Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Um Olhar sobre o Dimensionamento Energético Econômico de Aproveitamentos Hidroelétricos de Médio e Grande Porte num Ambiente de Transição Energética

LUIZ CLAUDIO GUTIERREZ DUARTE(1); RAFAEL RIGAMONTI(2);
GLOBAL PM(1); Eletrobras(2);

RESUMO

O presente artigo apresenta uma reflexão sobre a questão do dimensionamento energético-econômico de projetos de geração de UHEs de médio e grande porte. Serão trazidos pontos de concordância com a metodologia atual como também algumas questões que devem ser atentadas para um sistema que durante décadas era predominantemente hidráulico, com uma vantagem comparativa em relação a outros congêneres dada a plurianualidade dos seus reservatórios, para um sistema hidro-termo-eólico. Nesta transição energética os autores acreditam que ainda existe um grande espaço para projetos de UHEs, mesmo com a redução dos valores esperados de capacidade instalada apresentados nos sucessivos Planos Decenais de Energia. Para a consecução dos seus objetivos este informe técnico utilizou de recursos computacionais advindos dos seguintes modelos energéticos: Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) e Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUISHI) pertencentes a Eletrobras e Cepel, respectivamente.

PALAVRAS-CHAVE

Dimensionamento Energético Econômico, Energia Firme, Critérios de Suprimento, UHEs, Viabilidade

1.0 - INTRODUÇÃO

Até o final do século passado a Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB) caracterizava-se como um sistema basicamente hidroelétrico, cuja regularização plurianual representava uma vantagem comparativa em relação a outros sistemas mundiais análogos. A singularidade deste sistema foi resultado da complexidade de gerir o compartilhamento de uma reserva hídrica entre os diversos agentes. Além disso, a existência de um acoplamento temporal implicou na contínua preocupação dos tomadores de decisão em tentar atender os consumidores presentes e futuros ao mínimo custo possível. Tal função objetiva configura-se num problema de otimização estocástica de grande porte cuja resolução foi acompanhada com a crescente evolução tecnológica e comercial da microinformática, como também da programação matemática. Entretanto, uma trajetória disruptiva na indústria de eletricidade mundial a partir de um consenso científico sobre o Aquecimento Global Antropogênico (AGA) trouxe, pelo lado da oferta, fontes intermitentes de energia (eólica e solar) os quais, em razão do aumento da escala de produção, têm se tornado cada vez mais competitivas. Dessa maneira, a UHE outrora vetor mais importante da IEEB para a expansão, está enfrentando uma série de desafios, principalmente de carácter socioambiental, em razão da maior parte dos aproveitamentos se concentrarem na região Norte. Deixando de lado as críticas dos céticos ao AGA e do pretenso consenso científico sobre a matéria, o fato é que a inserção/integração das fontes não controláveis de energia ocasionarão um trade off entre segurança operativa e as questões socioambientais para as novas UHEs.

(*) Rua Mariz e Barros, n° 38 – CEP 24.220-121 Niterói, RJ, Brasil
Tel: (+55 21) 98875-3987 – Email: luizcgutierrez@globo.com

Não obstante os obstáculos advindos para as UHES pela Transição Energética, esta pode trazer uma nova oportunidade para os aproveitamentos hidroelétricos. Tal fato deve-se a flexibilidade operativa que UHEs entrantes ou repotenciadas podem oferecer para enfrentar a instabilidade de fontes intermitentes de energia. Sendo assim, suas unidades de ponta podem concorrer ou mesmo superar outros procedimentos, tais como: UTEs de partida rápida, armazenamento de energia ou criação de redes inteligentes. Portanto, a hidroeletricidade será ainda por um bom tempo de importância vital no atendimento ao binômio energia-ponta.

O presente informe técnico convida aos interessados no desenvolvimento sustentável da IEEB a refletirem a respeito deste tópico chave do Planejamento da Expansão. Para auxiliar nesta reverberação o trabalho em tela está estruturado, além dessa introdução, em mais 4 seções. A seção 2 apresenta um breve histórico do planejamento da expansão nos últimos 15 anos. Em seguida, faz-se algumas considerações sobre os critérios de suprimento. O tópico posterior discute o dimensionamento energético-econômico tanto no aspecto metodológico quanto outros temas ainda não respondidos pelo agente planejador. Por fim, a última seção é reservada para as considerações finais.

2.0 - BREVE HISTÓRICO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

(1) e (2) identificam sete fases da trajetória do PESE sendo que a última pode ser desmembrada, de acordo com o momento atual, em duas fases:

i) Fase da Pretensão e Crise (2004 a 2016) - Revigoramento do Planejamento e Medidas Populistas.

