



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

BR/GPL/08
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- GPL

CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA TOTAL DO SISTEMA CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE AVERSÃO AO RISCO NA POLÍTICA OPERATIVA

Pedro Avila (*)Bernardo Bezerra Luiz Augusto Barroso
PSRPSR PSR PSR

Sérgio Granville

Mario Veiga PereiraVanessa Virgínio de Araújo
PSR Duke Energy

Dejair Domingues
Duke Energy

RESUMO

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para calcular a garantia física do sistema que: (i) seja produzida por um procedimento de despacho hidrotérmico coerente com a operação do sistema, ou seja, que incorpore a aversão ao risco do operador; (ii) que possua um critério de confiabilidade explícito; e (iii) que leve em consideração o custo marginal de expansão. O objetivo de (i)-(iii) é garantir a coerência metodológica entre critérios de planejamento e operação. A medida de aversão ao riscoutilizadacalcula uma política de mínimo custo com restrição de CVaR (Conditioned Value-at-Risk) na energia não suprida.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade de Suprimento, Aversão ao Risco, Garantia Física, Sistema Interligado Nacional

1.0 - INTRODUÇÃO: MEDINDO A CONFIABILIDADE SUPRIMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

A Garantia Física (GF) total de um parque gerador corresponde à maior demanda energética, também conhecida como carga crítica, que pode ser suprida por este sistema com um determinado grau de confiabilidade. O cálculo da GF pode ser formulado como o seguinte problema de otimização:

$$GF = \text{Max } D,$$

sujeito a

$$R(D) \leq R^*$$

Neste problema de otimização, a variável de decisão D representa a demanda a ser atendida e $R(D)$ é uma função que mede a confiabilidade de suprimento do sistema quando a demanda é igual a D . Como critério de confiabilidade de suprimento pode-se usar, por exemplo, a probabilidade de haver algum déficit, o risco de déficit, ou a energiamédia que foi cortada durante estes déficits ("energia não suprida"ENS). Finalmente, R^* representa o critério de confiabilidade, por exemplo um risco de déficit inferior a 5%.

Em um sistemahidroelétrico, a confiabilidade de suprimento $R(D)$ é calculadapor meio de simulações cronológicas da operação do sistema, pois a falha de suprimento em um determinado estágio (tipicamente, semana ou mês) é resultado do esvaziamento dos reservatórios nos estágios anteriores, em geral devido à ocorrência de secas severas. Para realizar esta simulação é necessário representardo despacho econômico do sistema, pois a taxa de esvaziamento dos reservatórios será maior ou menor em função do montante de energia gerada pelas usinas termelétricas. Por sua vez, a determinação do despacho econômico é por si só bastante complexa, pois embora o custo variável de operação de uma usina hidrelétrica seja muito pequeno, isto não significa que estas usinas são

acionadas prioritariamente. Isso ocorre dada a possibilidade de armazenar água no estágio atual para gerar energia hidrelétrica no futuro. Como consequência, as usinas hidrelétricas têm um custo de oportunidade, que deve ser considerado no procedimento do despacho econômico. Este custo de oportunidade é calculado comparando o benefício imediato de produzir um determinado montante de geração hidrelétrica (por exemplo, 100 MWh) com o benefício futuro se o mesmo montante fosse armazenado nos reservatórios e utilizado nos meses seguintes. O benefício imediato da geração hidrelétrica é evitar a geração termelétrica mais cara que foi acionada para atender a demanda. Por exemplo, supondo que o custo desta térmica mais cara seja 120 R\$/MWh, significa que o benefício imediato seria $120 \text{ R\$/MWh} \times 100 \text{ MWh} = 12.000 \text{ Reais}$.

O cálculo do benefício futuro é bem mais complexo, pois requer a consideração da incerteza das afluições futuras, que resultam em diferentes benefícios econômicos. De uma maneira muito simplificada, suponha que há três cenários hidrológicos futuros: (i) “cheia”, com probabilidade 20%, em que os reservatórios chegam a verter; (ii) “média”, com probabilidade 75%, em que a térmica mais cara custa 80 R\$/MWh; e (iii) “seca”, com probabilidade 5%, em que os reservatórios esvaziam tanto que há uma falha de suprimento.

