



SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

Versão 1.0
XXX.YY
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

UMA METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA PROBABILIDADE DE DECRETAR RACIONAMENTO

Rafael Kelman *
Bernardo V. Bezerra

José Rosenblatt
Mario V. F. Pereira

André Dias Pinto
Luiz Augusto Barroso

PSR Consultoria

RESUMO

Declarações assertivas, tais como: “vai faltar energia”, ou “não há a menor chance de faltar energia” são comuns em debates públicos sobre a situação do Setor Elétrico Brasileiro. Elas tendem a simplificar excessivamente um tema complexo: o cálculo da *probabilidade* de ocorrência de um racionamento no futuro. O *risco de déficit* de energia, resultado produzido por modelo de operação energética, vem sendo extensivamente utilizado como medida desta confiabilidade. No entanto, existe uma questão sutil, discutida no artigo, que faz dele um indicador controverso, mesmo no meio técnico. Este artigo propõe um indicador alternativo: o cálculo da probabilidade de se *decretar* um racionamento. Desenvolve-se uma metodologia para reproduzir o critério que foi adotado no último racionamento, em 2001. Naquela ocasião, o racionamento foi decretado como uma medida preventiva, decidida antes dos reservatórios se esvaziarem por completo. O modelo reproduz este raciocínio, estabelecendo o montante a racionar a partir de uma hipótese conservadora para as aflúncias futuras. Admite-se também um valor mínimo para a energia armazenada nos reservatórios a ser atingido ao final do período de estiagem, de maneira a garantir condições mínimas de operação do SIN. A metodologia é ilustrada com um caso baseado no Plano Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) de Janeiro de 2007.

PALAVRAS-CHAVE

Risco de déficit de energia, risco de decretar um racionamento de energia, planejamento energético.

1.0 - INTRODUÇÃO

A análise das perspectivas de suprimento de energia é um tema relevante para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Normalmente, não se pode garantir que o suprimento está assegurado de forma absoluta, nem que faltará energia em determinada época futura. Na melhor das hipóteses, pode-se *estimar* qual a confiabilidade de suprimento de energia elétrica. No SEB, tradicionalmente tem-se utilizado um indicador conhecido por *risco de déficit* ou *probabilidade de déficit*.

O risco de déficit vem sendo extensivamente utilizado como medida de confiabilidade de suprimento no Brasil por diversos agentes e órgãos governamentais em estudos, debates e documentos oficiais. Ao longo dos anos 2006 e 2007, diferentes instituições apresentaram resultados conflitantes para o “risco de déficit”. Por exemplo, durante o debate sobre a conveniência de se considerar ou não a indisponibilidade de gás na elaboração do Programa Mensal de Operação do ONS (2), a CCEE realizou um estudo noticiado nos meios de imprensa (1) que indicava risco de déficit superior a 5% em todos os anos entre 2007 a 2010. Os valores superavam 10% em todas as regiões do país em 2010, mesmo com hipótese de que a capacidade térmica estivesse totalmente disponível, ou seja, sem considerar qualquer dificuldade com o suprimento de gás natural. Esses valores são reproduzíveis por qualquer agente que simule os cenários utilizados na elaboração do PMO. Por outro lado, o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE 2006-2015) (3), publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com

(*) Rua Voluntários da Pátria, 45 – sala 1401 - CEP 22270-000-900 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 3906-2100 – Fax: (+55 21) 3906-2121 – Email: rafael@psr-inc.com

base em estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estimava riscos de déficit consistentemente inferiores a 5% ao ano, durante o mesmo período. Há de se ressaltar que as projeções de demanda e oferta utilizadas nestes estudos eram praticamente as mesmas do PMO. O critério de garantia de suprimento em vigor estabelece que o máximo valor admissível para a probabilidade anual de déficit é de 5% (4). Os resultados obtidos, portanto, levariam a conclusões divergentes (uma otimista, outra pessimista) da perspectiva de suprimento, quando comparadas ao critério de planejamento.

Afinal, quem tem razão? Qual é a verdadeira probabilidade de racionamento no Sistema Interligado Nacional?

A polêmica sobre os resultados obtidos reacendeu outra discussão mais antiga, sobre a relação entre a probabilidade de déficit calculada pelo(s) modelo(s) de simulação da operação do sistema e o verdadeiro risco de o Governo decretar um racionamento.