O novo desenho da IEEB, a partir de novos diplomas legais (Leis 10.847 e 10.848 de 15/03/2004 e 5.163 de 30/07/2007), colocou duas premissas para a garantia da expansão da geração, quais sejam (3): todos os consumidores (cativos ou não) devem ter 100% de suas demandas cobertas por contratos e as distribuidoras somente podem comprar energia por meio leilões de contratos. Tais regras fizeram com que a competição no segmento de geração não esteja no mercado spot (**Competição no Mercado**) e sim nos contratos estabelecidos pelos agentes vencedores antes do projeto de geração ser construído (**Competição pelo Mercado**)[1]. Nesta fase, foram criados os seguintes órgãos: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrica (CMSE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A CCEE é um organismo responsável pela comercialização de energia elétrica realizada nos ambientes de contratação livre (ACL) e regulado (ACR). O CMSE é uma entidade responsável em avaliar a segurança da energia elétrica. A EPE substituiu o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão (CCPE), mas com uma atribuição que envolve todo o sistema energético, ao contrário do passado que concentrava única e exclusivamente no setor elétrico. Apesar do carácter positivo, tanto em termo de estrutura quanto de integração energética, o período em tela proporcionou uma grave crise. O fato gerador foi a posição dos governos da época em privilegiar a modicidade tarifária em detrimento da segurança energética. Esta escolha ficou nítida a partir da Lei 12.783/2013.Tal procedimento, num momento de custo crescente associado ao atraso em obras de geração e transmissão, bem como condições climáticas desfavoráveis associada a má gestão de operação dos reservatórios, em razão de atraso no despacho de termoelétricas, trouxeram consequências bastante negativas para a IEEB[2]. Chega-se em 2015 a uma inadimplência no mercado de energia elétrica da ordem de R$3,00 bilhões no mercado de curto prazo e gerou paralisação das liquidações na CCEE.

ii) Fase de Impulso de Atividades Competitivas na IEEB (a partir de 2017): CP 33 e Modernização do Setor Elétrico

Apesar da grave crise econômica que o Brasil atravessa observa-se uma certa resiliência da IEEB. Isto pode ser representado pelos Leilões de Transmissão nº 4/2018 e Leilão de Energia Nova A4/ 2019 os quais alcançaram deságios de 46% e 45%, respectivamente. Isto trará bons efeitos com relação a modicidade tarifária. Além disso, os sinais dados primeiramente pela Consulta Pública nº 33, bem como o compromisso do governo atual com a redução do Estado nas atividades competitivas do setor elétrico, podem ser vistas a partir da criação, pelo Ministério de Minas e Energia, do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico (Portaria nº 187 de 4/04/2019). Tal ação está sendo percebida pela IEEB de modo positivo. Entretanto, a confiança dos agentes poderá ser contida caso as propostas de uma agenda liberal para o setor elétrico não sejam aprovadas pelo Congresso Nacional.

Desde 2017 percebe-se que a EPE tem tido progressivamente uma atuação próxima a, segundo abordagem de (5), de um Arquiteto de Escolhas. Este pode ser definido como o responsável em organizar o contexto no qual os agentes irão tomar decisões sem tentar bloquear ou obstruir a livre escolha dos mesmos.

---

1 Tal argumento elimina a crítica, baseada nos princípios de subaditividade de custo e sobreaditividade de produto, de que dada a característica do sistema hidrotérmico brasileiro é uma falácia dizer que existe competição no segmento de geração, uma vez que a formação de preços é originada de um modelo de otimização (4). Portanto, se comporta como um monopólio natural. Entretanto, se é colocada a competição pelo mercado e não na competição no mercado a afirmativa anterior é descaracterizada pois a mesma não é realizada no mercado spot.

2 Outro fator de perda pode ser constatado nos contratos relativos a acordos internacionais de integração energética os quais foram violados seja por desapropriação de ativos (Bolívia) seja por racionamento de energia importada (Venezuela).

3.0 - CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

Atualmente a IEEB se vê diante de uma transformação do seu sistema de produção de energia elétrica. Isto pode ser visto a partir do portfólio de projetos de geração onde constam a entrada de UHEs que nada contribuem para aumentar a capacidade de regularização plurianual, aumento do bloco térmico e fontes de geração não controláveis que podem provocar instabilidades no sistema. Portanto, será que os conceitos e métricas utilizados no momento respondem aos problemas advindos de um Sistema Hidrotérmico-Eólico? As próximas subseções realizam um breve apanhado dos critérios de suprimento utilizados pela IEEB[3].

3.1 Critério Tradicional de Suprimento

Este enfoque, de natureza determinística, define o Suprimento de Energia como a capacidade do parque gerador ser capaz de atender ao mercado projetado sem déficits de energia no caso da ocorrência de qualquer das sequências de vazões existentes no registro histórico. Já o Suprimento de Ponta, relaciona-se ao sistema gerador ser capaz de atender, sem déficits de potência, a demanda máxima do mercado, considerando os fatores de reserva associados às taxas de saídas de unidades geradoras, devido às paradas forçadas por quebra e manutenção preventiva. Atualmente, sua utilização se faz presente no dimensionamento energético-econômico de UHEs (cf.4) e como fator de ponderação para o cálculo da garantia física de UHEs[4]. Os principais conceitos associados ao Critério Tradicional são:

i) Energia Firme ou Carga Crítica de um Sistema Gerador – máxima carga média anual constante que pode ser atendida continuamente, sem déficits, na hipótese de repetição de toda a sequência de vazões afluentes naturais registradas no período crítico;
ii) Período Crítico – maior período de tempo correspondente à sequência de afluências naturais históricas em que os reservatórios do sistema, partindo do cheio, são deplecionados ao máximo possível para garantir o atendimento à carga crítica deste sistema, sem reenchimentos totais intermediários;
iii) Energia Firme de uma Usina (Energia Firme Local) – é o valor esperado de energia que uma UHE é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema[5]. O cálculo da energia firme, tanto do sistema gerador quanto local, é feito a partir de uma simulação que não leva em conta a combinação da sequência hidrológica com a dinâmica da expansão do sistema (Simulação Estática)[6].
iv) Energia Média de um Sistema ou Usina – é a média das energias geráveis mensais em todo o período do histórico;
v) Energia Secundária de um Sistema ou Usina – diferença entre a energia média e a firme;
vi) Reserva de Potência de um Sistema – diferença entre a capacidade de geração disponível do sistema e a sua demanda máxima num dado momento;
vii) Reserva de Potência Operativa – potência mínima recomendada que deverá ficar à disposição do sistema, para atender a saídas programadas de unidades geradoras, erros de previsão de carga e ponta instantânea, dentro da demanda horária.

3.2 Critério Probabilístico de Suprimento

A crítica mais contundente ao critério tradicional vem do fato de dada repetição do comportamento passado haverá apenas uma hipótese de evento único e sendo assim a distribuição espacial das vazões no período crítico possuirá apenas uma única realização

A abordagem probabilística começou a ser elaborada em 1979 e obteve sua aprovação em 1989 pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Seu objetivo foi assegurar que o planejamento da expansão resultasse num plano capaz de atender o mercado previsto com uma qualidade de serviço aceitável. Sendo assim, define-se então a Energia Garantida (EG) de um sistema hidrotérmico como a máxima carga média anual constante que pode ser suprida continuamente, de forma a atender a um critério probabilístico de garantia de suprimento. (2, 7, 8, 9,10 e 11) apresentam os métodos que podiam atender ao procedimento em tela, sendo que o escolhido foi, para os suprimentos de energia e ponta, o risco anual de déficit de energia e a probabilidade de perda carga (*Loss of Load Probability – LOLP*).

---

3 Este assunto é tratado de forma mais extensiva em (2).

4 Até 1986 este critério era aplicado no planejamento da expansão tanto na avaliação de condição de atendimento quanto na definição dos contratos de suprimento entre empresas.

5 (6) comenta que este conceito surgiu no século XIX, associado ao dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água às cidades. No tocante ao setor elétrico brasileiro, sua utilização já era conhecida na década de 1950, com um enfoque mais otimista, pois baseava-se no segundo período mais seco da história. Tal fato contribuiu para a existência de racionamentos na época.

6 Durante cerca de três décadas o cálculo oficial de energia firme das UHES era feito pelo Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) de propriedade da Eletrobras. Este foi substituído pelo Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUISHI), pertencente ao Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel).

Na década de 1990 o sistema interligado era predominantemente de hidroelétricas, com grande regularização anual. Esta propensão fez com que a energia prevalecesse em relação a potência nos estudos de expansão da oferta de energia elétrica[7]. A descrição das etapas de cálculo pode ser vista em (12).

Na primeira década do século XXI foram apresentadas duas resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Resolução nº 1 de 17/11/2004 do CNPE e Resolução de nº 9 de 28/07/2008, o qual estabeleciam critérios de suprimento baseados na segurança operativa e na econômica, respectivamente. Entretanto, ambas as resoluções ainda apresentavam incoerências a respeito do tratamento dado tanto a métrica de risco quanto ao custo de déficit o qual refletia na garantia física. Tal fato criou um desacoplamento entre os processos de planejamento (operação e expansão) e os critérios de garantias suprimento. (13,14 e 15) apresentam procedimentos inovadores, sendo que o último foi elaborado pelo Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico.

4.0 - DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO ECONÔMICO DE UHES

4.1 Definição de Estudos a Nível de Viabilidade

No Brasil, os estudos que antecedem a construção de um aproveitamento hidrelétrico são realizados em diferentes graus de profundidade e estruturados em cinco etapas principais: Estimativa; Inventário; Estudo de Viabilidade; Projeto Básico e Projeto Executivo.

Os estudos de dimensionamento energético-econômico concentram-se nas etapas de Inventário e Estudo de Viabilidade. Especialmente nessa última, ou seja, é na viabilidade que se dá o dimensionamento final de um empreendimento hidrelétrico, isto é, o aproveitamento racional do sítio em questão.

Entende-se por dimensionamento energético-econômico a definição dos principais parâmetros de um aproveitamento hidrelétrico que tem influência direta no seu desempenho energético (níveis de armazenamento, potência instalada e quedas das turbinas).

Os estudos em nível de Inventário se desenvolvem com objetivo de avaliar o potencial energético de uma bacia hidrográfica, concluindo com uma alternativa de divisão de queda natural da bacia, com as características preliminares e estimativas de custos de cada aproveitamento da alternativa selecionada[8].