Inicialmente, observa-se que a decisão mais correta sob o ponto de vista de um cenário futuro específico pode ser equivocada sob o ponto de vista de outro cenário. Por exemplo, se houvesse certeza de ocorrência do cenário “cheia” (benefício futuro zero, pois a água transferida iria ser vertida e, portanto, desperdiçada) ou do cenário “médio” (benefício futuro unitário de 80 R\$/MWh), a decisão correta seria utilizar a geração hidrelétrica hoje, dado o benefício imediato de 120 R\$/MWh. No entanto, na certeza de ocorrência do cenário “seca”, a decisão correta seria o oposto, isto é, transferir a geração hidrelétrica para o futuro, pois esta transferência amenizaria uma possível falha de suprimento cujo custo unitário – mais conhecido no Brasil como Custo de Déficit (CDEF)¹ – é certamente maior do que o benefício imediato de 120 R\$/MWh. Ao tomar a decisão sob incerteza é necessário comparar o benefício imediato de cada decisão operativa com o valor esperado dos benefícios futuros da mesma para os três cenários. Observa-se imediatamente que o resultado da comparação depende do valor atribuído ao CDEF. Se $CDEF = 1.000 \text{ R\$/MWh}$, a decisão ótima seria utilizar a energia hidrelétrica no mês corrente, pois o benefício imediato de 120 R\$/MWh excede o valor esperado do benefício futuro: $0,2 \times 0 + 0,75 \times 80 + 0,05 \times 1.000 = 110 \text{ R\$/MWh}$. No entanto, se $CDEF = 1.500 \text{ R\$/MWh}$, a decisão ótima seria transferir a geração hidrelétrica para o futuro, pois o valor esperado do benefício futuro: $0,2 \times 0 + 0,75 \times 80 + 0,05 \times 2.000 = 135 \text{ R\$/MWh}$ seria maior que o benefício imediato de 120 R\$/MWh.

Devido à incerteza das vazões, que por sua vez leva a incertezas no nível de armazenamento dos reservatórios, o despacho econômico deve ser calculado para todas as combinações de níveis de armazenamento e de situações hidrológicas em cada estágio. A Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)[1] nasceu na década de 80 e têm sido amplamente aplicada para determinar uma política operativa ideal para o despacho hidrotérmico de longo prazo e tem sido utilizada por vários anos em diversos países com predominância hidrelétrica.

1.1 Cálculo da garantia física (GF) de um sistema hidrotérmico

Dados: (i) um conjunto de geradores (hidrelétricos, termelétricos e geração renovável não despachável tal como eólica e biomassa); (ii) o custo unitário de déficit (CDEF); e (iii) o critério de confiabilidade R^* , a GF deste sistema pode ser calculada pelo seguinte processo de busca binária:

- i. Defina limites inferior e superior para a demanda crítica, \underline{D} e \overline{D} ;
- ii. Calcule a demanda candidata (“incumbent”) como $D = \frac{\underline{D} + \overline{D}}{2}$;
- iii. Calcule a política operativa estocástica que minimize o valor esperado do custo operativo para D ;
- iv. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime $R(D)$, por exemplo, risco de déficit (fração dos cenários simulados, em cada ano, em que ocorreu pelo menos um déficit);
- v. Se $R(D) \approx R^*$ (para uma dada tolerância), faça a garantia física $GF \leftarrow D$ e pare;
- vi. Se $R(D) > R^*$ (risco maior do que o limite) faça $\underline{D} \leftarrow D$; Caso contrário (risco menor do que o limite), faça $\overline{D} \leftarrow D$. Volte para o passo 2.

1.2 Garantia física no Brasil

No caso específico do Brasil, o critério de confiabilidade R^* até 2008 era definido explicitamente como sendo um risco de déficit igual ou inferior a 5%. No entanto, naquela época já havia uma inconsistência com o procedimento utilizado no cálculo da GF, pois o mesmo não incorporava os procedimentos operativos de segurança utilizados na operação para aumentar a segurança de suprimento (tais como a Curva de Aversão ao Risco (CAR) e, a partir de 2009, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP)). Isto significa que a GF total do sistema estava sub-

¹Idealmente, o CDEF refletiria o impacto econômico na sociedade resultante de uma falha de suprimento de energia elétrica. Este impacto idealmente poderia ser estimado a partir de uma matriz insumo-produto da economia. Esta abordagem possui dificuldades importantes, como o cálculo da matriz em si e sua atualização no tempo, refletindo as transformações na estrutura da economia do país.

estimada, pois estes procedimentos fazem com que $R(D) < R^*$.

Uma inconsistência adicional foi introduzida com a publicação da Resolução CNPE nº 7 de julho de 2008, que alterou o critério de suprimento para a igualdade entre o valor esperado dos Custos Marginais de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), sendo este o custo unitário de investimento + valor esperado do custo de operação da opção mais econômica de expansão do sistema. Ou seja, $E(CMO) = CME$. Isto significa que o risco de suprimento R^* , antes um parâmetro de entrada para o processo de cálculo da GF, passou a ser um resultado, obtido através da simulação da operação do despacho hidrotérmico, com base na definição de CDEF e do CME.