Este artigo propõe um indicador alternativo para estimar, da forma realista, a probabilidade de sermos submetidos a um racionamento. Nas próximas seções será discutido o cálculo da probabilidade de déficit na visão do planejamento e na visão da operação. Nas seções 3 e 4, discute-se o racional e a metodologia do indicador proposto. A formulação matemática é descrita na seção 5 e uma aplicação é apresentada na seção 6. A Seção 7 apresenta as conclusões e desenvolvimento de possíveis temas futuros.

2.0 - PROBABILIDADE DE DÉFICIT: CRITÉRIOS

A probabilidade de déficit é calculada através da simulação da operação do sistema feita com modelos probabilísticos que simulam a operação do sistema quando submetido a vários cenários hidrológicos equiprováveis, denominados “séries hidrológicas” ou simplesmente “séries”. Se forem simuladas, por exemplo, 2.000 séries, e se dessas, 68 indicarem algum déficit no ano de 2008, então a probabilidade (ou risco) de déficit estimado para 2008 será 3,4% ($68 \div 2000$).

Os dados de entrada do modelo que calcula a política e simulação operativa são formados por: oferta de energia existente e futura (data de entrada, parâmetros técnicos), um cenário de demanda; preços de combustíveis, dados hidrológicos, restrições operativas e opções de simulação (horizonte, número de cenários gerados pelo modelo hidrológico, número de patamares de carga, submercados, parâmetros econômicos e outros). Um parâmetro particularmente importante é a chamada curva de custo de déficit, que é uma tabela que relaciona a profundidade do déficit (% da demanda não suprida) com seu custo unitário (R\$/MWh). Matematicamente, o modelo representa o déficit como um conjunto de unidades térmicas “caras”, cada uma com capacidade igual à percentagem da demanda do respectivo segmento da curva de custo de déficit e custo unitário de geração igual ao custo de déficit correspondente.

Um aspecto essencial no procedimento de cálculo do risco de déficit é a definição desta curva. No SEB historicamente existem duas visões distintas para sua definição, as quais resultam em duas visões diferentes de cálculo da probabilidade de déficit. Estas visões são apresentadas a seguir.

2.1 Probabilidade de déficit: a visão do planejamento

Quando se simula a operação do sistema, o programa de computador que realiza a simulação busca minimizar o valor esperado do custo total de combustíveis e déficit. Tipicamente, nas atividades de planejamento (exemplo Plano Decenal), o Custo do Déficit tem um valor constante, independente da profundidade do déficit. Neste caso, o programa, ao minimizar o custo total, considera indiferente um déficit de 10% da demanda num mês ou déficits de 5% em dois meses consecutivos. Com isso, não há nenhuma sinalização para realizar racionamentos preventivos, ou seja, produzir déficits pequenos e com isso armazenar energia nos reservatórios para evitar déficits grandes no futuro. Afinal, se déficits pequenos e déficits grandes têm o mesmo valor, não há motivo para racionar preventivamente. Portanto, nessas simulações o déficit só ocorre quando os reservatórios estão completamente vazios.

Como veremos mais adiante, na vida real o racionamento é decretado antes do esvaziamento completo dos reservatórios, o que significa que há situações nas quais existe racionamento na vida real, mas para as quais a simulação efetuada para efeitos de planejamento da expansão não “enxerga” o déficit. Isto significa que a probabilidade de déficit, da forma em que ela é estimada pelo planejamento da expansão, é provavelmente menor do que a verdadeira probabilidade de racionamento.

2.2 Probabilidade de déficit: a visão da operação

As simulações realizadas pelo ONS para calcular o Programa Mensal de Operação (PMO), da mesma forma que as simulações realizadas pela CCEE para calcular os preços de curto prazo, também têm como objetivo minimizar o valor esperado do custo total de combustíveis e déficit. Elas são realizadas pelo mesmo programa de computador empregado pela EPE, porém têm uma diferença fundamental no Custo de Déficit informado ao programa: enquanto o planejamento usa um custo de déficit constante, a operação usa um custo de déficit que

crece com a profundidade do déficit. Nas simulações realizadas pelo ONS, quanto mais profundo é o déficit, mais caro é o próximo MWh de déficit. Nessas condições, um pequeno racionamento preventivo (com custo relativamente baixo para o MWh racionado) pode ser usado para evitar um racionamento mais profundo no futuro, com custo muito mais alto. A decisão sobre se vale a pena realizar o racionamento preventivo passa a depender da probabilidade de que esse racionamento preventivo possa evitar um racionamento de grande profundidade no futuro.