Os estudos em nível de Viabilidade são executados em profundidade, objetivando selecionar um projeto específico, dentre aqueles da alternativa de divisão de queda da bacia escolhida, a melhor alternativa de localização de barragem, além de definir o dimensionamento energético e o arranjo físico para otimizar a razão benefício/custo, de forma a comprovar a viabilidade técnico-econômica do empreendimento. As análises de Inventário e de Viabilidade são realizadas por empresas de eletricidade, autoprodutores e, com menos frequência, comercializadores de energia, sendo os mesmos analisados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Na análise energética do empreendimento utiliza-se o Critério Tradicional (cf 3.1). A razão disso se deve a facilidade de implementação computacional, garantindo assim tanto a reprodutibilidade quanto à transparência dos resultados, que são condições fundamentais num ambiente competitivo. Desse modo, a avaliação do benefício energético de um aproveitamento hidroelétrico se dá por meio do ganho de energia firme que o mesmo acrescenta ao sistema.

4.2 Sistema de Referência

Carteira de usinas geradoras de energia elétrica que possibilitará a quantificação energético-econômica do projeto em estudo. Para isso, nos estudos de viabilidade serão necessários dois sistemas de referência que representarão as configurações, puramente hidráulicas, com e sem a usina. Recomenda-se que o sistema de referência contenha no mínimo as usinas existentes, em construção, previstas no Plano Decenal e aquelas que fazem parte da divisão de quedas aprovadas onde o projeto hidroelétrico analisado está contido.

4.3 Benefícios Energéticos

---

7 O binômio energia-potência por muito tempo foi tratado de maneira distinta pelas áreas de planejamento da geração (potência é uma consequência da energia) e da transmissão (potência instantânea). Diante disso, os modelos de confiabilidade foram pouco utilizados pelo planejamento da expansão da geração.

8 Nessa etapa utiliza-se técnicas de análise multiobjetiva. Tal ferramenta consta do Modelo de Sistema de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (SINV) pertencente ao Cepel. Os procedimentos metodológicos são descritos em (16). Cabe também destacar um outro produto, Modelo de Otimização de Inventários Hidroelétricos (HERA), originado de um P&D proposto pela EDF Norte Fluminense a Aneel e executada pela PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.

Devem ser determinados por simulações dos sistemas de referência com e sem a usina em estudo. Sendo assim, podem ser obtidos os seguintes parâmetros energéticos: Ganho de Energia Firme do Sistemas (ΔEFS): incremento na energia firme do sistema com a entrada do aproveitamento em análise, em MW médios; Ganho de Potência Disponível (ΔPD): acréscimo na potência disponível do sistema com a inclusão do aproveitamento em análise, em MW; Variação de Energia Secundária (ΔES): adição na energia secundária do sistema com a entrada do aproveitamento em análise, em MW médios.

Tanto o MSUI quanto o SUISHI, conforme já comentado, podem ser utilizados. Cabe observar que nos estudos de viabilidade a configuração deve ser estática e puramente hidráulica.

4.4 Parâmetros Econômicos

São os parâmetros que permitem valorizar economicamente cada um dos benefícios energéticos ao longo do tempo: Custo Marginal de Referência para Dimensionamento de Energia – CRE (R$/MWh); Custo Marginal de Dimensionamento de Ponta – CRP (R$/kW/ano) e Custo Marginal de Energia Secundária – CRES (R$/MWh).

Os Custos Marginais de Referência para Dimensionamento devem representar, na data de entrada em operação do empreendimento, o valor equivalente de uma série crescente de custos marginais do sistema ao longo da vida útil do aproveitamento. Tanto o CRE quanto o CRP podem ser fornecidos por modelo computacional com horizonte de longuíssimo prazo tal como o Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP) do Cepel[9]. Cabe comentar a carência de informações a respeito destes indicadores. Tanto o CRE quanto o CRP não são apresentados a bastante tempo, o que obriga os analistas a trabalharem com valores próximos ao CME para a valorização da energia e considerar nula a ponta. O CRES pode ser representado pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO), porém o valor da mesma está sendo questionada dada a diferença entre o valor atribuído a Itaipu (R$35,97/MWh) e aos demais agentes (R$12,41/MWh), conforme Resolução Homologatória da Aneel nº 2498/2018 (17).

4.5 Metodologia Tradicional

A metodologia utilizada para otimizar os parâmetros físico-operativos de um empreendimento hidrelétrico é baseada na análise benefício/custo incremental[10] cuja expressão é a seguinte:

$$\frac{\Delta B}{\Delta C} = \frac{8760 * 10^6 * (\mathrm{CRE} * \Delta\mathrm{EF} * + \mathrm{CRS} * \Delta\mathrm{EFS} + \mathrm{CRP} * \mathrm{PDS})}{\Delta\mathrm{Inv} * \mathrm{FRC}(i,n) + \Delta\mathrm{CO} \wedge M}$$

Onde:

ΔInv – variação do investimento na usina, com juros durante a construção, em R$ 10^6;

FRC (i,n) – fator de recuperação do capital a uma taxa de desconto "i" e vida útil "n";

ΔCO&M – Variação do custo anual de operação e manutenção; em R$ 10^6/ano.

