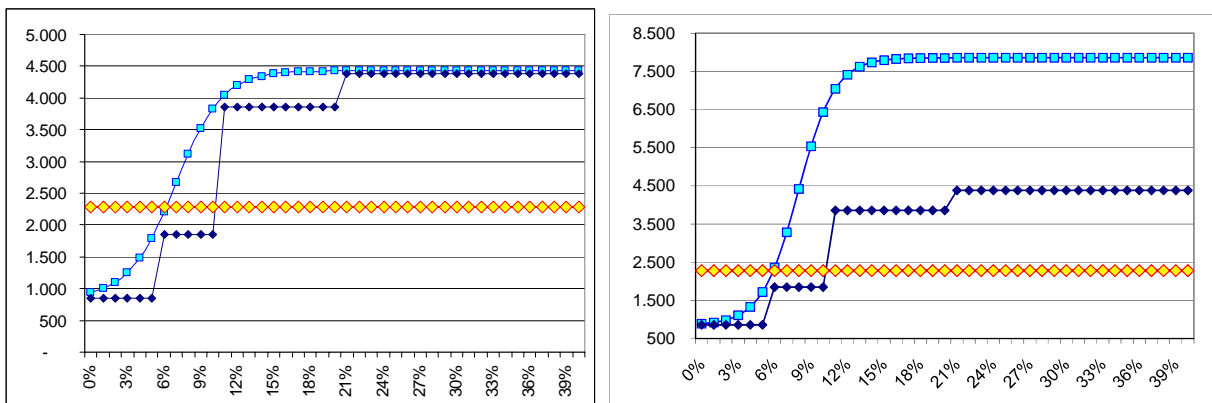


Gráfico 5: Funções Sigmóides como geradoras de funções custo do déficit.

É importante lembrar o princípio básico de que, na medida do possível, a média dos custos marginais de operação (CMO) obtidos com as diversas curvas em patamares a serem testadas não deve diferir do custo marginal de expansão (CME). Portanto, nesse estudo, a carga crítica deve ser sempre ajustada para permitir que a média dos CMO's seja igual a CME.

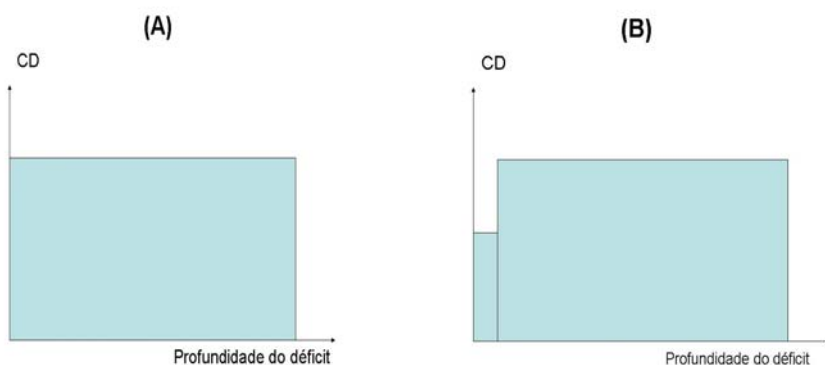
É fato que a estimativa do CME é outro problema com dificuldades próprias. Entretanto, é preciso esclarecer que não haveria a necessidade de precisão nesse parâmetro. O importante é que certa configuração com duas funções de custo do déficit distintas sejam comparadas com um mesmo nível de CMO médio. Ou seja, ao se alterar a curva, altera-se a média e, portanto, é preciso reajustar a carga crítica para que a média dos CMO's retorne ao mesmo nível. Portanto, o princípio básico a ser mantido no estudo será sempre a igualdade da média dos CMO's a um mesmo CME, mesmo que não se tenha um valor definitivo para esse parâmetro. No passado, algumas análises de

¹² Por exemplo, 1% da carga.

sensibilidade sobre o parâmetro custo do déficit foram realizadas sem o cuidado de se reajustar a carga crítica a cada mudança do parâmetro. Evidentemente, o efeito analisado foi muito menor do que o pretendido nesse estudo.

Como os testes serão realizados para certa configuração do parque no futuro, a tarefa se resumirá a descobrir qual a carga crítica que iguala a média dos CMO's ao CME para uma dada curva de custo do déficit. Como a curva do CD é influente no CMO e a sua média será igualada ao CME, a grande questão que surge é: Se a mudança da curva CD não vai afetar a média dos CMO's, pois ela será sempre reajustada através da carga que iguala o CMO médio e o CME, que outra característica será afetada? Há fortes indícios de que a distribuição de probabilidade dos CMO's é a "variável dependente" da forma da curva CD.

Para compreender esse efeito, basta imaginar duas situações marginalmente distintas: A simulação da operação resultante da adoção do patamar único (A) e a resultante de um uma curva onde o primeiro % de déficit tenha um valor entre a térmica mais cara e o patamar único (B).