A Figura 1 compara as curvas de Custo de Déficit utilizadas pelas duas instituições:

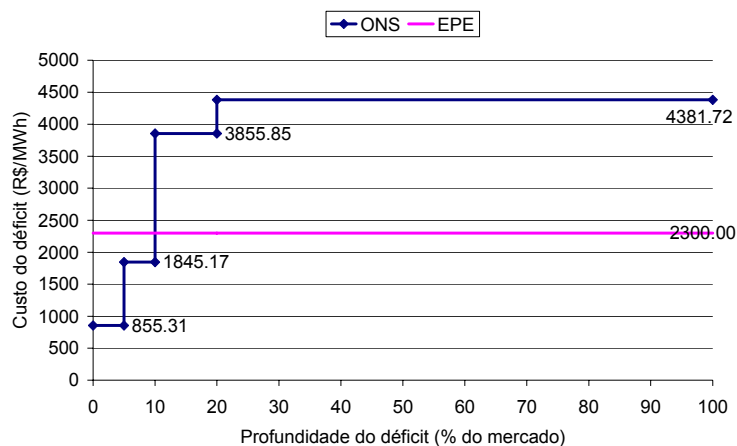


FIGURA 1 - Curvas de Custo de Déficit utilizadas pelo ONS e EPE em 2006

Como o modelo minimiza o valor esperado do custo total de geração térmica e custo de déficit, o emprego de uma função de custo de déficit que cresce com a profundidade do déficit faz com que se calcule, em cada mês, a economia que um racionamento preventivo pode resultar no valor esperado do custo futuro (ao evitar um déficit profundo e caro). Eventualmente, esses cálculos resultam na decisão de acionar o racionamento preventivo.

Ao fazer isso, podem ocorrer situações nas quais o programa decide pelo racionamento preventivo, e posteriormente esse racionamento se revela desnecessário. Isto não é errado: o programa simula a operação do sistema, e, portanto, não pode ter bola de cristal. Sendo assim, ele tem que decidir pelo racionamento preventivo (ou não) sem saber se naquela particular seqüência hidrológica o racionamento será efetivamente necessário mais tarde. A decisão é tomada guiando-se apenas pelas probabilidades e custos relativos em cada momento e em cada situação. Como qualquer racionamento, mesmo preventivo, constitui um déficit do ponto de vista de atendimento à demanda, o acionamento do racionamento preventivo em situações nas quais o racionamento se revela desnecessário “ex-post” acaba aumentando a probabilidade ou risco de déficit. Com isso, a probabilidade de déficit medida pelas simulações realizadas pela operação tende a ser significativamente maior do que a probabilidade de déficit medida pelo planejamento da expansão.

Será que então essa é a “verdadeira” probabilidade de decretar racionamento? Examinaremos o assunto na próxima seção.

3.0 - A PROBABILIDADE DE DECRETAR UM RACIONAMENTO

Quando se simula a operação do sistema com um programa que procura sempre minimizar custos e usa custos crescentes para o racionamento, os racionamentos preventivos acabam sendo decididos com base apenas em probabilidades e custos, sem levar em conta as dificuldades e o trauma que acompanham uma decisão de racionamento na vida real. Tanto é assim que na simulação ocorrem freqüentemente casos em que a decisão de racionamento preventivo é tomada num mês, retirada no mês seguinte (ou seja, o racionamento é interrompido), retomada poucos meses depois e novamente retirada logo adiante. Seqüências de decisões como essa jamais ocorreriam na vida real.

A probabilidade de déficit, estimada dentro da visão de operação do sistema, é provavelmente maior do que a verdadeira probabilidade de se decretar um racionamento. A probabilidade de déficit estimada dentro desta visão de operação do sistema é a probabilidade de déficit que está implícita nos Programas Mensais de Operação.

Neste ponto já é possível observar que há dois “termômetros” diferentes para o mesmo fenômeno, e que ambos têm os mesmo nomes: “probabilidade de déficit” ou “risco de déficit”. Os riscos de déficit calculados pelo planejamento são menores do que os calculados pela operação, mesmo que as configurações de oferta e demanda sejam idênticas, e esta é uma das razões principais para o desencontro de informações.

Dado que nenhuma das duas alternativas anteriores expressa a verdadeira probabilidade de se decretar um racionamento, este artigo sugere a seguinte definição para estimá-la:

“Probabilidade de racionamento é a probabilidade de que as autoridades anunciem medidas compulsórias de redução do consumo de energia elétrica”.

A partir desta definição pode-se elaborar uma metodologia para calcular a probabilidade de racionamento. Para fazê-lo, no entanto, é necessário responder à seguinte questão: em que situação seriam implementadas medidas de racionamento?