Em resumo, a GF do sistema hidrotérmico brasileiro é atualmente calculada pelo procedimento (i)-(vi) utilizando critérios econômicos de planejamento (onde o critério de confiabilidade é implícito). Porém, esses critérios são firmemente desacoplados dos critérios de operação do sistema (que utilizam um critério de confiabilidade explícito e visam a minimização do risco de suprimento), o que gera incoerência entre planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

1.2 Objetivos deste trabalho

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de cálculo de GF do sistema que: (i) seja coerente com a operação do sistema, ou seja, que incorpore a aversão ao risco utilizada pelo operador; (ii) que possua um critério de confiabilidade explícito; e (iii) que leve em consideração o CME. A seção 2 discute a incorporação da aversão ao risco na política operativa do despacho hidrotérmico e a seção 3 apresenta a metodologia proposta para o cálculo da GF considerando aversão ao risco. A seção 4 apresenta um estudo de caso para o SIN e a seção 5 conclui.

2.0 - POLÍTICAS OPERATIVAS COM RESTRIÇÕES DE CONFIABILIDADE DE SUPRIMENTO

Conforme discutido em [2] é possível calcular uma política operativa ótima que, ao invés de minimizar o valor esperado da soma dos custos de operação e de falhas de suprimento, minimiza a soma do valor esperado dos custos de operação e, ao mesmo tempo, atende a um critério de suprimento. Esta possibilidade existe para vários índices de confiabilidade amplamente utilizados, mas não para qualquer índice imaginado. Por exemplo, não é possível garantir que a política calculada para atender o critério de risco de déficit menor ou igual a um determinado valor é a política ótima, mas é possível calcular esta política de custo operativo esperado mínimo e que garante que o valor esperado da Energia Não Suprida (ENS) nos $x\%$ piores cenários simulados seja inferior a $y\%$ da demanda anual, índice de risco este conhecido como “valor em risco condicional”, ou “Conditioned Value at Risk” (CVaR), discutido a seguir.

2.1 Conditional Value at Risk (CVaR): conceitos básicos

Como discutido antes, o objetivo do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro é atender a demanda dentro do horizonte pré-estabelecido e a um custo mínimo. Este custo de operação é composto pela soma dos custos incorridos pelo uso de combustíveis para geração térmica somado às penalizações por falhas no atendimento da demanda (determinadas pelo valor do custo de déficit). Como há o risco do sistema não atender a demanda em algumas situações específicas, há a necessidade de se garantir que a política escolhida atenda a algum critério de risco de suprimento pré-estabelecido. Para isso é necessário estabelecer algumas medidas de risco. No Brasil, a abordagem utilizada para avaliar o desempenho do sistema é identificar, dentro de um conjunto de possíveis estados (no caso, uma sequência de séries de afluência às dezenas de hidrelétricas do sistema), o número de estados (séries hidrológicas) que levam a alguma falha no atendimento da demanda (montante de energia não suprida - ENS).

O indicador de adequação de uma estratégia operativa é o déficit de energia, representado pela variável aleatória (v.a.) R . O risco de déficit corresponde à probabilidade de haver algum déficit de energia, ou seja, $Risco = P(R > 0)$. Apesar de simples e intuitivo, o principal problema na utilização do risco de déficit como critério de planejamento é que esta medida não é capaz de diferenciar a profundidade dos cenários com corte de carga, sendo indiferente para situações onde há um corte de carga pequeno ou um corte de carga mais severo (em termos de potência/energia).

Uma evolução dessa medida de risco é o Value-at-Risk (VaR), de utilização bastante comum em mercados financeiros para a quantificação de riscos e desempenho associados a portfólios de ativos. Considerando sua aplicação no contexto de cálculo de confiabilidade, esta medida procura responder à seguinte questão: qual é o máximo corte de carga previsto dentro de um intervalo de confiança estabelecido?

Considerando uma variável aleatória R qualquer, o valor de risco é definido como: $VaR(R) = \inf \{r: P(R > r) \leq \alpha\}$, onde α representa um determinado nível de confiança. Se R representa o corte de carga, $VaR(R)$ é o máximo corte de carga a um nível de confiança de α . Portanto, o VaR_α define o maior valor do corte de carga dentro de um intervalo de confiança especificado. Entretanto, assim como o risco de déficit, o VaR_α não é sensível aos estados que excedem este valor, ou seja, que compõem a cauda da distribuição. Na tentativa de solucionar este problema,

diversas medidas de risco alternativas foram estudadas e propostas. Em [3], os autores introduzem o CVaR como a alternativa natural para o VaR em problemas de portfólio. O CVaR de uma variável aleatória R qualquer é definido como: $CVaR_\alpha(R) = E[R: R \geq VaR_\alpha(R)]$, que representa o valor esperado de R , condicionado aos eventos maiores que o VaR_α e pode ser visto como um quantil de R . A Figura 1 ilustra o conceito do VaR e CVaR.