A simulação da operação (B) fará racionamento preventivo antes da simulação (A), pois o patamar correspondente a 1% tem custo inferior ao CD. Isso equivale a ter uma térmica fictícia correspondente a 1% da carga que, "acionada" alivia a demanda por reserva. Portanto, em situação hidrológica desfavorável, o CMO da simulação (B) é inferior ao da simulação (A) que não conta com esse "alívio" de carga. Ora, se a frequência desses CMO's mais altos se reduz e a média é mantida constante e igual a CME, é sinal que a frequência dos custos mais baixos tem que se elevar, caso contrário a média cairia. Portanto, a distribuição de probabilidade dos CMO's é afetada e sua variância se reduzirá. Bastaria agora estender esse raciocínio para vários patamares crescentes¹³.

O essencial é lembrar que esse parâmetro exerce um papel de função penalidade no processo de otimização, a ausência de estudos de sensibilidade em função custo do déficit, buscando pelo menos uma aproximação das políticas de operação e planejamento, parece não ter justificativa. Mesmo que não seja essa a metodologia a ser testada, a COPPE considera necessário um estudo nesse sentido.

¹³ Além de se testar curvas de formatos diferentes, pode-se testar também a atuação da curva antes da ocorrência do déficit.

V. O critério de garantia e a prática da comercialização no mercado livre apresentam acentuadas diferenças conceituais.

O critério de garantia, que como se apresentou até aqui, já apresenta muitas dúvidas quanto à isonomia de conceitos nas etapas de planejamento e operação, passa por outro teste na comercialização. Nessa etapa, uma vez que há confrontos entre contratos comerciais, consumos físicos e gerações verificadas com certificados de energia assegurada, a verificação do “lastro” passa a ser importante. Recentemente esteve em discussão uma nova metodologia de contabilização sobre insuficiência de lastro no mercado livre, ou seja, contratos que não têm respaldo em energia segura, conforme o critério vigente.

Em termos da legislação, a Lei 9074/95 determina em seu Art. 15 - § 7º que “O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. § 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos. § 9º Os prazos definidos nos § 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local.”

Além disso, o Decreto 5163/2006 determina em seu Art. 3º que “As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.”

Apesar dessa determinação legal, uma nota Técnica da ANEEL¹⁴ descreve um histórico de funcionamento do mercado livre e, ao propor uma regulamentação, identifica diversos problemas da modelagem. Através de exemplos numéricos, mostra que, ao contrário do que determina a Lei e o Decreto, a permissão de verificação de lastro numa janela de 12 meses, prática em vigor, possibilitou a ocorrência de situações onde, mesmo sem contato com usinas, o agente pode não ficar exposto ao “spot” e nem pagar penalidade por essa prática. Essa distorção provém principalmente da decisão de adotar uma norma que não está clara na lei: A frequência de verificação de lastro, sua consequência e a possibilidade de se fazer contratos ex-post.

Para garantir o atendimento à totalidade da carga, o contrato de compra de energia deveria ser feito de forma antecipada, com contratos de longo prazo. A rigor, só se poderia assegurar a totalidade de sua carga, quem efetuasse contratos de pelo menos 5 anos de antecedência que é o prazo mínimo para se migrar novamente para o mercado regulado. Entretanto, o que se permite é o oposto, pois se aceitam contrato com prazo de apenas 1 mês e ainda “ex-post”. Isso significa que a garantia, a energia assegurada cujo valor já está sujeito a tantas dúvidas, é “contratada” depois de consumida a energia.

Nesse ponto, durante o seminário, percebem-se divergências de opiniões que podem ser resumidas nas seguintes questões:

¹⁴ 123/2010–SEM/ANEEL

- Frequentemente a CCEE e a própria ANEEL admitem a possibilidade de falta de lastro, mas salientam que, nesse caso, o agente “*paga uma penalidade*”.
1. É necessário enfatizar fortemente que o pagamento de multas não repõe o nível de garantia perdido pela ação de um agente desprovido de lastro. São dois eventos distintos.
 2. A alteração de risco de não suprimento, uma qualidade pela qual se está pagando, não é separável no nosso sistema. As características físicas e a gestão monopolística da operação não permitem que os riscos sejam alocados a quem causou.
 3. A penalidade adotada no mercado tem evoluído sistematicamente. Critérios adotados até bem recentemente, poderiam motivar a falta de lastro como uma opção economicamente viável¹⁵. Só a partir de 2005, a penalidade foi definida como:

$P = \text{Max}(\text{PLD}_{\text{médio}}, \text{VR})$

VR 2005 - R\$ 62,10 - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2005.

VR 2006 - R\$ 69,98 - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2006.

VR 2007 - R\$ 84,70 - Conforme Ofício, de 14 de fevereiro de 2007, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2007.

VR 2008 - R\$ 139,44 - conforme ofício, de 13 de fevereiro de 2008, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2008.

Como pode ser percebido no gráfico 6 abaixo, o preço de mercado de curto prazo (PLD) no sistema brasileiro tem um comportamento totalmente distinto do exemplo do NORDPOOL, mercado entre Suécia, Noruega e Dinamarca¹⁶. Fica evidente a predominância de preços muito baixos e a ocorrência de instabilidades repentinas em contraste com um comportamento mais estável do preço do Nordpool.