Nossa experiência mais recente ocorreu em 2001. Naquela época, o racionamento foi decretado em uma situação na qual os níveis de armazenamento nas regiões Sudeste e Nordeste eram, respectivamente, 30% e 27% das respectivas capacidades máximas. Ou seja: pelo menos no momento em que foi decretado, o racionamento de 2001 era preventivo.

Então por que foi decretado o racionamento? Basicamente, porque a estação úmida havia terminado, e as perspectivas eram de que os reservatórios passariam a ter seus níveis cada vez mais reduzidos até o fim da estação seca. Nesse ponto, o ONS simulou o que aconteceria se, no restante de 2001, caso as piores vazões já registradas naqueles meses, e verificou que haveria um déficit de energia de grande profundidade e conseqüências graves, se elas se repetissem. A partir dessa constatação, foi proposto um racionamento de tal dimensão que, mesmo na repetição das piores vazões registradas anteriormente, permitiria que os reservatórios atingissem, até final do período seco, níveis mínimos considerados essenciais para a segurança do sistema. Na época, esses níveis foram estimados em 10% da capacidade de armazenamento para o Sudeste/Centro-Oeste e 5% para o Nordeste.

Esse procedimento apresenta diversas vantagens quando se trata de aconselhar uma medida tão grave como um racionamento: nele, a decisão é tomada somente em último caso (i.e. no final da estação úmida, quando não há mais possibilidade de recuperação dos reservatórios). Outra vantagem é que a decisão de racionar é tomada de forma prudente com base em índices objetivos, ou seja: usam-se vazões já ocorridas no passado, e raciona-se somente se o sistema não for capaz de manter níveis de armazenamento mínimos no caso de repetição dessas vazões.

Pode-se, portanto, supor que esse será o procedimento utilizado pelo ONS no futuro para avaliar a necessidade de sugerir um racionamento. Se isto ocorrer, então a probabilidade de racionamento será, na verdade, a probabilidade do sistema chegar ao final do período úmido (que na maior parte do Brasil ocorre no final de abril) com um nível de armazenamento abaixo do mínimo desejado, na hipótese de repetição da pior hidrologia registrada. Isso sugere um procedimento para estimar-se numa simulação o que seria a verdadeira *probabilidade de racionamento*, descrito a seguir.

4.0 - METODOLOGIA PARA ESTIMAR A PROBABILIDADE DE DECRETAR RACIONAMENTO

O procedimento sugerido para estimar a probabilidade de decretar racionamento é dado pelas seguintes passos:

1. Realiza-se a simulação da operação do sistema para diversos cenários hidrológicos seguindo critérios regulamentados pela Aneel. Os resultados da simulação (nível dos reservatórios e aflúências para cada mês e cenário hidrológico) são enviados para o passo seguinte;
2. Para cada cenário hidrológico (cujo estado de armazenamento inicial é conhecido da simulação operativa), o sistema é simulado novamente do início do período seco de cada ano (ex: abril) até o fim do período seco (ex: novembro). Considera-se uma hidrologia crítica, por exemplo, a pior seca do histórico, e assume-se que as térmicas estão despachadas à máxima capacidade;
3. Se o volume armazenado ao final do período seco no passo anterior estiver abaixo de um nível de armazenamento crítico pré-definido (por exemplo, 10%), o racionamento seria decretado neste cenário hidrológico a partir do início do período seco. Caso contrário não haveria necessidade de racionamento preventivo. Os intercâmbios entre os subsistemas são limitados às capacidades de transferência disponíveis.
4. Repetindo o procedimento (2)-(3) para cada cenário hidrológico pode-se estimar a probabilidade de se decretar um racionamento.

O passo 3 do procedimento proposto é obtido da solução de um problema de programação quadrático (PPQ), descrito na seção 5.0. A função objetivo a ser minimizada é a soma dos *quadrados* dos racionamentos relativos dos subsistemas. Acrescenta-se um termo que “premia” o armazenamento ao final do período de secas, de maneira a tornar coerente a operação, mesmo para os casos onde os racionamentos são prescindíveis. O objetivo de se elevar ao quadrado os racionamentos relativos é “espalhá-los” no espaço (subsistemas), o que é coerente com a implementação dos racionamentos reais.

O procedimento anterior foi implementado pela PSR, resultando no modelo computacional Risk. O Risk permite estimar o risco de se decretar um racionamento em cada ano, assim como a distribuição de probabilidade dos volumes energéticos racionados. A seguir detalhamos a formulação matemática do Risk.

