



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

FI/GPL/17
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

CERTIFICADOS DE ENERGIA NO BRASIL: INVESTIMENTO E SEGURANÇA DE SUPRIMENTO

Cássio Giuliani Carvalho
UNIFEI

Adriano Jerônimo da Silva(*)
MME

José Wanderley Marangon Lima
UNIFEI

RESUMO

Este trabalho trata da temática do cálculo dos certificados de energia no Brasil, enfatizando as particularidades que justificam o modelo, as metodologias e os procedimentos adotados. Aborda a importância da avaliação contínua entre o estoque de certificados de energia e a oferta estrutural do parque gerador. Demonstra fenômenos decorrentes da implantação de grandes centrais a fio d'água. Apresenta e justifica diretrizes que devem ser observadas na realização de um processo de revisão geral de garantias físicas. Ademais, discute os riscos regulatórios da medida, concluindo que uma revisão geral a partir das metodologias vigentes não resultará benefícios ao Setor Elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Adequação do Suprimento, Revisão de Garantia Física, Sistemas Hidrotérmicos, Planejamento da Expansão.

1.0 - INTRODUÇÃO

A revisão ordinária dos certificados de energia (garantias físicas) das centrais hidrelétricas é um tema que gera muita expectativa. Trata-se de procedimento a ser realizado com periodicidade quinquenal, em consonância com o art. 21, § 4º do Decreto nº 2.665, de 2 de julho de 1998. Todavia, até o momento jamais foi executado, dentre outros fatores, devido à complexidade que permeia a matéria. A edição do referido ato ocorreu em um contexto de reformas estruturantes para a abertura e liberalização do mercado de energia elétrica, sendo essencial avaliar de que modo essa determinação deve ser cumprida na atualidade e quais seus impactos na atratividade dos investimentos setoriais e na estabilidade do mercado. A base teórica que envolve a matéria assim como as premissas adotadas no passado serão avaliadas com o propósito de verificar se ainda são cabíveis. Sugestões de melhorias nas metodologias e critérios também são apresentadas.

2.0 - AVALIANDO A CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO

Sob uma perspectiva temporal, a confiabilidade do suprimento de sistemas elétricos pode ser analisada sob quatro grandes componentes [1]: (i) a política estratégica de expansão (*strategic expansion policy*); (ii) a adequação (*adequacy*); (iii) a firmeza (*firmness*); e (iv) a segurança operativa (*security*).

A **política estratégica de expansão** é temática de longo prazo. Ocupa-se de avaliações de disponibilidade futura de recursos energéticos e de infraestrutura. É a dimensão responsável por analisar quais fontes e em qual proporção serão adotadas no futuro. No Brasil, é área de estudo de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia - MME com apoio da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. O Plano Nacional de Energia 2030 e a Matriz Energética 2030 são exemplos de documentos oficiais que tratam essencialmente da política estratégica de expansão brasileira.

A **adequação** está relacionada com a existência de suficiente capacidade instalada e/ou prevista para ser instalada para suprir a demanda prevista. É um típico problema de planejamento de longo prazo que envolve cronograma de entrada em operação de novos empreendimentos. É a dimensão que busca desvendar quantos megawatts serão necessários no futuro. A atuação do MME e da EPE também se faz presente. Pode-se dizer que a adequação é a grande temática norteadora dos Planos Decenais de Energia elaborados por essas instituições.

A **firmeza** está associada à disponibilidade das centrais geradoras nos períodos necessários, bem como às decisões de médio prazo acerca do uso dos recursos energéticos disponíveis, dentre os quais: armazenamento de combustível, gestão dos recursos hídricos, cronogramas de manutenção, entre outros. É resultado de um correto planejamento da operação energética no médio prazo. No Brasil, a responsabilidade operacional é atribuída ao

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com supervisão executiva por parte do Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE. O Programa Mensal de Operação e o Plano da Operação Energética, ambos elaborados pelo ONS, são exemplos de instrumentos que visam assegurar a firmeza do sistema.

A **segurança operativa** relaciona-se com a capacidade do sistema em atender os diferentes requisitos operacionais que permitem o atendimento da carga atual mediante eventos inesperados, tais quais curto-circuitos e perdas de componentes do sistema. É um típico problema de curtíssimo prazo, gerenciado pelos diversos agentes de geração, transmissão e distribuição; e sob coordenação do ONS.

A revisão ordinária das garantias físicas afeta majoritariamente a adequação e a política estratégica da expansão. Afeta a adequação, uma vez que deve ser assegurado pelo planejador que os certificados disponíveis no mercado possuam respaldo físico, materializado por capacidade instalada e disponível. Impacta também a política estratégica de expansão, uma vez que os sinais econômicos transmitidos pelo processo de revisão implicarão maior ou menor interesse do capital privado em futuras licitações. Assim, antes de tratar da temática da segurança do suprimento, é necessário o entendimento das restrições que sinalizam a necessidade de expansão da geração em sistemas elétricos de potência.

2.1 Avaliando a Restrição Principal: Potência ou Energia?

Em sistemas elétricos de potência, é essencial antever o momento adequado para expandir o parque gerador de modo a assegurar o suprimento energético. Expansões realizadas com atraso colocam em risco a segurança energética, e, conseqüentemente, geram impactos econômicos perversos. Investimentos realizados com muita antecedência também não são desejáveis, uma vez que requerem imobilização de capital que poderia ter sido alocado em outras áreas essenciais.