A expressão acima é utilizada, primeiramente, na definição do Nível de Armazenamento Máximo (NAmáx.) do aproveitamento. Em seguida, dimensiona-se o volume útil, isto é, o Nível de Armazenamento Mínimo Operativo (NAmín.)[11]. Finalmente, com os parâmetros do NAmáx e NAmin fixados, escolhe-se a potência a ser instalada no empreendimento.

Com relação as quedas de projeto[12] e de referência[13], nada impede que também se faça uma análise benefício/custo incremental. Todavia, tem sido usual dimensionar a primeira por intermédio da obtenção da queda de maior frequência observada em simulação da usina no período crítico, enquanto a segunda adota-se a queda líquida de ponta com permanência de 95% em simulação da usina em todo o período histórico.

Afim de compreender o processo de avaliação econômica de projeto de geração, apresentado anteriormente, será feito um exemplo hipotético, onde serão realizados os dimensionamentos do NAmáx. e da Potência Instalada. Algumas simplificações foram feitas, quais sejam: operação a fio d'água – isso implica que NAmáx = NAmín: as quantificações da energia secundária e ponta foram consideradas desprezíveis, quando comparadas

9 Uma outra opção, embora esteja atualmente direcionado para o horizonte decenal, pode ser o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) pertencente a EPE.

10 A decisão não será alterada se utilizar o Valor Presente Líquido ou a Taxa Interna de Retorno Incremental em razão de ser um projeto convencional.

11 Os aspectos ambientais deverão ser cuidadosamente analisados, caso a caso, em especial na definição dos níveis de operação e da depleção máxima do reservatório, face às interfaces do empreendimento com o meio ambiente. Além disso, um aumento na depleção operativa pode implicar em variações positivas ou negativas. Porém, em relação a ponta disponível do sistema haverá sempre uma variação negativa em sistema puramente hidráulico.

12 Define-se como a queda para a qual o rendimento da turbina é máximo.

13 Define-se como a queda para a qual a turbina, com a abertura total do distribuidor fornece a potência máxima do gerador.

com a energia firme; vida útil de 50 anos; taxa de desconto de 12% a.a.; CRE = $51,00/ MWh e CRP = CRES = 0.

A Tabela 2 apresenta a escolha do NAmáx. de um empreendimento. Verifica-se que o projeto em questão aceita uma cota máxima de 332m.

Tabela 2 – Escolha do NAMax.

Alternativas	EFS (MWm)	I (10^6 $)	CO&M (10^3 $/ano)	ΔB/ΔC
329 m	62	149.9	882.6	-
330 m	63	152.4	891.7	1.48
331m	65	158.6	900.6	1.20
332 m	66	162.3	909.4	1.00
333 m	67	166.4	918.1	0.90

Escolhido o NAmáx., parte-se agora para a definição da Potência Instalada uma vez que a usina é a fio d'água. A Tabela 3 apresenta as alternativas estudadas, sendo sinalizada que a potência escolhida é de 120 MW.

Tabela 3 – Escolha da Potência Instalada.

Alternativas	EFS (MWm)	I (10^6 $)	CO&M (10^3 $/ano)	ΔB/ΔC
60 MW	55	113.3	685.6	-
90 MW	62	122.7	804.2	3.02
120 MW	63	125.5	854.5	1.00

4.6 Energia Firme Equivalente (EFE)

(18) apresenta a metodologia para o dimensionamento energético-econômico de empreendimentos que necessitam, dado o seu porte, de um determinado número de anos para atingir a energia firme. O procedimento tradicional apresenta uma suposição implícita de que a usina já completou as suas unidades de base na data de entrada de operação da usina, isto é, atinge a energia firme no primeiro ano de operação. Entretanto, a energia firme para os empreendimentos de grande porte, com um número grande de unidades, só é atingida dentro de três ou quatro anos após a data da entrada em operação da primeira máquina. Portanto, nestes casos o benefício econômico anual do empreendimento tem que ser representado por uma série não uniforme onde a energia nos primeiros anos se encontra inferior a energia firme. A Tabela 4 expõe um estudo de potência instalada em que o valor, pela abordagem do ganho de energia firme equivalente (ΔEFE), é bastante inferior ao do tratamento pelo ganho de energia firme do sistema (ΔEFS).

Tabela 4 – Escolha da Potência Instalada.

Potência Instalada (MW)	ΔEFS (MWa)	ΔEFE (MWa)	ΔI+ CO&M (10^3 R$/ano)	ΔB/ΔC ΔEFS	ΔB/ΔC ΔEFE
1.186	20	17	23.774	1,31	1,10
...	...	...	...	...	...
1.650	15	12	24.043	1,00	0,77
1.701	15	11	24.096	0,94	0,73

4.7 Taxa de Desconto

A influência da taxa de desconto se faz presente em diversos estudos do planejamento da expansão, tais como: custo de geração, otimização do sistema eletroenergético e dimensionamento energético-econômico de UHE. A Tabela 5 mostra o estudo da EPE, referente ao dimensionamento da potência instalada da UHE Teles Pires (19), onde utilizou-se a taxa de desconto de 10% a.a. Verifica-se que uma redução de 0,1% na taxa de desconto resulta num acréscimo de potência instalada de 80MW.