5.0 - MODELO MATEMÁTICO

O modelo Risk considera as hidrelétricas individualmente (índice i).

Em cada mês t as equações de balanço hídrico podem ser escritas como:

$$v(t+1,i) = v(t,i) + a(t,i) + \sum_{m \in M(i)} [u(t,m) + s(t,m)] - [u(t,i) + s(t,i) + e(t,i) + w(t,i)] \quad \forall i,t \quad (1)$$

Onde

- $M(i)$ conjunto de usinas localizadas imediatamente a montante da usina i (depende da topologia)
- $v(t,i)$ volumes armazenado no mês t pela usina i (hm^3). Variável de decisão.
- $a(t,i)$ volume afluente no mês t na usina i (hm^3). Dado de entrada (i.e. associado à hidrologia crítica)
- $u(t,i)$ volume turbinado no mês t pela usina i (hm^3). Variável de decisão.
- $s(t,i)$ volume vertido no mês t pela usina i (hm^3). Variável de decisão.
- $w(t,i)$ volume para irrigação no mês t na usina i (hm^3). Dado de entrada.
- $e(t,i)$ volume evaporado no mês t pela usina i (hm^3). Assume-se função linear do volume.

Observe que os volumes iniciais são lidos de arquivo com resultados da simulação da operação do SIN ao início do período seco de cada ano.

Em cada mês t , a demanda do sistema k ($d(t,k)$) deve ser atendida pela soma da geração hidroelétrica e geração térmica $C(\cdot)$, esta última, por hipótese, opera à máxima capacidade. Adicionalmente há possibilidade de importar / exportar energia para sistemas vizinhos (variáveis $f(\cdot)$), e, caso necessário, há uma variável para medir o racionamento constante para sistema ($r(k)$):

$$\sum_{i \mid \text{sist}(i)=k} \{\rho(t,i) \cdot u(t,i)\} + \sum_{i \mid \text{sist}(i)=k} \{C(t,j) + r(k)\} + \sum_{j \in W(k)} \{(1-\eta) \cdot f(t,j,k) - f(t,k,j)\} = d(t,k) \quad \forall t,k \quad (2)$$

Onde

- $\text{Sist}(i)$ sistema onde está localizada usina i
- $\rho(t,i)$ fator de produção médio da usina i no mês t (MWh/m^3). Dado de entrada.
- $C(t,j)$ geração térmica máxima disponível, no mês t , usina j (MWh). Dado de entrada.
- $r(k)$ racionamento do sistema k (MWh). variável de decisão.
- $f(t,j,k)$ intercâmbio energético no mês t entre os sistemas j e k (MWh). Variável de decisão.
- η fator de perdas médio nos intercâmbios (em p.u.). Dado de entrada.
- $d(t,k)$ demanda energética no mês t do sistema k (MWh). Dado de entrada.

Como discutido, ao final de novembro (etapa T), a energia armazenada de cada sistema deve ser superior ao mínimo estabelecido (ex. 10% da E_{Max}) de maneira a assegurar controle sobre operação do SIN.

$$\sum_{i \mid \text{sist}(i)=k} v(T,i) \cdot \rho_{\text{acu}}(t,i) \geq 10\% E_{\text{Max}}(t,k) \quad \forall i \quad (3)$$

Onde

- $E_{\text{Max}}(T,k)$ máxima energia armazenada no sistema no mês T (MWh). Dado de entrada.
- $\rho_{\text{acu}}(t,i)$ fator de produção acumulado da usina i no mês t (MWh/m^3), medido pela soma do coeficiente da usina e das demais localizadas a jusante. Dado de entrada que depende da topologia.

Os limites de armazenamentos, turbinamentos e intercâmbios devem ser respeitados em cada mês.

$$v(t,i) \leq v_{\text{util}}(i) \quad \forall i,t \quad (4)$$

$$u(t,i) \leq u_{\text{max}}(i) \quad \forall i,t \quad (5)$$

$$f(t,j,k) \leq f_{\text{max}}(t,j,k) \quad \forall i,t \quad (6)$$

A soma dos racionamentos (modelo linear) resulta num PL degenerado. Dentro de limites de intercâmbios, observou-se que às vezes um sistema se esvaziava, racionando carga, e ainda assim exportava energia para outro, de maneira a evitar que este racionasse, o que não é razoável. Por esta razão, optou-se pela minimização da soma dos *quadrados* dos racionamentos para “espalhá-los” no espaço (subsistemas), o que é coerente com a implementação do racionamento (ex: 2001). Observe que esta é uma espécie de versão contínua da função de custo de déficit crescente com a demanda racionada, utilizada pela visão da operação.