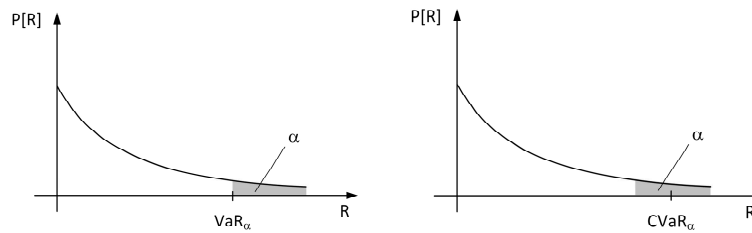


FIGURA 1 – VaR e CVaR associados ao corte de carga

Se R representa o corte de carga, o $CVaR_\alpha(R)$ procura responder a seguinte questão: qual é o valor esperado do corte de carga condicionado aos $\alpha\%$ piores cenários? Embora a definição do $CVaR_\alpha(R)$ seja bastante intuitiva, à primeira vista o cálculo do $CVaR_\alpha(R)$ está condicionado ao cálculo do VaR, herdando assim as dificuldades de sua representação, tais como a introdução de não convexidades na sua representação matemática. Entretanto, [4] mostrou que o CVaR pode ser representado por um conjunto de restrições lineares. Este desenvolvimento possibilitou a utilização do $CVaR_\alpha$ em problemas de otimização linear de forma direta, com a simples adição de um conjunto de restrições lineares ao problema original.

2.2 Conditional Value at Risk (CVaR) no despacho hidrotérmico estocástico

No caso do problema de operação hidrotérmico, este desenvolvimento permitiu a representação do CVaR de forma compatível com a PDDE, tal como mostrado em [5], [6] e [7]. No entanto, estes trabalhos tratam do CVaR do custo de operação do sistema, e não da ENS, que é a variável que se quer controlar (esta variável é “subproduto” nos modelos destes trabalhos e não parâmetro de controle). Por essa razão, não se utilizou a abordagem destes trabalhos e foi utilizada uma nova abordagem proposta em [2].

Assim como o valor esperado do corte de carga, o $CVaR_\alpha$ também utiliza implicitamente a função truncamento em sua definição, porém transladada, sugerindo alguma relação entre estas medidas. É possível notar que o $CVaR_\alpha$ é uma generalização do conceito de valor esperado, uma vez que, por definição: $CVaR_\alpha(R) = E[R]$, para $\alpha = 1$, ou seja, o valor esperado do corte de carga é igual ao valor esperado do corte de carga condicionado aos 100% estados mais severos.

Além disto, quando $\alpha \geq \text{Risco}$, têm-se que todos os estados com corte de carga irão contribuir para o cálculo do $CVaR_\alpha$. Neste caso é possível estabelecer outra relação entre o $CVaR_\alpha$ e a $E[R]$: $CVaR_\alpha = \frac{1}{\alpha} \sum_{s \in S} p_s r_s = \frac{1}{\alpha} E[R]$, para $\alpha = 1$, o que ilustra o fato de o $CVaR_\alpha$ ser uma medida mais geral que $E[R]$, lembrando que $0 \leq \alpha \leq 1$.

3.0 - CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA SOB AVERSÃO AO RISCO

3.1 Conciliando GF, aversão a risco e CME

Como visto acima, é possível calcular uma política operativa ótima que garanta, para qualquer demanda candidata, o atendimento ao critério de suprimento R^* . Isto nos motiva a retornar ao procedimento (i) –(vi) da seção 1 e calcular a GF de forma imediata, selecionando a maior demanda que um sistema hidrotérmico poderia atender a partir de uma política operativa com aversão ao risco para os índices de confiabilidade selecionados.

No entanto, é fácil ver que esta maior demanda candidata estará associada a uma política em que todas as térmicas são permanentemente acionadas. Tal política operativa claramente não faz sentido em termos da operação real do sistema, pois isto levaria a gastos muito elevados com o combustível das usinas térmicas e vertimentos com muita frequência – e, portanto, desperdiçando – a água dos reservatórios.

Se a demanda “máxima maximorum” não é a resposta correta, que demanda deve-se escolher como representativa da GF do sistema? A resposta é: a máxima demanda cujo custo operativo associado, quando se calcula a política operativa sujeita a restrições de confiabilidade, seja “razoável”. Por sua vez, a definição do que é um custo “razoável” depende das opções de reforço do sistema de geração, cujo proxy imediato é o Custo Marginal de Expansão, parâmetro do planejamento. Em outras palavras, se o CME, for, por exemplo, 120 R\$/MWh, deveríamos limitar o processo de ajuste da demanda no procedimento (i) –(vi) da seção 1 sempre que o CMO exceder os mesmos 120 R\$/MWh. Assim, incorporamos no cálculo da GF o critério econômico da igualdade entre CMO e CME.