A capacidade instalada juntamente com um fator de capacidade associado é o indicador mais simplório para a determinação da oferta energética de um parque gerador. Todavia, conforme as características desse parque, os sinais para a expansão podem ser de natureza diferente. Na literatura, os sistemas podem ser classificados em duas categorias, de acordo com as variáveis que indicam a necessidade de expansão em:

- a) Sistemas restringidos pela potência (ou capacidade);
- b) Sistemas restringidos pela energia.

A diferenciação entre os tipos de sistemas é essencial para a compreensão dos mecanismos adotados para assegurar o suprimento energético, quer seja por mecanismos de mercado ou intervenção estatal. Os sistemas restringidos pela potência são aqueles nos quais a expansão é sinalizada pela “escassez” de potência instalada, nos quais uma adequada capacidade instalada implica sobras de oferta energética nos períodos não coincidentes com a ponta do sistema. Exemplos típicos são sistemas predominantemente térmicos, nos quais, se a capacidade instalada superar a máxima demanda instantânea por um limite de segurança e houver estoques adequados de combustíveis primários, garante-se a adequação do suprimento.

Sistemas restringidos pela energia podem apresentar capacidade instalada muito superior à máxima demanda instantânea e, mesmo assim, apresentar escassez de energia. É o caso de sistemas predominantemente hídricos, nos quais baixas hidrologias impedem o acionamento das turbinas, implicando redução de oferta mesmo com capacidade instalada disponível. Nesses sistemas, o foco do planejamento é na oferta energética que, uma vez assegurada, garante o atendimento da máxima demanda instantânea.

Antes de apresentar uma definição formal dos conceitos apresentados, é necessário diferenciar os conceitos de **corte de carga** (*load shedding*) e **acionamento de energia** (*energy curtailment*). Corte de carga é o não atendimento das maiores demandas (picos diários de carga) devido à indisponibilidade de capacidade instalada suficiente. Trata-se de uma interrupção de curta duração. Racionamento de energia, por sua vez, é a redução em maior prazo da carga de energia por insuficiência de fonte primária. Observa-se que no primeiro caso a escassez é de máquinas, ao passo que, no segundo, a escassez é de fonte primária.

Para uma interpretação gráfica dos conceitos, considera-se que o **custo fixo** de um parque gerador pode ser aproximado por uma função linear em relação à capacidade instalada. Já o **custo de operação** (unitário) reduz-se com o aumento da capacidade instalada, uma vez que parte do parque gerador não será constantemente acionado, além da possibilidade da venda de excedentes de energia. A partir dessas premissas, definem-se [2]:

- a) **Sistemas Restringidos pela Potência:** aqueles nos quais os cortes de carga representam o custo majoritário quando a capacidade instalada do parque gerador está abaixo do ótimo teórico C^* . Nesses sistemas, o custo de racionamento de energia é praticamente nulo em uma ampla faixa abaixo do ótimo teórico, pois, uma vez assegurado o atendimento à máxima demanda, existem sobras de oferta ao longo dos demais pontos da curva de carga;
- b) **Sistemas Restringidos pela Energia:** aqueles nos quais uma capacidade instalada inferior à ótima implica custos com o racionamento de energia mais significativos quando comparados aos custos do corte de carga, sendo este praticamente nulo em intervalos próximos a capacidade ótima, conforme demonstrado na Figura 1. Nesses sistemas, uma vez que a escassez é de energia, a única manobra possível é o racionamento. O excedente de potência advém do critério de dimensionamento de centrais hidrelétricas (e.g.: maximizar produção energética), além da possibilidade de regularização diária dos reservatórios para atendimento das maiores demandas.

A evolução de um sistema elétrico pode modificar sua restrição básica de potência para energia, ou vice-versa. Não se trata de uma propriedade estanque. Um sistema no qual o segmento consumo amplie seu fator de carga

pode migrar de uma situação de restrição pela potência para restrição pela energia. Outra hipótese de modificação de restrição ativa é a interligação de sistemas com restrições distintas, situação que inclusive pode gerar efeitos benéficos para ambos.

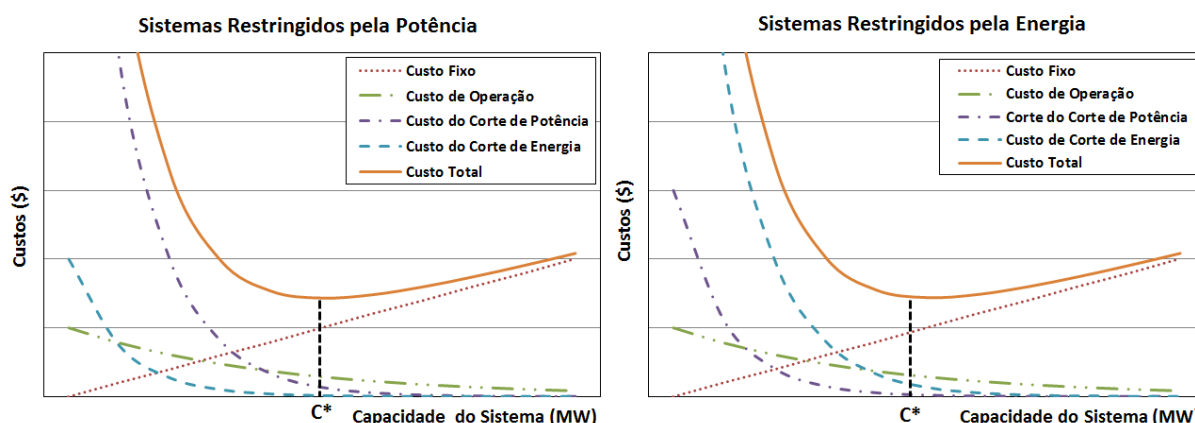


FIGURA 1 – Custos de corte do suprimento em sistemas elétricos restringidos pela potência e pela energia. [2]