Entretanto, como um GWh racionado num sistema com grande mercado tem menor impacto relativo que num mercado menor, optou-se pela soma dos *quadrados* dos racionamentos dos submercados *relativos* aos seus respectivos mercados.

Por último, inclui-se um pequeno prêmio γ pelo estoque de energia armazenada ao final do período seco, novamente para que as trajetórias de armazenamento sejam coerentes, o que nem sempre ocorria pelo fato do problema original ser degenerado. Calibra-se γ de forma que armazenar 1 GWh adicional tenha peso menor que o “prejuízo” causado pelo racionamento do mesmo valor. Com estas considerações chega-se à seguinte função objetivo:

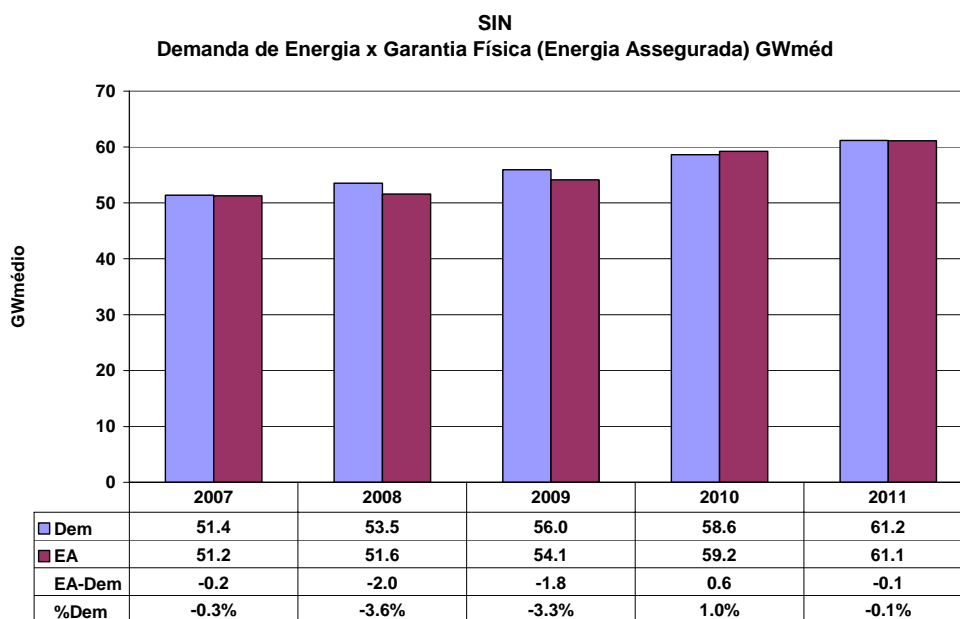
$$\text{Minimizar } \sum_{k,t} \{r(t,k)^2/d(t,k)\} - \gamma \sum_i v(T,i) \times \rho_{acu}(t,i) \quad (7)$$

Desta forma, o modelo Risk resolve um problema de programação quadrática formado por (7) sujeito às restrições (1)-(6). O número de problemas resolvidos é igual ao total de anos simulados multiplicado pelo número de cenários. Caso a função objetivo seja menor ou igual a zero, não houve racionamento no ano e série simulado. Para resolver os problemas constituídos pelas equações (1)-(7), utilizou-se o solver Xpress QP, da Dash Optimization (6).

6.0 - ESTUDO DE CASO

O Risk foi utilizado para estimar a probabilidade de decretar racionamento no SIN com as seguintes premissas:

- Oferta: Oferta do PMO de Março de 2007, exceto térmicas a gás do SE/CO e NE 100%, supostas 100% disponíveis a partir de 2010.
- Demanda: hipótese considerando crescimento esperado da carga de 4,8% ao ano. A figura 2 ilustra o balanço entre oferta (garantia física) e demanda de energia.



1 - Dem = Requisito de Energia, incluindo as demandas da ANDE, bombas da Light e consumo de Itaipu.
2 - Requisito de Energia e Energia Assegurada de 2007 = média entre os meses de março e dezembro de 2007.

FIGURA 2 – Balanço oferta x demanda de energia

Foi calculada a política de operação do sistema com o modelo computacional SDDP, desenvolvido pela PSR, que produz como resultado a probabilidade de déficit. Cada política operativa foi calculada representando o custo de déficit segundo o critério do planejamento (linear) e o critério da operação (curva não linear) Em seguida foi aplicado o modelo Risk para estimar a probabilidade de decretar racionamento, a partir de resultados da simulação operativa para o critério da operação.