Assim sendo, se o valor do CME for conhecido, a GF pode ser calculada através do seguinte procedimento:

- i. Defina limites inferior e superior para a demanda crítica, \underline{D} e \overline{D} ;
- ii. Calcule a demanda candidata ("incumbent") como $D = \frac{\underline{D} + \overline{D}}{2}$;
- iii. Calcule a política operativa estocástica sujeita ao critério de confiabilidade $R(D) \leq R^*$ para a demanda D ;
- iv. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o valor esperado do custo marginal de operação, $E(CMO)$;
- v. Se $E(CMO) \approx CME$ (para uma dada tolerância), faça a garantia física $GF \leftarrow D$ e pare;
- vi. Se $E(CMO) > CME$, faça $\underline{D} \leftarrow D$; Caso contrário, faça $\overline{D} \leftarrow D$. Volte para o passo 2.

Se o CME não for conhecido, o passo (iii) anterior é substituído por um problema de expansão da geração e transmissão, ou seja:

- i. Defina uma demanda D igual ao limite superior \overline{D} ;
- ii. Crie um conjunto de candidatos para o reforço do sistema de geração;
- iii. Resolva um problema de expansão ótima do sistema [8]: minimizar o custo de investimento + valor esperado do custo de operação (usinas existentes + reforços), sujeito ao critério de confiabilidade $R(D) \leq R^*$;
- iv. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o valor esperado do custo marginal de operação, $E(CMO)$. Faça $CME \leftarrow E(CMO)$.

O procedimento descrito nesta seção permite calcular a GF de um sistema hidrotérmico incorporando os critérios de aversão a risco da operação e o critério de coerência econômica da expansão. No entanto, ainda nos falta discutir a influência e incorporação de um parâmetro econômico essencial: o custo do déficit.

3.2 O papel do custo de déficit e restrição de confiabilidade implícitos

É interessante observar que existe uma relação biunívoca entre custo de déficit e confiabilidade: dada uma política em que a função objetivo é minimizar o custo esperado térmico sujeito a uma restrição de confiabilidade, pode-se calcular uma política idêntica a partir da minimização da soma do custo esperado térmico com uma função implícita de penalização por falha de suprimento. E vice-versa: dada uma política que minimiza o valor esperado da soma dos custos operativos e custos de falha, pode-se calcular uma política idêntica a partir da minimização do custo esperado térmico sujeito a uma restrição de confiabilidade implícita.

OCDEF implícito associado a uma restrição de ENS pode ser calculado através do seguinte procedimento a partir de uma configuração de oferta e demanda D e um critério de suprimento R^* :

- i. Defina limites inferior e superior para o custo de déficit implícito, \underline{CDEF} e \overline{CDEF} ;
- ii. Calcule o custo implícito candidato ("incumbent") como $CDEF = \frac{\underline{CDEF} + \overline{CDEF}}{2}$;
- iii. Calcule a política operativa por PDDE "tradicional", usando o custo de déficit $CDEF$;
- iv. Simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o ENS;
- v. Se $ENS \approx R^*$ (para uma dada tolerância), pare. O custo implícito de déficit é o "incumbent";
- vi. Se $ENS > R^*$, faça $\overline{CDEF} \leftarrow CDEF$; Caso contrário, faça $\underline{CDEF} \leftarrow CDEF$. Volte para o passo 2.

A interpretação matemática do procedimento acima é direta: o CDEF implícito corresponde ao multiplicador de Lagrange associado à restrição de ENS no problema de otimização do despacho hidrotérmico. Por sua vez, a restrição de confiabilidade implícita associada a um determinado custo de déficit pode ser calculada através do seguinte procedimento. Dada uma configuração de geração, uma demanda D e um CDEF: (i) calcule a política operativa por PDDE, usando o CDEF; e (ii) simule a operação para um grande número de cenários hidrológicos e estime o valor esperado da energia não suprida, ENS. Este é o valor do critério de confiabilidade para a restrição implícita.

3.3 Conciliando GF, aversão a risco, CME e risco de déficit

Dos desenvolvimentos acima, conclui-se que a GF de um sistema hidrotérmico pode ser calculada de duas maneiras. (i) a primeira maneira tem como dados de entrada o critério de confiabilidade e as opções de reforço (ou, alternativamente, o CME). Neste caso, o CDEF é implícito; (ii) a segunda maneira tem como dados de entrada o CDEF e as opções de reforço. Neste caso, o nível de confiabilidade é implícito. Nos resta então encontrar uma

metodologia que unifique estas duas maneiras de forma coerente.