Tabela 5 – UHE Teles Pires - Escolha da Potência Instalada.

Alternativas	Ef (MWm)	I	CO&M	ΔB/ΔC	ΔB/ΔC

		(10^6 US$)	(10^6 R$/ano)	10% a.a.	9,9% a.a.
1.700	883,44	3.947,20	190,29	-	-
1.820	903,39	4.137,80	194,59	1,15	1,16
1.900	915,88	4.277,10	197,28	0,99	1,01

4.8 Confiabilidade e Flexibilidade Operativa

A entrada de fontes não controláveis faz com que a IEEB se preocupe cada vez mais com a questão de ponta. Destarte, potências unitárias de UHEs implicam um declínio da confiabilidade de geração para um mesmo nível de reserva.

A implementação de modo gradual do preço horário possibilitará novos atributos para as UHEs. Isto posto, a questão de flexibilidade operativa será de extrema importância para empreendimentos hidroelétricos com regularização intradiária. Neste caso, unidades menores com faixas de operação mais amplas facilitam o acompanhamento das variações de carga. O despacho de usinas com máquinas maiores podem colocá-las em operação fora do ponto de rendimento ótimo o que pode ocasionar em perdas hidráulicas consideráveis.

4.9 Período Crítico

Desde 2012 está sendo registrada uma sequência de anos secos que poderá determinar um novo Período Crítico para o SIN. Com o objetivo de avaliar a criticidade deste período foram realizadas simulações com os modelos: Suishi Versão 13 e MSUI Versão 3.5. Utilizou-se o deck de garantia física do Leilão A-4 de 2019 publicado pela EPE. Os modelos foram simulados de forma a buscarem um período crítico dentro do histórico de vazões com início em janeiro de 1931 e término em dezembro de 2017. A Figura 1 mostra o resultado obtido pelo Suishi, que encontrou o período crítico compreendido entre junho de 1948 a novembro de 1956. O período de junho de 2012 a novembro de 2017 também foi definido como um período crítico candidato porém, até o momento (2017), não é tão crítica quanto final de década de 40 e início da década de 50. Isso pode ser comprovado pela Energia Firme do Sistema gerada nos respectivos períodos críticos apresentados na Tabela 6.

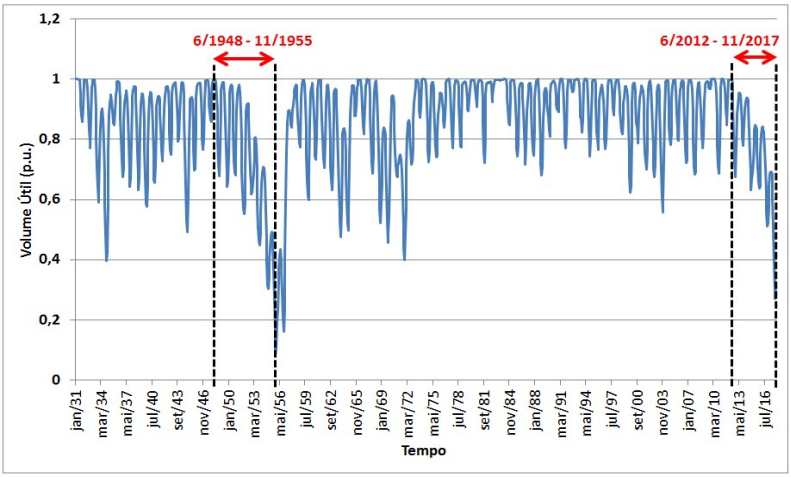

Figura 1 – Simulação do modelo Suishi com busca de período crítico.

Tabela 6 – Energia Firme do SIN – Modelo Suishi

Período	EFS (MWa)
6/1948 – 11/1955	55.096
6/2012 – 11/2017	55.639

A figura 2 mostra o resultado obtido pelo modelo MSUI, que encontrou o período crítico compreendido entre maio de 1951 a novembro de 1955. Nota-se também que o período de março de 2012 a novembro de 2017 também foi definido como um período candidato do modelo. Porém não foi, até o momento (2017), o período mais crítico. A Tabela 7 comprova este resultado com a Energia Firme do SIN para ambos os períodos.