Portanto, dado esse comportamento estrutural, não deve causar surpresa o fato de o mercado brasileiro apresentar comportamentos incomuns. Apesar dos riscos de “picos de preço”, a singularidade do PLD viabilizou um comportamento estratégico de mercado, onde, dadas as regras vigentes, legitimamente, agentes aproveitam-se de várias situações onde a falta de lastro, ou a combinação de penalidades e PLD’s baixos podem ser encaradas como alternativas à contratos de mais longo prazo lastreados por usinas.

¹⁵ Resolução Normativa ANEEL nº 168, de 10 de outubro de 2005 – Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes aos módulos de penalidades e ao de Cálculo das Garantias Financeiras e Rateio de Inadimplência.

¹⁶ <http://www.nordpoolspot.com/>

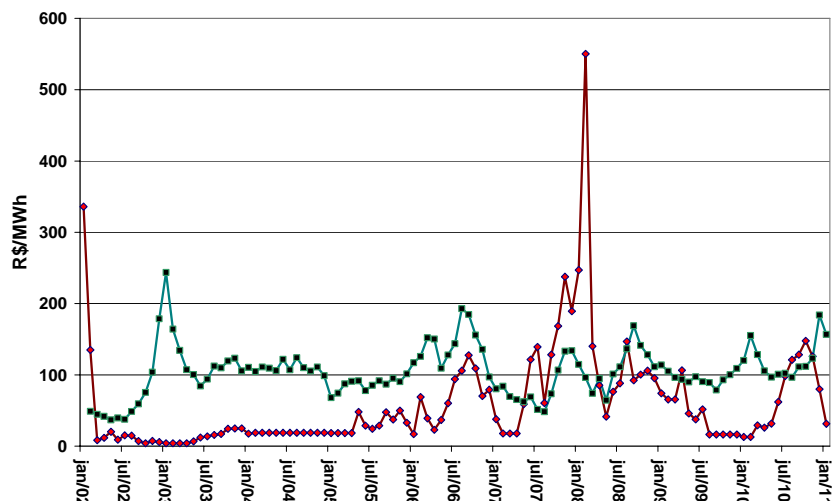


Gráfico 6: Série do PLD em comparação com o NORDPOOL

Um aspecto que mereceria um estudo aprofundado é justamente o da aferição de lastro em janelas móveis de 12 meses. Essa janela móvel contém o mês corrente e, portanto, esse agente pode fazer a opção por uma das seguintes situações:

1. Comprar unidades de energia em contrato ex-post e não pagar penalidade por insuficiência de lastro; ou
2. Comprar unidades de energia no mercado de curto prazo (assunção da exposição financeira negativa no mercado spot) e submeter-se ao pagamento de penalidade por insuficiência de lastro.

É importante observar que, independentemente da escolha feita pelo agente, uma parcela dos valores envolvidos é o PLD do mês corrente. Assim, do ponto de vista econômico, o agente confronta apenas o valor do ágio cobrado por agentes vendedores com sobras de lastro no mês corrente com o valor da penalidade. Visto que há a possibilidade de redução do valor da penalidade mediante aquisição de sobras de lastro ex-post, na prática, a penalidade pode incidir sobre um doze avos da insuficiência apurada. Assim, viabiliza-se um cenário onde o agente entende ser mais interessante pagar a penalidade a se submeter a contratar por um ágio que considera elevado naquele mês. No mês subsequente, com um nível de ágio menor, o agente pode promover a recomposição de seu lastro.

- O princípio de que o “*preço é um indutor de eficiência econômica*” é uma verdade irrefutável, mas sob certas condições. A CCEE defende que “*Quando a sinalização econômica é ineficiente, os consumidores desperdiçarão recursos escassos em atividades de baixo valor agregado.*”

Observe-se que, mesmo após a eliminação da sobra estrutural decorrente da mudança de comportamento do mercado após o racionamento, o PLD atinge facilmente valores irrisórios (Gráfico 6). Isso pode ser explicado pela característica tropical de nossa energia natural, a hidrologia. Na nossa singularidade, é perfeitamente possível haver a ocorrência de preços baixos mesmo sob insuficiência estrutural de oferta, o que mostra uma característica extremamente preocupante para qualquer interpretação que atribua eficiência econômica a preços praticados no mercado. Isso se deve apenas à exuberância da hidrologia brasileira associada ao critério de garantia e à política de operação adotada. Dependência esta que vai contra a hipótese básica de uma comercialização independente da operação e vice-versa.

Finalmente caberia uma reflexão sobre o significado da ocorrência de descasamentos acentuados entre contratos de lastro e cargas, viabilizados pela adoção da verificação de garantias físicas em médias móveis de 12 meses. A referida Nota Técnica no 123/2010–SEM/ANEEL, de 08 / 12 / 2010 mostra, através de um exemplo, o tipo de descasamento que pode ocorrer e que está mostrado no gráfico 7 abaixo. A compra de lastro se dá sob a evidente vantagem de preços de viés baixos típicos do nosso sistema.