Atualmente a expansão do parque gerador brasileiro é realizada sob a ótica de um sistema restringido pela energia: a sinalização para expansão se dá apenas considerando a oferta energética dos novos empreendimentos. Todavia, a perda de regularização hídrica e a expansão da fonte eólica podem resultar, no longo prazo, numa mudança estrutural de um sistema restringido pela energia para um sistema restringido pela potência, demandando uma alteração significativa nas metodologias e critérios de planejamento da expansão e operação, além de adaptações na estrutura tarifária dos diversos segmentos de consumo. Há de se destacar ainda que a implantação de grandes centrais a fio d'água e produção energética acentuadamente sazonal podem levar o sistema a apresentar restrições distintas nos períodos úmido e seco. Trata-se de tema que merece profunda investigação anteriormente à definição de uma metodologia para revisão ordinária das garantias físicas.

Ademais, qualquer indício de escassez de potência no sistema elétrico brasileiro deve ser avaliada com cautela. Desequilíbrios na oferta energética estrutural podem implicar restrições de potência. Portanto, antes de afirmar a existência de déficit de potência no sistema, deve-se avaliar se o balanço energético está estruturalmente equilibrado, ou seja, se a oferta energética estrutural está compatível com a carga de energia. Caso contrário, sinais econômicos equivocados podem ser dados ao mercado, incentivando-se unidades de ponta que não contribuirão de modo eficiente para expansão da oferta energética.

3.0 - AVALIANDO A OFERTA ENERGÉTICA ESTRUTURAL DO SISTEMA E DAS USINAS

A compreensão do que representa **oferta energética estrutural** pode ser facilitada mediante um exercício mental. Suponha um parque gerador, composto por centrais de diferentes fontes primárias, que não se altera por um longo período de tempo. Esse parque deve atender uma carga de energia que também não se altera. Assim, pergunta-se: considerando a possibilidade de inúmeros cenários hidrológicos distintos, qual a maior carga de energia que esse parque consegue suprir, atendidos critérios de risco e economicidade previamente definidos? A resposta corresponde à oferta energética estrutural desse sistema, também conhecida como **carga crítica** ou **lastro energético**, que pode ser mensurada a partir da metodologia utilizada para o cálculo das garantias físicas de energia, detalhada na Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008.

Ao avaliar a oferta energética estrutural, o foco é a mensuração do montante da carga de energia que o conjunto de usinas consegue suprir. Trata-se de um teste de adequação do sistema. Por outro lado, repartir a oferta energética estrutural entre os diversos empreendimentos que compõem o parque é tarefa secundária e envolve alguma convenção de rateio. Antes de tratar do método de rateio vigente, serão apresentados critérios para avaliação da oferta energética estrutural já adotados no Brasil.

3.1 Critério Determinístico: Energia Firme

Energia Firme de um sistema é definida como sendo a maior carga contínua que esse sistema consegue atender, sem déficit, na ocorrência de repetição das aflúncias registradas no passado [3]. A Energia Firme de uma usina é definida como a produção média dessa central durante o Período Crítico: sequência de meses dentro do histórico de vazões conhecido no qual a simulação computacional indica que o conjunto de hidrelétricas iniciaria com os reservatórios totalmente cheios e, sem a ocorrência reenchimentos totais intermediários, finalizaria com seus reservatórios completamente deplecionados. É um critério que considera a produção física das usinas em um período de hidrologia adversa, sendo de simples aplicação e entendimento [4]. Oficialmente, corresponde ao intervalo entre junho de 1949 e novembro de 1956, conforme a Portaria MME nº 258, de 2008.

Nesse conceito, o despacho térmico é definido com base em **curvas limite inferior de armazenamento**, que definem níveis mínimos de estoque hídrico nos reservatórios abaixo do qual as térmicas devem ser operadas na base. Nesse caso, a energia firme corresponderia à máxima carga que esse sistema hidrotérmico, composto por centrais hidrelétricas e termelétricas despachadas com base em curvas limite, consegue suprir sem ocorrência de déficits na hipótese de repetição da série histórica de vazões. Uma sofisticação desse critério é o uso de **curvas-**

guia, que definem grupos de centrais térmicas com custos semelhantes que devem ser despachadas para cada nível de armazenamento [4][5].

Registra-se que até a internalização da aversão ao risco nos modelos de programação da operação energética, determinada pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 3, de 6 de março de 2013, mecanismos análogos à curvas-guia eram adotados para assegurar a firmeza do sistema.

3.2 Critérios Estocásticos: Energia Garantida e Energia Assegurada

É comum a utilização das expressões Energia Garantida e Energia Assegurada como sinônimos. Entretanto, Energia Assegurada de um sistema hidrotérmico pode ser definida como um valor líquido em relação à Energia Garantida [3]. A diferença entre esses valores consiste no abatimento das indisponibilidades esperadas decorrentes de paradas forçadas e programadas. Tanto Energia Garantida quanto Energia Assegurada tem como objetivo mensurar a real disponibilidade energética de um sistema hidrotérmico. Todavia, é a Energia Assegurada que mais se aproxima da realidade ao considerar a probabilidade de falhas e de manutenções programadas. Energia Garantida e Energia Assegurada refletem a contribuição energética do conjunto de empreendimentos de geração no atendimento à carga [5]. São grandezas energéticas afetadas pela evolução do parque gerador e pela mudança dos critérios de planejamento.