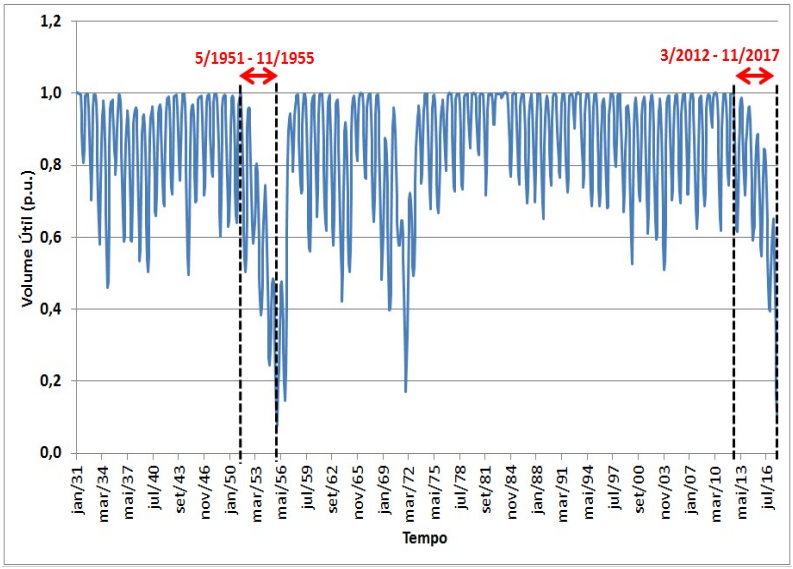

Figura 1 – Simulação do modelo MSUI com busca de período crítico

Tabela 7 – Energia Firme do SIN – Modelo MSUI

Período	EFS (MWa)
5/1951 – 11/1955	50.613
3/2012 – 11/2017	52.298

4.10 Despacho de Geração

Os modelos de simulação a usinas individualizadas, tanto o SUISHI quanto o MSUI, trabalham em estágio mensal e operam as usinas em dois patamares: ponta e fora ponta. De forma simplificada, a cada mês os modelos buscam atender a vazão mínima obrigatória de cada aproveitamento, caso se tenha vazão excedente, realiza-se o atendimento de geração no patamar de ponta e com a vazão restante agrega-se geração no patamar fora ponta. No limite a usina gera seu máximo nos dois patamares e verte a vazão que excede ao seu engolimento máximo.

Com o aumento da participação das novas fontes renováveis, tecnologias de armazenamento e possibilidade futura de construções de empreendimentos híbridos, será imprescindível que os modelos de simulações a usinas individualizadas passem a considerar essas novas tecnologias e considerem estágios diários e horários[14], permitindo assim considerar as características de cada tecnologia/fonte e suas interações. Dentre elas pode-se citar a capacidade de armazenamento de energia e de modulação da carga proporcionado pelas UHEs, a geração máxima no período de ponta do sistema proporcionado pelas usinas solares, a complementariedade entre os ventos e o regime hidrológico no Nordeste, tecnologias de armazenamento para absorver a energia excedente na madrugada, diferença tarifária dos patamares de carga, entre outros. Nesse sentido, cita-se a atual evolução do PDE-2027 que passou a considerar um patamar de demanda máxima do sistema para permitir que o modelo pudesse considerar as tecnologias de armazenamento.

4.11 Vulnerabilidade e Resiliência de UHE

(20) define vulnerabilidade de um sistema como aquele capaz de se computar a ocorrência de uma falha uma vez iniciada a sua ocorrência. Apresenta então diversos fatores que aumentam este indicador no caso de UHEs: eventos climáticos severos de secas ou cheias, redução de reservatórios de regularização, assoreamento de reservatórios, compartilhamento de uso múltiplo da água, etc.

A resiliência pode ser definida como a capacidade de resistir a fatores adversos e de recuperar-se rapidamente. O mesmo informe técnico apresenta a relação do regime hidrológico dos cursos de água com a resiliência das UHEs a partir do binômio energia-potência. Comenta, por exemplo, que no caso de usinas a fio-d´água a resiliência pode diminuir de forma significativa a partir de usos consuntivos na bacia hidrográfica.

14 Na década de 1970 a Eletrobras chegou a desenvolver um modelo de simulação horária que permitia simular e operar hora a hora (SIMHORUH). Levava então em consideração as variações de rendimento das turbinas, as perdas de carga nos condutos hidráulicos e as variações de nível do reservatório e do canal de fuga.

5.0 - CONCLUSÃO

Conforme comentado o agente planejador terá a função típica de um arquiteto de escolhas. Dentro desse novo contexto deverá desenvolver, com o apoio do Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), alternativas metodológicas para o dimensionamento energético-econômico de UHEs[15] e que estas sejam aderentes aos estudos relacionados aos critérios de suprimento constantes no GT de Modernização do Setor Elétrico. Além disso, a evolução dos modelos de simulação é um ponto que deverá ser discutido[16].

Será necessária também uma evolução da regulação do setor para permitir e valorar novos serviços ancilares que podem vir a equilibrar o balanço benefício x custo dos aproveitamentos hidrelétricos. Estes tiveram um grande aumento pelo lado dos custos, devido às questões ambientais. No entanto, possui seu benefício baseado apenas no ganho de energia firme agregado ao sistema, mesmo tendo sido previsto nos manuais de inventário e viabilidade a valoração tanto da geração secundária quanto da garantia de atendimento à ponta.

Os sinais, dados pelo governo, de um mecanismo mais liberal (fortalecimento do ambiente de contratação livre, privatizações, redução da concentração bancária, criação de uma bolsa de energia, etc.) torna-se imprescindível que o profissional esteja preparado para o devir da IEEB.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Duarte, L.C.G. **O Sistema Econômico-Financeiro Setorial: desempenho e resiliência**. In: Resiliência de Sistemas Eletroenergéticos. Org. Eduardo Nery. Rio de janeiro: Interciência, 2019.