Em termos da metodologia de gestão da reserva hídrica que permeia todo o funcionamento do setor, desde o planejamento, admitir tal excentricidade é, no mínimo, estranho. Isso poderia significar que um pedaço da carga pode ser atendido com critérios de garantia distintos da grande maioria. Uma interpretação que poderia ser dada é que, para esse privilegiado consumidor, é admitida a viabilidade de que uma parte da reserva energética do sistema interligado esteja prévia e exclusivamente vinculada à ele. Basta imaginar o que ocorreria com o sistema se tal vantagem fosse estendida a todo o mercado.

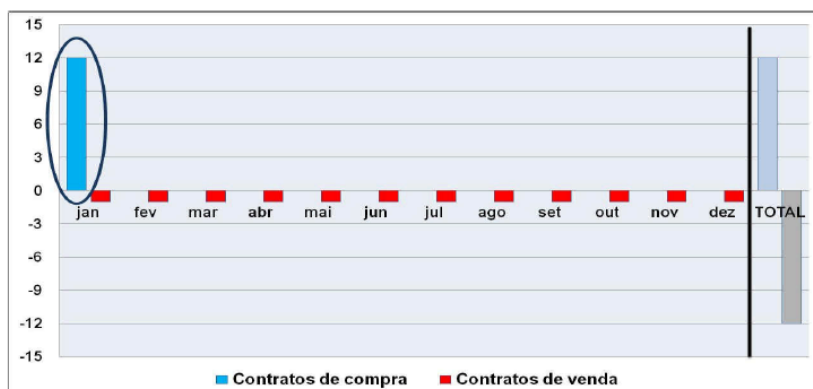


Gráfico 7: Exemplo de descasamento entre compra e venda exemplificado pela Nota Técnica da ANEEL

3. Conclusões.

O sistema integrado brasileiro passa por alterações estruturais de grande importância que vão exigir uma revisão de toda estrutura metodológica atual.

- É preciso enfatizar que, dada a atual modelagem adotada, a distribuição de probabilidades do Custo Marginal de Operação é a variável chave de toda a política energética do setor.
- Há divergências sobre esse parâmetro nas fases de planejamento e operação. Não há como se avaliar quantitativamente as distorções sem que se possa determinar qual é efetivamente essa distribuição na fase operativa.
- Dada a atual metodologia de certificados de energia assegurada (garantia física) das fontes energéticas e as divergências entre a operação e o planejamento, é urgente uma revisão do critério de garantia no sentido de buscar um sistema único que reestabeleça uma unidade conceitual para o setor.
- É urgente um estudo aprofundado do parâmetro custo do déficit. Não há porque tratar esse número como um valor imutável e externo a todo o modelo de planejamento. As incertezas sobre o valor já justificariam uma avaliação crítica de sua influência em todo o procedimento.

- Como mostrado no item III, reduz-se paulatinamente a capacidade de regularização do sistema. Mantidas as atuais metodologias de operação e planejamento, vão se agravar as discrepâncias entre essas duas etapas com conseqüências comerciais.
- As crescentes exigências ambientais, que rejeitam a opção de reservatórios de acumulação, associadas ao esgotamento de potenciais hidroelétricos próximos aos principais centros consumidores irão acentuar as incertezas sobre as grandezas energéticas do sistema.
- Caso a expansão da geração ainda se dê pela opção hidroelétrica, ela se fará através de grandes troncos de transmissão em longa distância. Assim, acrescentam-se novas fontes hidroelétricas, mas com o viés de exigir ainda mais das estratégias otimizadas de gestão da reserva e da complementação térmica.
- Na metodologia de gestão integrada da reserva, ainda a grande singularidade do sistema brasileiro, a ampliação dos grandes troncos de transmissão poderá exigir uma modelagem bem mais detalhada da rede.
- Certamente estudos futuros sobre a complementação térmica trarão para o debate a política de tarifação da transmissão. Com a atual metodologia, consideramos impossível estabelecer conclusões confiáveis sobre a questão.

Como conclusão final, a COPPE considera que a modelagem institucional adotada no setor separou responsabilidades e acentuou diferenças metodológicas. Essas divergências, na realidade, sempre existiram, mas em menor dimensão. Hoje há sérias implicações comerciais nessa dicotomia e é urgente reexaminar todo o processo.

Apêndice:

Termo de referência;

Uma reflexão sobre a integração dos modelos de operação, planejamento e comercialização no setor elétrico brasileiro.

1. Introdução.

No limiar do século XXI o mundo passa por um grande ponto de inflexão, onde o tema ambiental entra definitivamente na pauta energética. O termo “matriz energética” que, no passado recente, representava apenas uma estratégia para a infra-estrutura, passou a ter uma carga implícita de externalidades ambientais anteriormente pouco consideradas. Nesse aspecto, pela renovabilidade de sua matriz, o setor elétrico brasileiro tem posição privilegiada quando comparada a de outros países. Entretanto, uma atitude mais relaxada não parece estar livre do olhar crítico, nem no Brasil e nem no mundo. Além disso, esse problema não deve ser apenas analisado sob um olhar global. Situações específicas de regiões devem ser consideradas e podem se justapor à esfera integral.