Atualmente, adota-se no Brasil o conceito de Energia Assegurada para definição da carga crítica do parque gerador, tendo como critérios de suprimento: (i) igualdade entre custos marginais de operação e expansão; e (ii) risco de insuficiência de oferta inferior à 5%, ou seja, constatado na simulação da operação energética em até 5% dos cenários hidrológicos simulados [6].

3.3 Rateio da Carga Crítica e Garantias Físicas

No Brasil, os certificados de energia são denominados Garantias Físicas de Energia e correspondem à quantidade máxima de energia elétrica que um dado empreendimento poderá utilizar para fins de comprovação de atendimento de carga ou comercialização mediante contratos. Trata-se de um conceito formal, e cuja alteração depende de ato administrativo do Ministério de Minas e Energia, conforme art. 2º, § 2º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Outro modo de explicar o termo “garantia física” é defini-lo como um montante de energia alocado a um dado agente pelo Poder Concedente. É um parâmetro de comercialização que necessita estabilidade de modo a viabilizar a implantação de grandes centrais na modalidade *Project Finance*, devido à volatilidade de custos marginais e vínculos hidráulicos entre usinas presentes no sistema hidrotérmico brasileiro [3].

No momento da definição, a garantia física de um empreendimento corresponde à respectiva energia assegurada aferida sob uma ótica de risco e economicidade, podendo incluir em seu montante benefícios energéticos verificados em outras hidrelétricas da mesma cascata decorrentes de sua implantação (benefício indireto). Contudo, em decorrência da evolução do parque gerador e de mudanças nos critérios de planejamento, mesmo que o agente gerador cumpra integralmente suas obrigações contratuais, é esperado que a contribuição energética de seu empreendimento se distancie do valor originalmente certificado, para mais ou para menos.

Para repartir a carga crítica entre as centrais geradoras, primeiramente é realizado um rateio considerando como peso o valor econômico esperado da energia produzida, representado pela média aritmética dos produtos entre produção energética e custo marginal de operação para cada cenário hidrológico considerado na simulação. Assim, a carga crítica é dividida em dois grandes blocos de energia: Bloco Hidráulico e Bloco Térmico. Para repartir o Bloco Hidráulico entre as hidrelétricas, adota-se como ponderação um parâmetro físico: a Energia Firme de cada usina. O valor econômico da energia produzida é novamente adotado para repartir o Bloco Térmico entre as termelétricas. Portanto, fica evidente que a metodologia não prioriza a esperança de geração como critério de rateio. O objetivo é inserir racionalidade econômica no processo, considerando também o valor econômico da produção energética esperada, não apenas o montante de geração.

4.0 - AVALIANDO A ADEQUAÇÃO DO SUPRIMENTO

A ocorrência de altos custos marginais de operação em um dado momento não indica necessariamente desequilíbrio estrutural do sistema. Analogamente, a ocorrência de baixos custos marginais também não assegura adequação do suprimento. São necessários estudos específicos que visam desacoplar o sistema das condições conjunturais, avaliando-se a adequação do suprimento e o equilíbrio entre oferta energética estrutural e estoque de certificados de energia disponíveis no mercado.

Ao avaliar sistemas elétricos, é útil sintetizar a condição da adequação do suprimento em um balanço “oferta x demanda”. Em sistemas restringidos pela potência, o balanço é constituído pelo comparativo entre **disponibilidade máxima** do parque gerador e **máxima demanda instantânea**, ambas aferidas em unidades de potência. Em sistemas restringidos pela energia, a avaliação da adequação do suprimento se dá através do comparativo entre grandezas mensuradas em unidades de energia: **lastro energético** e **carga de energia**.

Ponto interessante é qual deve ser o excedente do balanço entre oferta e demanda em um sistema restringido pela energia. É intuitivo esperar que a oferta energética seja igual ou superior à carga, todavia, não há definição acerca do montante desse excedente. De fato, esse aspecto não tem relevância prática para a operação energética, uma vez que a situação conjuntural determina a política operativa. Porém, a avaliação estática ganha importância no âmbito estratégico para avaliar se o parque gerador instalado está compatível com o estoque de certificados de energia disponíveis no mercado, independentemente das condições conjunturais.

Destaca-se que uma revisão geral das garantias físicas, por si só, não melhoraria a segurança energética. O equilíbrio que deve ser mantido é entre lastro energético e o somatório das garantias físicas vigentes. As parcelas

alocadas a cada agente, derivadas de um critério de rateio adotado, tem importância secundária para adequação do suprimento, embora possam constituir um sinal econômico interessante para incentivar a eficiência operativa. Conforme já comentado, o rateio da carga crítica entre as centrais geradoras é realizado com base no valor econômico da energia produzida. Novamente, registra-se que o interesse primário não é que a garantia física reflita a esperança matemática de geração dos empreendimentos, e sim, inserir racionalidade econômica no processo. A ponderação por custos marginais tem papel importante para minimizar a falha de mercado conhecida na literatura como *missing money problem* [7], pois internaliza nas garantias físicas receitas extraordinárias as quais nenhum agente teria acesso devido ao teto regulatório imposto para o Preço de Liquidação das Diferenças. Assim, a condição a ser perseguida para manter o equilíbrio do mercado de energia pode ser expressa por:

$$\Psi_t \equiv \sum GF_t > \Omega_t \quad (1)$$

Ψ_t - oferta energética estrutural (lastro energético) do parque gerador instalado em um instante 't';

$\sum GF_t$ - soma das garantias físicas disponíveis no mercado de energia no instante 't';

Ω_t - carga de energia esperada no instante 't'.