A Figura 3 mostra os resultados obtidos com o Risk para o caso testado. Mostra também, para efeitos de comparação, os riscos de déficit para as simulações do ONS e da EPE. Observa-se que os resultados do Risk se situaram entre os do ONS e da EPE, como discutido na Seção 2.0.

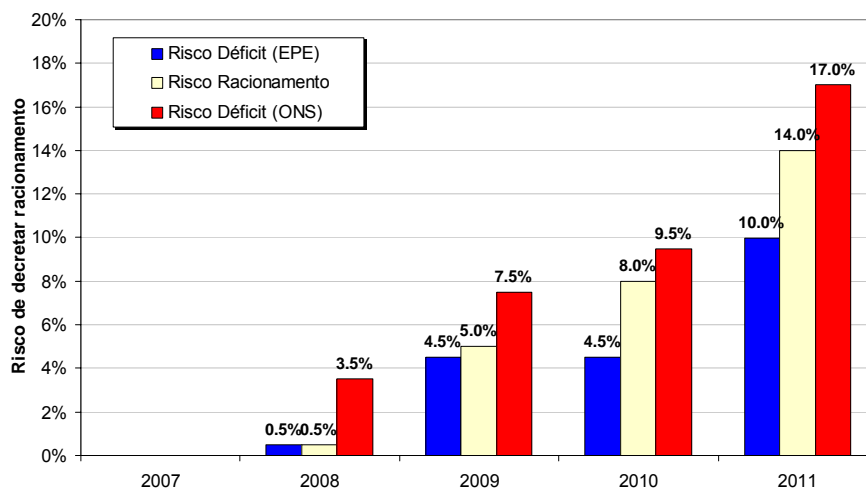


FIGURA 3 – Comparação dos indicadores do (ONS), Risk, e EPE

A probabilidade de ser decretado um racionamento em 2011 é de 14%. À primeira vista, este valor é elevado, pois oferta (lastro) e demanda estão equilibrados neste ano. A explicação está na indisponibilidade de geração térmica a gás nos anos anteriores (2008 e 2009), que leva a um desequilíbrio de 2 mil MW médios entre oferta e demanda. O desequilíbrio nestes anos é compensado pelo uso mais intenso dos reservatórios (uso da “poupança” de energia hidrelétrica), que chegam mais vazios do que o “esperado” em 2010.

A Figura 4 mostra como o Risk funciona. As linhas representam a evolução da energia armazenada na região Sudeste entre maio e novembro de 2010 (valores em GWh). O ponto de partida é a situação em cada um dos cenários simulados em maio de 2010, e em todos os casos a afluência considerada pelo Risk corresponde ao valor histórico de 1953. Em alguns cenários (indicados no gráfico) o racionamento de preventivo de energia, é necessário para preservar a condição de armazenamento mínimo (equação 3).

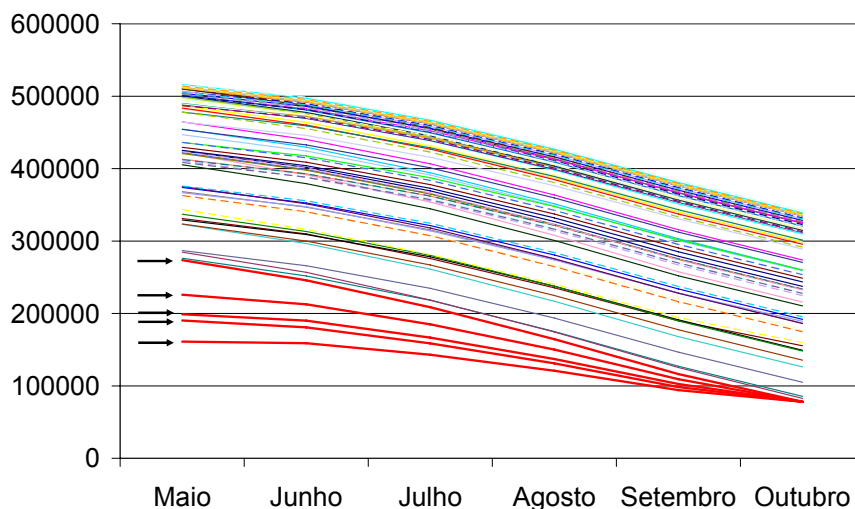


FIGURA 4 – Trajetórias de energias armazenadas (GWh) para diferentes séries simuladas

7.0 - CONCLUSÃO

Existem hoje duas medidas de probabilidade de déficit. Uma delas é usada nas aplicações de planejamento da expansão, e a outra usada na programação da operação. As duas medidas refletem probabilidades de déficit resultantes de simulações que utilizam hipóteses diferentes quanto ao custo do déficit, o que explica as diferenças entre os valores encontrados. Ambas medem a qualidade do suprimento, porém nenhuma delas corresponde à verdadeira probabilidade de racionamento, ou seja, à probabilidade de ser decretado um racionamento.