(2) Duarte, L.C.G. **Os critérios energético-econômicos utilizados no planejamento da expansão da geração de energia elétrica: reflexões sobre alguns mitos e a necessidade de uma nova agenda.** XXIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2017. Curitiba.

(3) Barroso, L.A..; Flach, B. & Bezerra, B. – **Mecanismos de Mercado para Viabilizar a Suficiência e Eficiência na Expansão da Oferta e Garantir o Suprimento de Eletricidade na Segunda "Onda" de Reformas nos Mercados da América Latina.** In: Mercados e Regulação de Energia Elétrica. Org. Eduardo Nery. Rio de janeiro: Interciência, 2012.

(4) Terry, L.A. **Monopólio Natural na Geração e Transmissão no Sistema Elétrico Brasileiro**. In: A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo: Ed. Paz e Terra. 2003.

(5) Thaler, R.H. & Sunstein, C.R. **Nudge: O empurrão para a escolha certa.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

(6) Kelman, J. **Metodologia de Cálculo de Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos Levando em Consideração Usos Múltiplos da Água**. Agência Nacional de Águas. 29/11/2002.

(7) Fortunato, L.A.M., Araripe Neto, T.A., Albuquerque, J.C.R., Pereira, M.V.F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: EDUFF, 1990.

(8) Carvalho,M.A.P; Rosemblatt,J. & Pinheiro,S.A. **Critérios de Garantia de Suprimento para a Produção de Energia Elétrica**. VI Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Camboriú. 1981.

(9) Grupo de Trabalho para Estudos de Critérios de Planejamento (GTPE). **Avaliação Energética Estática**. GCPS. Novembro de 1982.

(10) Rosenblatt, J. **Utilização da Energia Garantida como Critério para o Planejamento da Expansão**. Eletrobras. Informação Técnica nº 46/85. DEGE/DVPG.

(11) Carvalho,M.A.P; Rosemblatt,J. & Pinheiro,S.A. **Evolução do Nível de Garantia de Suprimento**. Eletrobras. Departamento de Estudos Energéticos. Nota Técnica nº 25/80.

(12) Sureck, M.A.A. **Critérios para Cálculo de Disponibilidade de Geração de Usinas Hidrelétricas e Termelétricas**. Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. 05/1998.

(13) Avila, P.; Bezerra, B., Barroso, L.A.; Granville, S.; Pereira, M.; Araújo, V.V.& Domingues, D. **Cálculo da Energia Garantida Física Total do Sistema Considerando Restrições de Aversão ao Risco na Política Operativa**. XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2013, Brasília.

(14) Avila, P.; Bezerra, B., Barroso, L.A.; Granville, S. & Pereira, M. **Alocação de Garantia Física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização amontante**. XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2013, Brasília.

---

15 Analisadas pela sociedade por meio de consulta pública.

16 Existe um estudo que utiliza técnicas de otimização evolutiva para a questão de análise energético-econômica de uma UHE (21).

(15) Ministério de Minas e Energia - GT Modernização do Setor Elétrico. **Relatório do Grupo Temático. Critérios de Garantia de Suprimento**. 07/2019.

(16) Ministério de Minas e Energia. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Edição 2007.

(17) RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.498, DE 18 DE DEZEMBRO DE 2018. **Tarifa de Energia de Otimização (TEO)**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182498ti.pdf. Acesso em: 05/08/2019.

(18) Duarte, L.C.G. **Dimensionamento energético-econômico de usina hidroelétricas de grande porte: utilização do critério de energia firme equivalente.** XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2005. Curitiba.

(19) EPE/Concremat. **Usina Hidroelétrica Teles Pires. Estudos de Viabilidade**. Adendo 1 – Relatório Final. 10/2010.

(20) Pinheiro, M.C. **A Gestão do Uso Múltiplo da Água e a Resiliência dos Sistemas Hidroenergéticos**. In: Resiliência de Sistemas Eletroenergéticos.. Org. Eduardo Nery. Rio de janeiro: Interciência, 2019.

(21) Silva Filho, Donato. **Dimensionamento de Usinas através de Técnicas de Otimização Evolutiva**. Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos. Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade de São Carlos. 12/2003.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Engenheiro Eletricista e Economista, com especialização em Planejamento Energético (COPPE) e Mestrado em Engenharia de Produção (UFF). Possui 30 anos de experiência na Indústria de Energia Elétrica, tendo prestado serviço a diversas empresas como: Eletrobrás, Furnas, Iberdrola, Intertechne, Marte Engenharia e Petrobras. Sócio-diretor da Global Performance Management (GPM). Foi Coordenador Acadêmico do Ibmec/Soluções Corporativas e responsável pelos cursos de MBA em Gestão de Negócios na Indústria de Energia Elétrica para as empresas Enel e Furnas. Credenciado junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel para avaliar projetos de P&D. Docente em Finanças e Métodos Quantitativos para cursos de MBA (Ibmec, FGV, Mackenzie, Fundação Dom Cabral e UFF). Premiado no XXIV SNPTEE, Grupo de Estudos de Aspectos Empresariais e Gestão Corporativa – GEC, com o Informe Técnico: **O custo e a estrutura de capital para a indústria de energia elétrica brasileira: aspectos metodológicos e aplicações**.