Inicialmente observamos que o CDEF já é utilizado no cálculo da GF atualmente: a EPE utiliza [9] uma função linear do CDEFem seus estudos de planejamento. O uso de uma função linear de CDEF significa que os consumidores são neutros em relação ao risco, isto é, dois déficits de 100 MW médios cada um causariam o mesmo prejuízo que um único déficit de 200 MW médios. No entanto, a hipótese de neutralidade em relação a risco é pouco realista no caso do Brasil, pois a política operativa incorpora procedimentos adicionais de segurança, em particular a Curva de Aversão a Risco (CAR) e os chamados Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP), conhecidos como “nível meta”. Uma maneira mais coerente de representar o comportamento de aversão a risco dos consumidores é por meio de uma função de CDEF com mais de um segmento, onde o prejuízo para a sociedade cresceria não linearmente com a profundidade do déficit.

Esta função não linear poderia ser interpretada como uma função mais coerente com o critério de confiabilidade da operação e, em teoria, poderia ser calculada a partir de uma matriz insumo-produto. Na prática, no entanto, verifica-se que há limitações importantes obter através da matriz insumo-produto uma função de CDEF que represente também critérios de confiabilidade da operação. Desta forma, a abordagem metodológica mais adequada seria calcular estes segmentos de maneira implícita, a partir de restrições de confiabilidade. O arcabouço metodológico mais adequado para isto é, surpreendentemente usar o conceito de CVaR.

Um aspecto muito interessante das restrições de CVaR é que, como mostrado em [2], o custo de déficit implícito que induziria o atendimento das restrições de confiabilidade no cálculo da política operativa é uma função linear por partes, onde o primeiro segmento tem inclinação zero e o segundo segmento corresponde ao custo unitário do déficit. Isto significa que é possível construir uma função de custo de déficit não linear que “mapeia” de maneira analítica, e exata, a aversão ao risco dos consumidores, através da superposição dos custos de déficit implícitos de cada restrição de risco. Suponha, por exemplo, que a aversão a risco dos consumidores é caracterizada por três restrições:

- (i) R_1 : o valor esperado da ENS (calculado para todos os cenários) deve ser inferior a 2% da demanda;
- (ii) R_2 : o valor esperado da ENS nos 2% piores déficits deve ser inferior a 1% da demanda; e
- (iii) R_3 : o valor esperado da ENS nos 1% piores déficits deve ser inferior a 0,3% da demanda.

A primeira restrição corresponderá a uma função linear com origem em zero e inclinação φ_1 (por exemplo, $\varphi_1 = 1.200 \text{ R\$/MWh}$). Por sua vez, a segunda restrição corresponderá a uma função linear com origem em uma determinada profundidade de déficit (por exemplo, igual a 4% da demanda) e inclinação φ_2 maior do que φ_1 (por exemplo, $\varphi_2 = 2.700 \text{ R\$/MWh}$). Finalmente, a terceira restrição corresponderá a uma função linear com origem em um nível de déficit mais profundo e maior inclinação do que a anterior (por exemplo, igual a 9% da demanda e $\varphi_3 = 3.400 \text{ R\$/MWh}$), como ilustrado na Figura 2.

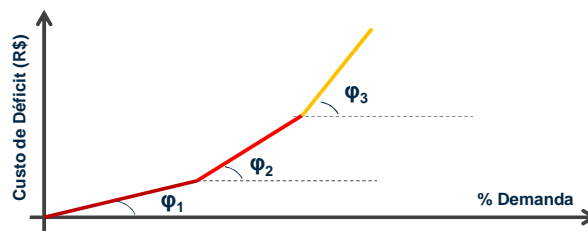


Figura 2 – Função de CDEF não linear

Consequentemente, aGF pode então, finalmente, ser calculada de maneira análoga ao do procedimento utilizado com um único segmento:

- i. Defina limites inferior e superior para a demanda crítica, \underline{D} e \bar{D} ;
- ii. Calcule a demanda candidata (“incumbent”) como $D = \frac{\underline{D} + \bar{D}}{2}$;
- iii. Calcule a função linear por partes do custo de déficit que satisfaça $R_1(D)$, $R_2(D)$ e $R_3(D)$, para a demanda D ;
- iv. Calcule a política operativa estocástica para a demanda D ;
- vii. Se $E(CMO) \approx CME$ (para uma dada tolerância), faça a garantia física $GF \leftarrow D$ e pare;
- viii. Se $E(CMO) > CME$, faça $\underline{D} \leftarrow D$; Caso contrário, faça $\bar{D} \leftarrow D$. Volte para o passo (ii).