Portanto, uma vez atendida a condição imposta pela Equação 1, a distribuição de garantias físicas entre os agentes não é relevante para a adequação do suprimento.

No Brasil, o jargão do Setor Elétrico denomina **Balanco Estático** o comparativo "oferta x demanda" entre lastro energético e carga de energia. Ao comparativo entre capacidade disponível e máxima demanda instantânea denomina-se **Balanco de Ponta**. Ambos são apresentados nos Planos Decenais de Expansão de Energia e apresentam metodologias distintas: enquanto a oferta do balanço de ponta é obtida a partir de metodologia que considera as condições físicas operativas do sistema, o balanço estático resume-se ao somatório das garantias físicas disponíveis no mercado, não considerando eventuais distanciamentos entre oferta energética e certificados. Dessa forma, a partir dos balanços estáticos apresentados nos planos decenais de energia, **não** é possível avaliar: (i) se há equilíbrio entre oferta estrutural e carga de energia esperada; (ii) nem se há equilíbrio entre o lastro energético e o estoque de garantias físicas disponíveis para comercialização.

5.0 - GARANTIA FÍSICA E INVESTIMENTOS

Apesar da complexidade do procedimento descrito na Portaria MME nº 258, de 2008, a parcela local da garantia física de uma central hidrelétrica resume-se a uma operação linear sobre sua respectiva energia firme:

$$GF_{i_{local}} = \theta \times EF_i \quad (2)$$

$GF_{i_{local}}$ - garantia física local da hidrelétrica 'i' (desconsiderando eventual benefício indireto);

θ - operador linear obtido a partir da relação entre o Bloco Hidráulico e a Energia Firme Total das hidrelétricas;

EF_i - energia firme da hidrelétrica 'i'.

Não se encontrou explicitamente a motivação do rateio do bloco hidráulico ser realizado tendo como ponderador a energia firme. Contudo, algumas hipóteses mostram-se bastante razoáveis. Primeiramente, é usual em sistemas elétricos a utilização da produção energética em períodos de escassez como métrica da contribuição energética de um empreendimento para a adequação sistêmica [8]. Adicionalmente, o Brasil migrou de uma avaliação do lastro das hidrelétricas a partir da energia firme para a energia assegurada. Portanto, um modo eficiente de mitigar resistências em relação à mudança metodológica seria adotar um critério que não apresentasse efeitos redistributivos. Em termos práticos, a mudança de critério incrementou o lastro de todos os empreendimentos hidrelétricos por um mesmo fator, não resultando prejuízos para os geradores envolvidos.

As garantias físicas de novos empreendimentos são divulgadas antes da realização dos leilões de energia nova. Dessa forma, os interessados conseguem definir qual o melhor lance que podem ofertar, considerando suas estratégias. Portanto, não há interesse imediato dos investidores em discutir a metodologia e os parâmetros adotados no procedimento de cálculo. A informação crucial é se o fluxo de caixa de caixa ofertado pelo Poder Concedente, materializado pela garantia física do empreendimento e pelo preço-teto, permitirá o retorno do capital investido com taxas atrativas.

Comportamento diverso é constatado quando há necessidade de revisão extraordinária de garantia física de hidrelétricas em decorrência de fatos relevantes, atualmente regulada na Portaria MME nº 861, de 18 de outubro de 2010. Uma vez que o agente já possui outorga do empreendimento de geração, seu comportamento racional é envidar esforços para maximizar os ganhos energético e consequentemente maximizar as receitas futuras. Nesses casos, parâmetros técnicos são minuciosamente discutidos, estudos paralelos são contratados, eventualmente novas metodologias para calcular os ganhos energéticos são apresentadas.

Em um processo de revisão geral de garantias físicas a complexidade aumenta. Trata-se de uma arena onde interesses entrarão em conflito, sendo esperada a ocorrência de resultados redistributivos dos direitos de comercialização de energia sem a ocorrência de fatos geradores que os justifiquem. É medida de alto custo regulatório, e, conforme será discutido, não necessariamente apresenta benefícios ao sistema elétrico devido à necessidade de melhorias metodológicas.

6.0 - OPERADOR θ E OS PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

Fixados os parâmetros técnicos das centrais hidrelétricas, o cálculo da energia firme individual e sistêmica apresentam resultados unívocos. Por outro lado, para um mesmo conjunto de parâmetros técnicos, o Bloco Hidráulico pode variar significativamente de acordo com os parâmetros econômicos e de modelagem de carga adotados na simulação. Para demonstrar essas relações, adotou-se o deque de referência do Leilão A-5 de 2014, de modo a demonstrar a necessidade de aprimoramento metodológico para cálculo de garantias físicas.

Os cálculos energéticos foram realizados com o modelo NEWAVE 19 e auxílio da ferramenta EASSEG 19, ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobras CEPEL. Para cálculo da Energia Firme, adotou-se o Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas - MSUI, versão 3.2, desenvolvido pela Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras.

6.1 Parâmetros econômicos e o Operador θ

Observou-se a variação do operador θ em relação à variação de dois importantes parâmetros econômicos adotados nos estudos energéticos do setor elétrico brasileiro: custo marginal de expansão e custo do déficit. O intervalo de variação do custo marginal de expansão foi definido de modo a abarcar os diferentes valores adotados nos recentes Planos Decenais de Energia. O intervalo de variação do custo do déficit foi definido de modo a englobar o valor adotado no cálculo das garantias físicas do Leilão A-5 de 2014 (R\$ 3.150/MWh) e o montante de R\$ 12.845/MWh, valor estimado para o atual custo do déficit do sistema elétrico brasileiro, considerando uma profundidade considerável de corte de carga, a partir de metodologia simplificada descrita em [9]. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 2.