Matrizes energéticas dos setores elétricos da grande maioria dos países do planeta podem ser avaliadas examinando-se apenas a capacidade instalada das diversas fontes. No Brasil, por razões muito específicas, uma avaliação desse tipo levaria a conclusões equivocadas. Aqui, qualquer tecnologia que atue no sistema interligado brasileiro terá um efeito indireto que pode mudar radicalmente seu papel. Essas interferências entre fontes existem em qualquer sistema, mas, sob um ponto de vista sistêmico, podem ser desprezadas. No Brasil, os efeitos indiretos se sobrepõem aos efeitos diretos na maioria dos casos.

O sistema interligado brasileiro, dada a característica singular de sua hidroeletricidade, é obrigado a administrar uma reserva hídrica compartilhada, que, no seu máximo, é energeticamente equivalente a quase metade do consumo anual da rede. Em que pese o lento decréscimo dessa capacidade, fruto de uma provável não adição de novas usinas com grandes reservatórios, o sistema brasileiro ainda é, e será por muito tempo, o maior sistema de armazenamento entre os principais sistemas elétricos do mundo. Essa característica altera significativamente a gestão do sistema.

A administração no tempo e no espaço desses “estoques”, sendo obrigatoriamente realizada de forma centralizada, configura um dos maiores problemas de otimização estocástica de grande porte. Qualquer fonte energética atuando nesse sistema impacta essa gestão da reserva de diversas formas e, assim, esse efeito indireto, significativo no caso brasileiro, é determinante na escolha de como se dará a expansão do suprimento. Aqui uma usina não comercializa a sua própria energia, mas sim um percentual da capacidade energética de todo o sistema com a sua presença. Tanto a gestão é alterada por considerar esse efeito indireto como a importância do projeto depende dessa gestão.

2. Uma questão de método.

Sendo assim, a discussão sobre a “matriz energética” brasileira é também uma discussão sobre os critérios e métodos que atuam não só na operação, como no planejamento e na comercialização da energia. Afinal, diferentes critérios e métodos poderiam levar a diferentes composições de matrizes. Sob um modelo de base mercantil, não há como escapar da exigência de se precificar essa gestão. Dos modelos matemáticos que tratam o problema, resultam Custos Marginais De Operação (CMO)

cuja principal função é o de definir o momento a partir do qual o sistema predominantemente hídrico necessita de complementação térmica. Além disso, esses custos marginais influenciam a comercialização, já que são utilizados na definição do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças, extremamente importante no mercado de curto prazo.

Esse preço, ao contrário da grande maioria dos mercados de energia no mundo, não reflete uma relação tradicional de demanda e oferta. Na sua definição não existem os personagens comuns do mercado, o comprador e o vendedor. Se for necessário dar alguma interpretação mercantil, essa seria uma relação temporal, onde estão, de um lado, os consumidores de hoje e do outro, os consumidores do futuro. O custo marginal da operação, transformado em preço, reflete uma oportunidade de consumir agora ou reservar a energia para o futuro.

Na atual modelagem do setor, o processo de formação desse custo ganhou uma grande importância, dado a influência desse parâmetro também na determinação das energias asseguradas (limites de contratação) dos novos empreendimentos que participam dos leilões de energia. Grosso modo, pode-se dizer que o sistema brasileiro, na sua singularidade, exige uma simulação da operação mês a mês de todo o futuro para determinar, hoje, valores energéticos e os certames que definem os investimentos futuros. Daí a importância do aprofundamento dos estudos sobre a política de operação. As relações comerciais entre diversos agentes, principalmente hidráulicas e térmicas, dependem desse critério. Assim, é importante lembrar que a viabilidade econômica da complementação térmica, praticamente uma política energética, está sujeita fundamentalmente a essa modelagem e de seus parâmetros.

Um dos incômodos desse preço é sua volatilidade, que depende, por um lado, da hidrologia tropical brasileira e, por outro, do já citado declínio relativo da capacidade de reserva do sistema que já não tem o poder de regularização do passado. Teoricamente, esse custo que se transforma em preço pode ir desde zero até um valor tão alto que pode ser considerado um “infinito” para os padrões de custo de energia atuais. A regulamentação do setor acabou por adotar limites mínimos e máximos, mas, sob o ponto de vista restrito da modelagem, essa limitação é uma intervenção ainda pouco estudada.

3. O critério de garantia na “berlinda”

Esse texto, apesar de puramente conceitual, tem a pretensão de provocar um debate sobre questões complexas do setor que vêm sendo alvo de atenção periodicamente.

Nos últimos anos, na operação do setor, observam-se intervenções crescentes no papel do CMO no preço efetivo. Desde a criação da “curva de aversão ao risco”, de tempos em tempos, o critério econômico deixa de valer para a operação real. Em seu lugar, assume um critério determinístico, muito parecido com a antiga curva limite, que, independente do seu valor, nada tem a ver com o processo de otimização assumido na metodologia do planejamento do setor. Recentemente, em função de análises do Comitê de Monitoramento da Operação, térmicas não tem sido desligadas, apesar de o CMO assumir níveis inferiores aos custos marginais dessas usinas.