Uma metodologia para a definição da função linear por partes que traduza restrições de confiabilidade, passo (iii) do procedimento anterior, é apresentada em [2].

Em resumo, o procedimento proposto neste trabalho apresenta as seguintes características: (I) concilia os objetivos de planejamento e operação, ao incorporar a aversão ao risco; (II) possui um critério de confiabilidade explícito $R_1(D)$; e (III) leva em consideração o CME do sistema, mantendo a coerência econômica. Adicionalmente, a metodologia proposta possui propriedades interessantes com relação à teoria de repartição de benefícios, conforme analisado em [10]. Apresenta-se a seguir um estudo de caso com este procedimento.

4.0 - ESTUDO DE CASO

A aplicação do procedimento proposto e avaliação de seu impacto na GF do sistema foi feita a partir da configuração estática referente ao Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2010. Foram preparados três casos:

- A. Caso BASE: configuração estática referente ao LEN A-5 de 2010 ajustada para critério de suprimento $CMO = CME = 113 \text{ R\$/MWh}$ e custo de déficit de patamar único (2.900 R\$/MWh), parâmetros em vigor na época deste leilão;
- B. Caso AVERSÃO AO RISCO: mesma configuração de (A), mas com a consideração de dois patamares de CDEF (até 10% da demanda 2.900 R\$/MWh e 10.000 R\$/MWh para déficits superiores), com o objetivo de representar a aplicação de um critério de aversão ao risco de déficits profundos no cálculo da política operativa. Este caso representa a aplicação do CVaR por uma função linear por partes no cálculo da política do despacho hidrotérmico, como descrito anteriormente;
- C. Caso SENSIBILIDADE: como no caso (B) a demanda crítica não é reajustada, o objetivo deste terceiro caso é ajustar a demanda da configuração do caso AVERSÃO AO RISCO para se obter a igualdade entre $E(CMO)$ e CME .

A Tabela 1 apresenta os valores do $CVaR_{5\%}(\alpha = 5\%)$ da ENS encontrados para cada um dos 3 casos simulados, ou seja, o valor esperado da energia não suprida (em % da demanda) das 5% piores séries hidrológicas simuladas. Dado que as simulações foram realizadas a partir de uma configuração estática, a contabilização do $CVaR_{5\%}$ da ENS foi realizada a partir do cálculo do $CVaR_{5\%}$ da ENS para cada um dos 5 anos estáticos e depois foi calculada a média dos valores resultantes².

Tabela 1 – $CVaR_{5\%}$ da ENS (% da demanda)

Subsistemas	BASE	AVERSÃO AO RISCO	SENSIBILIDADE
SE	0,5%	0,9%	0,7%
SU	3,6%	1,6%	1,1%
NE	0,2%	0,7%	0,6%
NO	0,7%	0,9%	0,7%
SIN	0,9%	0,9%	0,7%

Analisando o $CVaR_{5\%}$ da ENS do Caso BASE, pode-se observar que a profundidade dos déficits encontrados em cada região é diferente. Com a utilização de um segmento adicional de custo de déficit com uma penalidade mais elevada, Caso AVERSÃO AO RISCO, verifica-se uma equalização do $CVaR_{5\%}$ da ENS entre os submercados, o que é um resultado importante para a segurança de suprimento. Por exemplo, ao analisarmos o subsistema Sul em particular, podemos verificar que há um corte de carga de 3,6% da demanda neste subsistema quando analisamos os resultados do Caso BASE, que é reduzido para 1,6% da demanda quando se considera uma política operativa com aversão ao risco.

A Tabela 2 apresenta o cálculo do bloco térmico e do bloco hídrico, através da aplicação da fórmula de rateio da carga crítica do sistema da Portaria MME nº 228 de 2008. O observa-se que a incorporação da aversão ao risco aumenta a parcela de GF do bloco termelétrico em 8,3% (equivalente a 1,4 GW médios) e reduz o bloco hídrico em 2,6%. Isto ocorre devido ao aumento do despacho termelétrico para atender ao critério de segurança.

Tabela 2 – Garantia Física da oferta hidrelétrica e termelétrica (em MW médios)

	BASE	AVERSÃO AO RISCO	SENSIBILIDADE
Bloco UHE	54.250	52.846	52.826
Bloco UTE	16.852	18.255	17.551
Carga Crítica	71.101	71.101	70.377

Finalmente, observa-se que incorporação da aversão ao risco na política operativa aumentou o $E(CMO)$ de 113 R\$/MWh para 129 R\$/MWh, resultado do maior despacho termelétrico. Para se obter $E(CMO) \approx CME = 113 \text{ R\$/MWh}$ foi necessário reduzir a carga crítica do sistema em 1% (Caso SENSIBILIDADE), o que equivalente a 725 MW médios. Como resultado a GF do bloco termelétrico aumentou 4% em relação ao Caso BASE (equivalente a 700 MW médios) e a GF do bloco hídrico reduziu 2,6%.