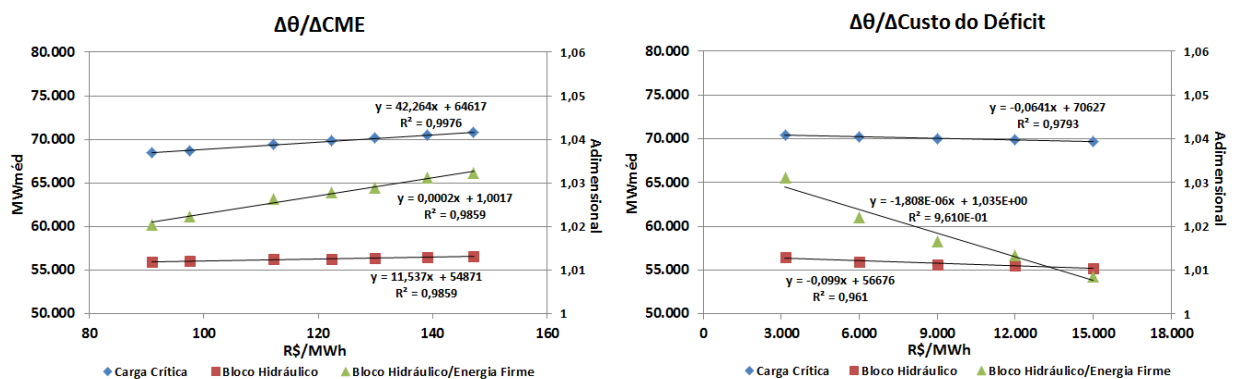


Figura 2 - Variação do Operador θ em relação à variação de parâmetros econômicos da simulação.

As derivadas das equações de regressão permitem avaliar o impacto da variação de cada parâmetro no operador linear θ . Observa-se que o custo do déficit adotado modifica pouco a relação Bloco Hidráulico/Energia Firme. Registra-se, ademais, que o aumento do custo do déficit de R\$ 3.150/MWh para R\$ 15.000/MWh implicou uma redução da geração termelétrica esperada de apenas 2,4%.

O custo marginal de expansão apresenta impacto mais expressivo sobre os resultados. A título ilustrativo, um acréscimo de R\$ 15/MWh ao custo marginal de expansão adotado para convergência das simulações, de R\$ 139/MWh, elevaria a carga crítica do sistema em aproximadamente 634 MW médios e o bloco hidráulico em 173 MW médios. Tais montantes são comparáveis respectivamente à oferta energética da UHE Serra da Mesa (1.275 MW) e da UHE Baixo Iguaçu (350,2 MW).

6.2 Perda da Capacidade de Regularização e Patamares de Carga

A Portaria MME nº 258, de 2008, determina a adoção de um patamar único de carga para cálculo de garantias físicas. Essa premissa encontra respaldo no fato de que um sistema restringido pela energia atende naturalmente às máximas demandas instantâneas, alocando eficientemente a geração na curva de carga. Até recentemente, essa situação era facilmente verificada no Brasil devido à alta relação energia armazenável/carga de energia. No entanto, devido à inclusão de grandes centrais a fio d'água e produção energética sazonal é necessário reavaliar essa premissa implícita da metodologia.

Para tanto, calculou-se a oferta estrutural do sistema considerando patamar único e três patamares de carga, mantendo-se demais parâmetros constantes, avaliando-se, assim, de que modo a modelagem da curva de carga afeta o lastro energético. Os fatores necessários para modelagem do sistema em três patamares foram obtidos do deque de referência do Plano Decenal de Energia 2023.

Os resultados não demonstraram diferenças significativas entre as simulações com patamar único e três patamares de carga. Portanto, considerando apenas esse experimento, infere-se que o sistema hidrotérmico brasileiro manterá sua característica de alocar de modo eficiente a geração na curva de carga, mantendo-se como um sistema restringido pela energia.

Por outro lado, são notórias as dificuldades operativas que o ONS tem encontrado para o atendimento à ponta. Considerando que modelos energéticos não indicam um problema estrutural de alocação de geração na curva de carga, e que é notória a dificuldade de atendimento à ponta, investigações devem ser realizadas de modo a esclarecer se as dificuldades de atendimento à ponta decorrem de uma mudança na restrição principal do sistema

elétrico brasileiro, fenômeno cujo qual não é capturado pelos modelos energéticos adotados atualmente; ou se a problemática resulta de desequilíbrios estruturais entre oferta e demanda e/ou gargalos nos sistemas de transmissão e distribuição.

6.3 Energia Firme e Período Crítico

Analisa-se a operação do parque hidrelétrico no período crítico a partir de simulações determinísticas com o MSUI. Comparou-se os resultados de produção energética e de energia armazenada das configurações hidrelétricas do Leilão da UHE Santo Antônio (que não inclui as grandes centrais a fio d'água do norte do Brasil) e do Leilão de Energia Nova A-5 de 2014. O objetivo foi avaliar se a inclusão das grandes centrais a fio d'água altera o comportamento da produção das hidrelétricas. Registra-se que o modelo computacional foi parametrizado para buscar o período crítico do sistema de modo a compará-lo com aquele estabelecido na Portaria MME nº 258, de 2008 (de junho/1949 até novembro/1956).