A Nota Técnica no 068/2010-SRG/ANEEL, de 5/11/2010) afirma textualmente que *“Apesar dos esforços voltados em busca de uma metodologia para implementação da curva de aversão a risco nos modelos de otimização, não se obteve, até o presente momento, uma metodologia validada pelos agentes do setor elétrico e homologada pela ANEEL.”*

Por outro lado, as recomendações do ONS no Plano de Operação demonstram a mesma preocupação: *“.....finalizando, sugere-se a revisão da legislação vigente, de forma que se busque*

uma maior aderência nos processos/critérios de Planejamento da Expansão, Planejamento da Operação e Programação da Operação Energética, tais como uso das Curvas Bianaais de Aversão a Risco e Curva de Custo do Déficit, entre outros.”

A “energia de reserva”, recentemente criada e que é alvo de leilão específico, é também uma espécie de “intervenção” na garantia. Uma vez que, teoricamente, os contratos das distribuidoras e mesmo aqueles firmados no ambiente livre devem atender a demanda com energias asseguradas calculadas sob o critério vigente e homologado pelo regulador, porque se necessitaria de uma garantia extra de reserva a não ser pela insegurança?

Obviamente, tudo isso nos remete à questão da credibilidade do critério de garantia. O sistema interligado está se expandindo geograficamente e mudando sua configuração. A diminuição da capacidade de reserva é um aspecto muito importante nessa mudança, mas é preciso não esquecer que tudo depende da parcela da carga atendida pelas hidráulicas.

Além disso, é preciso lembrar que o CMO, apesar do nome, nem é exatamente um custo marginal, já que ele pode ultrapassar o maior custo real. Na realidade, ele é um custo de oportunidade para a sociedade e é uma variável aleatória, pois depende de outra variável, as afluições. O CMO é uma média ponderada e, como toda média, tem um nível de significância estatística. Não fosse o uso de uma amostra de 2000 anos de séries sintéticas, a significância do CMO seria baixa, pois, o histórico de afluições tem pouco mais de 70 anos. De certo modo, as intervenções do ONS (curva de aversão, nível meta e curva crítica da operação) são procedimentos que, de certo modo, tentam “corrigir” um CMO médio que, em circunstâncias específicas, poderia estar “errado”.

Dado o decréscimo da regularização do sistema, uma tendência que parece permanecer, ampliam-se os momentos onde há uma dissonância entre a visão econômica, que definiu a capacidade energética do sistema e dos agentes, e a operação real. Isso levaria a duas vertentes de soluções: Ou se incorporam definitivamente os mecanismos de controle de risco nos modelos econômicos e na definição dos certificados de energia ou se traduzam economicamente de forma coerente os impactos dessas intervenções.

4. Considerações sobre a formação e a importância do CMO.

Dado o papel estrutural que a série de CMO's desempenha na determinação da principal grandeza comercial do setor, a ausência de uma análise profunda sobre sua formação parece ser um grave problema. Sendo o CMO a variável chave de toda a metodologia de otimização, como são definidos esses preços de curto prazo? Quais são as variáveis que afetam o cenário futuro visto pelo operador e determinam esse “valor” da reserva?

Certamente as afluições futuras, o mercado atual e futuro e a oferta atual e futura. Entretanto, outros parâmetros, geralmente pouco avaliados, são igualmente importantes nessa formação.

- Custos operacionais das térmicas.
- Taxa de desconto do futuro.
- Custo associado ao não suprimento ou custo do déficit de energia elétrica.

Os custos das térmicas são definidos principalmente pelo custo de combustível, e, portanto, não são desconhecidos nem na política de operação e nem na simulação do planejamento. Entretanto, é preciso lembrar que, na fase de planejamento do atual modelo, onde se define a energia assegurada do sistema e a dos diversos agentes, a oferta futura de térmicas afeta a política de operação

simulada que, por sua vez “valora” essas mesmas térmicas futuras. Essa é uma espécie de “tautologia” muito específica do nosso sistema.

Embora a taxa de desconto também tenha grande influência, em princípio, ela atua uniformemente sobre os custos marginais e não deve alterar a estrutura de sua distribuição.

Finalmente, resta o parâmetro custo do déficit, que exerce um papel importante na política de operação, pois é uma função penalidade no processo de otimização. Teoricamente, mantido um equilíbrio entre oferta e demanda, quanto mais alto o parâmetro custo do déficit, menor o risco de déficit exigido e vice versa. Lato-senso, é possível dizer que esse parâmetro é o próprio critério de garantia uma vez que, indiretamente, ele define o risco.

É notória e compreensível a dificuldade de se estimar explicitamente e com precisão o custo do déficit de energia elétrica. A sociedade percebe essa carência de forma diversificada e não há modelo que consiga traduzir essa heterogeneidade em um número. Mesmo admitindo que um “custo social” faça tal representação, os estudos envolvem modelos econométricos bastante subjetivos, pois “simplificam” uma realidade altamente complexa. Além disso, são impregnados de incertezas, já que os intervalos de confiança dos parâmetros a serem estimados geralmente refletem a insuficiência de dados históricos. É importante lembrar também que os estudos baseados no passado podem refletir uma situação estrutural que pode se alterar no futuro. Por mais complexa a metodologia, ainda assim, há uma grande dose de subjetividade na estimativa.