O modelo Risk simula a lógica efetivamente empregada para tomar decisões de racionamento. O modelo resolve problemas de programação quadrática que refletem condições distintas de armazenamento ao início da estação seca de cada ano para as séries simuladas no PMO. Adota-se uma hidrologia crítica, admite-se que todas as

térmicas disponíveis são despachadas, e define-se um armazenamento mínimo ao final do período seco em cada sistema (ex: 10% da capacidade de armazenamento). O objetivo do Risk ao resolver cada PPQ é minimizar a soma dos quadrados dos racionamentos relativos nos subsistemas.

O cálculo desta probabilidade foi feito a partir da hipótese de que a decisão de decretar um racionamento seria tomada de forma semelhante à que ocorreu em 2001. O Risk revelou probabilidades que se situam entre os valores estimados hoje pelas áreas de planejamento e de operação. Propõe-se utilizar esta metodologia como instrumento para a aferição da confiabilidade do suprimento de energia elétrica, sinalizando a probabilidade de decretar racionamentos a partir de um racional aderente àquele utilizado em situações práticas. A metodologia proposta possui a vantagem de ser facilmente acoplada às simulações operativas do sistema.

8.0 - DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Em futuros desenvolvimentos, a metodologia apresentada pode ser aprimorada nos seguintes aspectos:

Vazões críticas

Um terceiro desenvolvimento futuro do Risk é substituir séries de vazões históricas críticas (1953) por seus resíduos (críticos), após ajuste de modelo de séries hidrológicas (7). A motivação é gerar séries críticas coerentes com as vazões utilizadas na simulação operativa. As séries de vazões utilizadas pelo Risk seriam geradas, por exemplo, aplicando-se um modelo $ARP(p)$ mensal, cujas vazões anteriores ao início do horizonte estudado seriam as mesmas da simulação operativa. Apesar de tecnicamente defensável, esta opção pode ser inviável quando se imagina a dificuldade de explicá-la ao grande público. O argumento de que “a repetição da pior hidrologia registrada levará a uma catástrofe a não ser que se racione agora” é mais convincente.

Efeito do racionamento

Quando ocorre um racionamento, a trajetória do volume armazenado não coincidirá com a decisão tomada pelo modelo de planejamento da operação. Como consequência, o Risk poderia identificar dos cenários simulados em cada ano, quais teriam racionamento decretado e simular como seria este racionamento. A trajetória do volume armazenado do Risk substituiria aquela advinda do modelo de simulação. No modelo atual, um cenário desfavorável simulado no modelo de operação pode implicar em volumes armazenados baixos em dois anos consecutivos. Quando o Risk resolve o problema para este cenário, pode concluir pelo racionamento no primeiro ano, e novamente, quando for resolver o segundo ano. Na prática, sabemos que dificilmente o racionamento se estenderia para o segundo ano, pois a partir do racionamento decretado, os volumes se recuperariam, o que dispensaria o racionamento do ano seguinte. Além da correção da trajetória do armazenamento, a redução da demanda oriunda de aumento da eficiência energética, mudança de hábito, etc. normalmente verificada após a experiência de um racionamento também poderia ser incorporada no planejamento da operação.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Estudo do Impacto da Falta de Gás na formação do PLD, Outubro de 2006, mencionado em reportagem do Jornal Valor Econômico de 26 de Novembro de 2006.
- (2) B.Bezerra, R.Kelman, L.A.Barroso, B.Flach, M.L.Latorre, N.Campodónico and M.V.F.Pereira, “Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems”, X SEPOPE, Maio, 2006
- (3) Plano Decenal de Energia Elétrica 2006 – 2015, Disponível em <http://www.epe.gov.br>
- (4) Resolução CNPE N°1/2004
- (5) Acompanhamento das Centrais Geradoras do PROINFA - maio de 2007, em <http://www.aneel.gov.br>
- (6) Dash Optimization, http://www.dashoptimization.com/home/products/products_optimizer.html
- (7) Kelman, J.; Vieira, A de M. “Modelo PAR(p) Dinâmico. XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos”, Anais do XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Vitória 1997.