² Este é o mesmo procedimento utilizado pela EPE atualmente para o cálculo do risco de qualquer déficit das configurações estáticas oficiais.

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho buscou apresentar uma metodologia para o cálculo da Garantia Física (GF) que concilie o critério de expansão utilizado pelo planejador com os procedimentos de aversão ao risco utilizados pelo operador do sistema. A abordagem consiste no cálculo da política operativa ótima através da PDDE com aversão ao risco. A alternativa proposta busca calcular uma política de custo operativo esperado mínimo e que garante, por exemplo, que o valor esperado da energia não suprida nos 5% piores cenários simulados seja inferior a 2% da demanda anual. Este critério é conhecido como Conditional Value-at-Risk (CVaR). Verificou-se, como esperado, que a utilização de um segmento adicional de custo de déficit com uma penalidade mais elevada equalizou o $CVaR_{5\%}$ da ENS entre os submercados, o que é um resultado importante para a segurança de suprimento. No entanto, o resultado mais importante verificado foi a transferência de GF do bloco hidrelétrico para o bloco termelétrico com a consideração da aversão ao risco na política operativa. Para os casos analisados, observa-se um aumento de 8% na GF do bloco termelétrico, caso haja alteração do CME do sistema com a incorporação da aversão ao risco na política operativa; ou um aumento de 4% na GF do bloco termelétrico, caso o CME se mantenha em 113 R\$/MWh. Este aumento é um reconhecimento da contribuição destes equipamentos para a segurança de suprimento, o que seria traduzido em aumento de competitividade nos leilões de energia nova, tendo em vista que a GF é utilizada no denominador do Índice Custo Benefício (ICB) dos contratos por disponibilidade.

Por fim, cabe ressaltar que a Resolução CNPE nº 3 de 13 de março de 2013 determina que mecanismos de aversão ao risco sejam internalizados na política do despacho hidrotérmico. Este trabalho busca contribuir para a discussão de como estes mecanismos de aversão ao risco podem ser utilizados no cálculo da GF do sistema, com o objetivo de manter a coerência entre o planejamento e a expansão do sistema.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. *Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach*. Water Resources Research, vol. 21(6), 1985.
- (2) COSTA JR., L. C., PEREIRA, M.V.F., GRANVILLE, S., CAMPODÓNICO, N., FAMPA, M. H. C. *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com aversão ao risco: uma abordagem para controlar o risco de déficit e limitar a energia não suprida*. XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília-DF, outubro de 2013.
- (3) ACERBI, C., TASCHE, D. *Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk*. arXiv, May 2001.
- (4) ROCKAFELLAR, R. T., URYASEV, S. *Optimization of Conditional Value-at-Risk*. Journal of Risk, v. 2, 2000.
- (5) DINIZ, A.L., TCHEOU, M.P., MACIEIRA, M.E.P. *Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica*. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
- (6) COSTA, J.P., SHAPIRO, A., TEKAYA, W. *Multistage energy planning - risk neutral and risk averse approaches*. XII SEPOPE, maio de 2012.
- (7) MATOS, V.L., FINARDI, E.C., LARROYD, P.V. *Uma Medida Coerente de Risco como Métrica para o Planejamento Anual da Operação Energética*. XII SEPOPE, maio de 2012.
- (8) GORENSTIN, B., CAMPODÓNICO, N., COSTA, J.P., and PEREIRA, M.V. *Power system planning under uncertainty*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb. 1993
- (9) EPE/MME. *Atualização do valor para patamar único de custo de déficit – 2009*. Nota Técnica.
- (10) AVILA, P.L., GRANVILLE, S., BARROSO, L.A.N., BEZERRA, B.V., PEREIRA, M.V. *Alocação de Garantia Física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante*. XXII SNPTEE, Brasília-DF, outubro de 2013.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Pedro Avila é mestre em Engenharia de Produção e pesquisador na PSR.

Bernardo V. Bezerra é mestre em Engenharia Elétrica e gerente de projetos na PSR.

Luiz A. Barroso possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.

Sérgio Granville possui DSc em otimização e é diretor técnico na PSR.

Mário V. Pereira possui DSc em otimização e é presidente da PSR.

Vanessa Virgínio de Araújo é consultora de back office na Duke Energy International Geração Paranapanema S.A.

Dejair Domingues é gerente de planejamento energético na Duke Energy International Geração Paranapanema S.A.