A utilização de dados da recente experiência do racionamento de 2001, que talvez pudesse fornecer informações importantes, além de não ter sido monitorada com esse propósito, teve o viés de se adotar forte intervenção na demanda, ação que não está prevista em nenhuma etapa do planejamento.

Recentemente, procurando buscar um equilíbrio entre a política de operação e o planejamento, adotou-se o critério de buscar configurações de expansão que mantenham a igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo. Em termos práticos, a média dos CMO's projetados no futuro deve procurar a igualdade com o Custo Marginal de Expansão (CME). É com esse critério que se determina a “carga crítica” do sistema que, em função de uma ponderação pelos CMO's projetados, determina a capacidade energética entre térmicas e hidráulicas. Portanto, qualquer alteração do valor do custo do déficit, sob esse critério, alteraria a política de expansão. Se, por algum motivo, o valor do custo do déficit é elevado, a carga crítica deveria se reduzir e, para manter a expansão equilibrada, novas usinas deveriam ser consideradas nesse futuro.

Não bastasse essa influência global, a distribuição de probabilidades dos CMO's afeta diretamente a política de operação assumida no plano e, por consequência, as energias asseguradas das usinas. Nesse aspecto, a adoção de um parâmetro fixo para o custo do déficit no planejamento e a adoção de uma curva em 4 patamares na operação gera séries de CMO com distribuições de probabilidade distintas. Mais ainda, as intervenções do tipo curva de aversão, nível meta e curva crítica da operação alteram ainda mais essa distribuição gerando uma inconsistência entre as fases de planejamento e operação.

No passado, o setor invertia essa lógica, e, através de um limite para o risco de déficit, determinava-se o custo de déficit implícito. Naquela época, a capacidade de regularização do sistema era bem superior à atual. Probabilidades de déficits profundos eram muito baixas nas simulações. Hoje tal característica já não é verificável. Assim, dada o maior uso da capacidade de reserva, as simulações embutidas no modelo comercial devem encontrar déficits mais significativos. Isso não significa que tais situações vão ocorrer, mas certamente elas vão compor o “preço” atribuído à reserva.

Admitindo-se que não há uma justificativa econômica para atribuir valores idênticos a déficits simulados de grandezas radicalmente distintas, a questão que se impõe é porque não se adotar definitivamente em todas as etapas do processo uma curva implícita de custo do déficit? Tal escolha pode ser justificada por:

- Trata-se de uma simulação de um leque de situações futuras possíveis e não da operação real.
- Déficit de 1 MW médio não têm o mesmo impacto de déficits da ordem de 20% da carga, como ocorreu no racionamento.
- No mundo real, a exemplo do que ocorreu no racionamento, medidas restritivas seriam adotadas para modular a demanda. Tais medidas levariam em conta a importância do consumo de cada setor na economia, mesmo que tal consideração seja subjetiva.
- Déficit simulados podem ser considerados como “térmicas fictícias” e, portanto, deveriam ser “dimensões” semelhantes à uma usina ou a um grupo de usinas. Atualmente a curva adotada pela operação atribui o mesmo custo para déficits de até 5% da carga, o que equivaleria a não considerar diferenças numa carga equivalente a todo o estado do Paraná.
- Diversas curvas crescentes geram CMO's com distintas distribuições. Porque não buscar àquela que diminua a variância desse custo?

5. A questão da garantia no mercado de curto prazo.

O tema da garantia também passa pelo modelo de comercialização, uma vez que a verificação das garantias físicas (energia assegurada) é feita no mercado de curto prazo. Recentemente esteve em discussão uma nova metodologia de contabilização sobre insuficiência de lastro no mercado livre, ou seja, contratos que não têm respaldo em energia segura, conforme o critério vigente.

Em termos da legislação, a Lei 9074/95 determina em seu Art 15 - § 7º que *“O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação.”* Além disso, o Decreto 5163/2006 determina em seu Art. 3º que *“As obrigações de que tratam os incisos do caput do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.”*

Apesar dessa determinação legal, a nota Técnica no 123/2010–SEM/ANEEL (ANEEL, 2010) descreve um histórico de funcionamento do mercado livre e identifica diversos problemas da modelagem. Através de exemplos numéricos, mostra que, ao contrário do que determina a Lei e o Decreto, a permissão de verificação de lastro numa janela de 12 meses, possibilitou a ocorrência de situações onde, mesmo sem lastro, o agente não fica exposto ao “spot” e nem paga penalidade por essa prática. Mesmo no caso de pagamento de penalidade, a questão não se encerra, uma vez que a multa não repõe o decréscimo de garantia decorrente dessa prática.