Os resultados da operação energética ao longo do Período Crítico estão apresentados nas Figuras 3 e 4. Primeiramente, verifica-se que o período crítico encontrado nas simulações permanece com início em junho de 1949, encerrando-se em novembro de 1955, ou seja, um ano antes do período adotado nos estudos oficiais. Adicionalmente, observa-se que o comportamento da energia armazenada do sistema praticamente não se altera com a inclusão das grandes centrais a fio d'água. Todavia, constata-se uma sazonalidade mais acentuada na produção energética nos anos finais do período crítico.

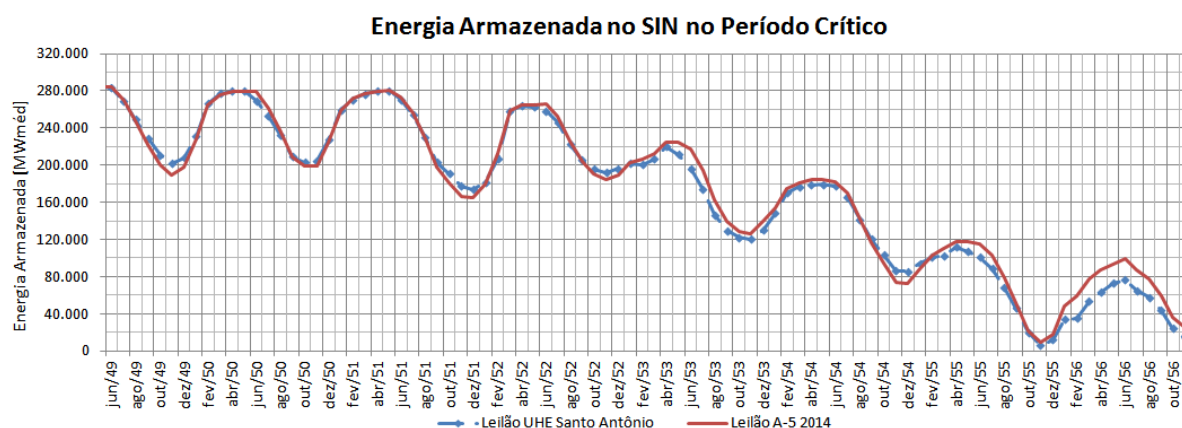


FIGURA 3 - Energia armazenada no SIN durante o período crítico calculado pelo MSUI.

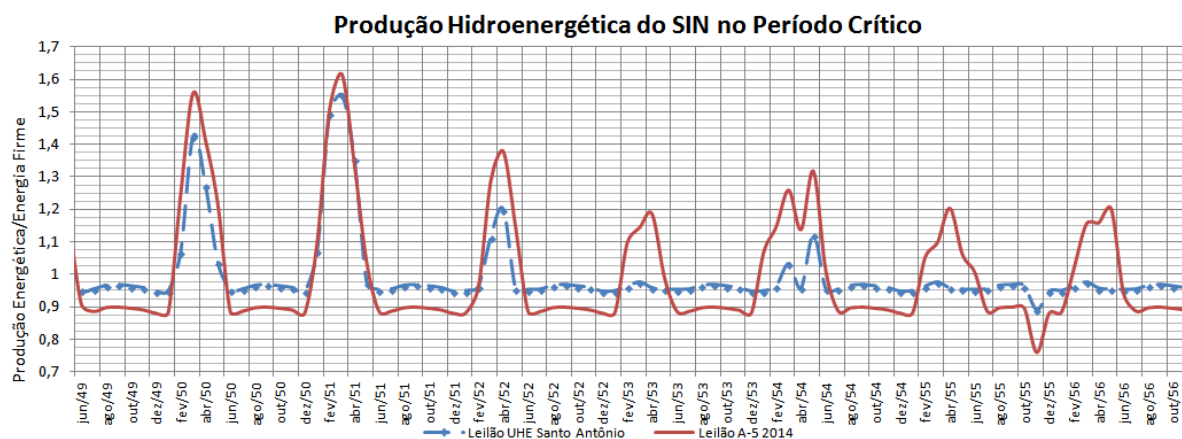


FIGURA 4 - Produção energética das hidrelétricas do SIN durante o período crítico calculado pelo MSUI.

Aspecto relevante é a análise da produção mínima do parque hidrelétrico no período crítico. Conforme demonstrado na Figura 4, enquanto na configuração hidrelétrica do Leilão da UHE Santo Antônio a produção mínima é de 95% da energia firme, na configuração do Leilão A-5 de 2014 esse montante reduz para 88%. Nota-se que, na configuração mais recente, o parque hídrico disponibiliza energia secundária mesmo no ano em que ocorre o completo deplecionamento dos reservatórios. Registra-se que o último mês do período crítico foi desconsiderado das análises por apresentar geração significativamente inferior aos demais valores.

O histórico completo de geração calculado pelo MSUI também foi apreciado. Constatou-se que na configuração do Leilão da UHE Santa Antônio, a geração do parque hidrelétrico ficou abaixo de 95% da energia firme em apenas 6,7% dos meses simulados. Na configuração do Leilão A-5 de 2014, o fenômeno ocorreu em 49,8% dos meses. Assim, é necessário investigar se o conceito de energia firme ainda é adequado como ponderador do bloco hidráulico.

7.0 - DISCUSSÃO SOBRE O PROCESSO DE REVISÃO DE GARANTIAS FÍSICAS

Ficou demonstrado que a distribuição da oferta energética estrutural do sistema entre os agentes não impacta diretamente a segurança energética. Entretanto, é essencial que haja incentivos para que agentes geradores envidem esforços para extrair plenamente o potencial hidráulico de que dispõem. Entende-se que uma diretriz fundamental, mesmo para os processos de revisão ordinária, é exigir que o aumento/redução de garantia física ao longo da vigência do contrato de concessão decorra de fatos geradores concretos.