É preciso lembrar que, no sistema interligado brasileiro, por sua característica de reserva compartilhada, o risco de não suprimento não é separável. Se um agente comercializa energia acima de sua garantia, seja ela física ou contratada, aumenta o risco de déficit de todos os consumidores. Além disso, a gestão da reserva, feita por uma entidade que desconhece questões comerciais, deve ser isonômica em relação aos agentes. Assim, qualquer variação do risco, acréscimo ou decréscimo, deve ser assumida solidariamente por todos os consumidores. Portanto, a prática de garantir lastro em certo mês, fruto de vantagens de preço, parece ser uma técnica não isonômica.

Recentemente, percebe-se um significativo grau de inadimplência no mercado de curto prazo. Isso ocorre em função de estratégias de garantia de lastro *ex-post* e de curto prazo. Dada a natural instabilidade do CMO e, conseqüentemente do PLD, os agentes são surpreendidos pelos altos preços. Evidentemente há reflexos da permanência dessa prática na garantia real do sistema.

6. Proposta para um debate metodológico.

Considerados os pontos aqui descritos, o setor encontra-se sob um dilema. Estaríamos comercializando uma energia com garantia que não existe no nível planejado? Estaríamos operando o sistema com uma garantia excessiva? Essas são as questões típicas do estágio atual do setor elétrico brasileiro e são essenciais para qualquer discussão sobre a matriz elétrica brasileira.

7. Questões específicas ou relacionadas ao tema

- Em função da diminuição do poder de regularização global do sistema, alguns defendem a idéia de que o setor deveria adotar a estratégia de um percentual de térmicas na base da carga. Isso “aliviaria” a responsabilidade de regularização da parcela hidráulica que “veria” uma carga menor do que a total e assim poderia recuperar parte de seu poder de regularização com efeito sobre a instabilidade do CMO. Entretanto, essa questão precisa ser compatibilizada com a metodologia atual. Se este for um recurso viável, qual seria o percentual adequado?
- A questão da valoração locacional das térmicas permanece como um dilema. Em que medida a complementaridade energética se contrapõe à proximidade dos centros de carga? Qual o impacto direto na metodologia de tarifação da rede básica de transmissão?
- Em que medida é possível se supor critérios de gestão da demanda na fase de planejamento, uma vez que, em períodos críticos de suprimento, alguma medida acaba sendo implementada?
- Que possibilidades concretas existem de se introduzir na metodologia de planejamento os mecanismos de segurança da metodologia de operação?
- Existiria alguma alteração metodológica no processo de otimização, por exemplo, outras funções custo de déficit, que diminuam a divergência da distribuição dos CMO's? Existiria alguma função de custo do déficit implícita que aproximasse as trajetórias de reserva com a visão do ONS?
- O mercado de curto prazo e a garantia do sistema. Atualmente está em debate uma nova regulamentação para o mercado de curto prazo. Em que medida e com quais conseqüências uma possível regulamentação da alavancagem energética afeta a segurança do sistema?
- Outras questões não relacionadas aqui.

8. O seminário.

Com esses temas em mente e com um enfoque eminentemente técnico e de avaliação de política energética, solicita-se que os participantes apresentem quais soluções, estudos ou mesmo dúvidas

estejam no âmbito de suas instituições. A intenção do seminário é proporcionar uma oportunidade de esclarecimento da própria Universidade sobre esses aspectos vistos sob óticas distintas. Evidentemente, tais esforços estão sendo feitos pelo Ministério, entretanto, dada a complexidade do tema, parece ser importante uma aproximação da academia.

Com o intuito de se iniciar o debate, a COPPE propõe um encontro de técnicos especializados das seguintes instituições:

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Convidados o Diretor Amílcar Gonçalves Guerreiro e o Eng. Senhor Sergio Henrique Ferreira da Cunha

- MME – Ministério de Minas e Energia

Convidado o secretário Altino Vieira Filho. Outros participantes à critério do MME.

- ONS – Operador Nacional do Sistema

Convidados o Presidente Hermes Chipp e o Eng. Mario Jorge Daher.

- PSR – Consultora do setor Elétrico

Convidado o Presidente da PSR Mario Veiga. Outros participantes à critério da PSR

- CEPEL/ Eletrobrás – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica

Convidados o Diretor Geral Albert Mello e Maria Elvira P. Maceira

- CCEE – Camara de Comercialização de Energia Elétrica

Convidado o presidente da CCEE Antônio Carlos Fraga Machado. Outros participantes à critério da CCEE.

COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia
Luiz Pinguelli Rosa. Alan Emanuel Ribeiro e Roberto Araujo, que fariam uma apresentação dos temas a serem debatidos.

9. Programação.

9:00 – 9:15 – Abertura pela direção da COPPE

9:15 – 9:30 – Explicação das principais questões.

9:30 – 9:50 – Considerações sobre o problema MME

9:50 – 10:10 – Considerações sobre o problema ONS

10:10 – 10:25 – Intervalo (Café)

10:25 – 10:45 - Considerações sobre o problema EPE

10:45 – 11:05 - Considerações sobre o problema CEPEL

11:05 – 11:25- Considerações sobre o problema CCEE

11:25 - 11:45 - Considerações sobre o problema PSR

11:45 – 13:30 – Almoço

13:30 – 17:00 – Mesa Redonda para debate (Propostas para futuros desdobramentos)