Agentes que invistam em melhorias devem ter uma compensação econômica sob a forma de incrementos em suas garantias físicas. Agentes que não cumprem requisitos contratuais e regulatórios devem ter redução proporcional de seus certificados. Por outro lado, qual a razão de conceder aumento de garantia física para empreendimentos que não promoveram melhorias? Por que reduzir a garantia física de um empreendimento que cumpre seus requisitos contratuais e ainda se encontra no período de amortização dos investimentos? Isso contraria a motivação para a adoção de um modelo de certificados de energia: dar previsibilidade às receitas. Portanto, critérios de exclusão de revisão devem ser criados de forma a proteger agentes que cumpram integralmente suas obrigações contratuais, além de evitar que empreendimentos que não investiram em melhorias se beneficiem do processo.

Alguns alegariam que a legislação limita a redução de garantia física em até 5% em cada revisão e em até 10% ao longo de toda a vigência do contrato de concessão, sendo regra conhecida previamente aos leilões. Porém, os contratos de concessão não detalham quais riscos devem ser assumidos pelos geradores no momento das revisões, prevendo apenas que a revisão se dará "na forma da legislação".

Atualmente, eventuais desvios entre oferta estrutural e estoque de garantias físicas são compensados através de contratação adicional de geração através de leilões de reserva, cujos custos são arcados pelos consumidores mediante encargo específico. Assim, parece-nos óbvio que eventuais desvios positivos devam ser revertidos aos consumidores, formando uma reserva sistêmica.

Ademais, é necessário reavaliar se a metodologia vigente para cálculo das garantias físicas é adequada à realidade operativa esperada para o parque gerador brasileiro. Assim, uma investigação dos fenômenos apresentados contribuiria para a eficiência dos próximos certames de novos empreendimentos. Sem uma rigorosa avaliação e eventuais adaptações, a realização de uma revisão geral de garantias físicas apresentaria resultados falaciosos, não contribuindo para segurança energética, nem para a eficiência do mercado.

8.0 - CONCLUSÃO

O trabalho apresentou os fundamentos teóricos que embasaram o desenho do modelo de certificados de energia adotado no Brasil. Discutiram-se as dimensões que envolvem a avaliação da segurança energética, as restrições indicativas da expansão de parques geradores, e de que modo esses conceitos devem ser utilizados no caso do sistema elétrico brasileiro. Demonstrou-se que a adequação do suprimento de energia depende da compatibilidade entre oferta energética estrutural e estoque dos certificados de energia, e que o modo de rateio da oferta sistêmica entre os agentes tem importância secundária. Foram apontadas necessidades de melhoria nas metodologias adotadas para cálculo das garantias físicas de energia com vistas a compatibilizá-las à nova realidade operativa do parque gerador brasileiro. Por fim, discutiram-se pontos estruturais a serem observados em processos de revisão de garantias físicas.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BATLLE, C.; RODILLA, P. A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. **Energy Policy**, v. 38, p. 7169-7179, nov. 2010.
- (2) DOORMAN, G.L. **Peaking Capacity in Restructured Power Systems**. Tese (Doutorado em Engenharia) - Norwegian University of Science and Technology.Trondheim. nov. 2000. p. 12-17.
- (3) SILVA, E. L. da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.
- (4) CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015**: Volume II, Estudos Básicos. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1994. p. 40-45
- (5) FORTUNATO, L. A. M. *et al.* **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF,1990.
- (6) CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução n. 9, de 28 de julho de 2008. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, 29 jul. 2004. Seção 1. p. 68.
- (7) BATLLE, C.; RODILLA, P. Security of electricity supply at the generation level: problem analysis. **Energy Policy**, v. 40, p. 177-185, 2012.p.184.
- (8) BATLLE, C.; Pérez-Arriaga, Ignacio. Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. **Utilities Policy**, v. 16, p. 184-193, 2008.p.186.
- (9) LONDON ECONOMICS INTERNATIONAL. **Estimating the Value of Lost Load**. Boston. jun. 2013. p. 55-64

10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cássio Giuliani Carvalho nasceu em Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil, em 13 de janeiro de 1986. Em 2008, graduou-se Engenheiro Eletricista pela UFSM/RS, onde atuou em diversos projetos de P&D junto ao Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente, atualmente denominado CEESP. É Especialista em Sistemas Elétricos pela UNIFEI/MG, onde atualmente é mestrando. De 2008 a 2014 atuou Ministério de Minas e Energia, desempenhando atividades relacionadas ao planejamento da expansão do parque gerador, à segurança energética e à análise de Projetos de Lei afetos ao Setor Elétrico.



Adriano Jeronimo da Silva nasceu em Ji-Paraná, Rondônia, Brasil, em 13 de fevereiro de 1979. Em 2000, graduou-se Engenheiro Eletricista pela UFMS/MS. Em 2003, concluiu o Curso de Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP/SP onde atuou em diversos projetos de P&D/ANEEL. Desde 2005 trabalha no Ministério de Minas e Energia.



José Wanderley Marangon Lima é graduado em Engenharia Elétrica pelo IME/RJ (1979) e em Administração de Empresas pela UFRJ/RJ (1980). Tem Mestrado em Engenharia Elétrica pela UNIFEI (1991) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1994). Realizou o Pós-Doutorado na University of Texas at Austin na área de Pesquisa Operacional entre 2005 e 2006. Foi engenheiro da Eletrobrás entre 1980 e 1993 onde trabalhou em planejamento e operação de sistemas elétricos. É professor titular na UNIFEI e pesquisador 1C do CNPq desde 1995.