

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL)

## RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

VALDSON SIMOES DE JESUS - Eletrobras  
FERNANDO RODRIGUES ALVES - CHESF  
ANGELA LIVINO - EPE

### 1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Dos 86 resumos enviados, foram aprovados 36, mas submetidos apenas 32 Informes Técnicos. Para completar a grade de programação, quatro outros Informes foram selecionados a partir da avaliação dos resumos.

Na fase de resumos, observou-se um grande interesse no tema planejamento energético com enfoque nas questões de planejamento da oferta considerando a diversificação da matriz energética assim como o planejamento da oferta considerando incertezas. Na área de transmissão os temas em destaque foram o planejamento da transmissão considerando incertezas, e novas metodologias para avaliação e monitoramento de impactos socioambientais. Mas também foram apresentados resumos sobre a tarifação de uso do sistema de transmissão e integração eletro-energética na América Latina.

### 2.0 CLASSIFICAÇÃO DOS INFORMES TÉCNICOS

Os Informes Técnicos foram classificados em 07 grupos de acordo com os temas abordados: **Metodologias para previsão do mercado de energia elétrica; Planejamento da oferta considerando a diversificação da matriz energética; Planejamento da oferta de energia considerando incertezas; Planejamento da transmissão considerando incertezas; Novas metodologias para avaliação e monitoramento de impactos socioambientais; Integração eletro-energética na América Latina; e Tarifação de uso do sistema de transmissão.**

Os informes trataram de temas associados ao escopo do Grupo de Estudo, ou seja, foram informes contemplando estudos de planejamento da expansão dos sistemas de potência, envolvendo os aspectos de mercado, energético, elétrico, de composição do parque gerador, além de aspectos ambientais. Trataram também dos aspectos técnicos e econômicos da utilização de fontes não convencionais no planejamento da expansão.

Consideraram também métodos e modelos de planejamento integrado geração/transmissão e de previsão do mercado de energia elétrica, utilizando inclusive, critérios de confiabilidade na expansão do sistema elétrico. O tema ampliações das grandes interligações regionais e internacionais também foi contemplado.

#### 2.1 471 - Metodologias para previsão do mercado de energia elétrica.

- 806 - Previsão regional da carga de energia, uma abordagem pragmática para planejamento da expansão do sistema elétrico
- 790 - Impactos regionalizados das tecnologias disruptivas nos perfis de carga das distribuidoras de energia elétrica do Brasil
- 493 - Experiência da Eletropaulo na utilização de Subestação compacta de 145 kV montada sobre plataforma metálica como alternativa de expansão do sistema
- 943 - Projeção de mercados de energia através de técnicas aprendizagem colaborativa : enfrentando o desafio da escassez de dados
- 1390 - Projeção do consumo de energia elétrica das classes residencial e comercial na área de concessão da CEMIG

#### 2.2 472 - Planejamento da transmissão considerando incertezas:

- 866 - Contratação do Uso do Sistema de Transmissão com Aversão a Risco Considerando Incertezas das Redes Elétricas
- 273 - METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ATRASOS DE OBRAS DE TRANSMISSÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO SOB ENFOQUE DA CONFIABILIDADE
- 999 - Reforços e melhorias: um desafio para o planejamento elétrico
- 202 - UMA METODOLOGIA PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS DE PRODUÇÃO EÓLICA COMPATÍVEIS COM AS CORRELAÇÕES ESPACIAIS ENTRE OS REGIMES DE VENTOS
- 1078 - Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo

#### 2.3 473 - Planejamento da oferta considerando a diversificação da matriz energética:

- 206 - Estimativa de contribuição das usinas solares fotovoltaicas no atendimento à ponta
- 932 - Contribuição de Capacidade de Usina Solar Fotovoltaica sob Cenários On-grid, Off-grid com e sem armazenamento de energia - Estudo de Caso de Usina de Itumbiara e Implicações para o Setor Elétrico Brasileiro
- 855 - Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa e dos Recursos Disponíveis para Atendimento deste Serviço
- 343 - USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO CONTEXTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
- 604 - Análise do Impacto da Variabilidade das Fontes Renováveis na Expansão Integrada dos Sistemas Elétrico e de Gás Natural
- 831 - Mecanismo de Opção de Confiabilidade: uma alternativa de mercado para adequação de suprimento no SIN
- 966 - O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento
- 971 - Impacto da penetração massiva de geração solar e eólica na operação de médio e longo prazo das hidroelétricas brasileiras
- 1266 - Proposta de Instalação de Baterias no Litoral do Estado de São Paulo
- 1373 - Paradoxos, Riscos e Requisitos da Nova Matriz de Energia Elétrica Brasileira

#### 2.4 474 - Planejamento da oferta considerando incertezas:

- 263 - Alternativas de suprimento ao sistema isolado de Roraima: análise multicritérios em cenário de decisão sob incerteza

- 929 - Método de geração de cenários de longo prazo para a carga horária
- 122 - Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN considerando Patamares de Carga
- 534 - Complexidades da Operação do SIN e seus Impactos no Planejamento da Expansão
- 1114 - Avaliação do Critério de Parada do Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica quando se Utiliza Técnicas de Reamostragem de Cenários de Afluências
- 1156 - Redução de Incertezas Relacionadas ao Recurso Solar no Brasil Via Dispersão Geográfica
- 1169 - Modelagem alternativa da Função de Custo Imediato para consideração do despacho horário no problema de planejamento da operação resolvidos por PDD
- 1383 - Um Olhar sobre o Dimensionamento Energético Econômico de Aproveitamentos Hidroelétricos de Médio e Grande Porte num Ambiente de Transição Energética

#### 2.5 475 - Desafios na integração de grandes blocos de geração:

- 791 - Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente a crescente inserção de geração eólica na matriz
- 954 - Análise de margem de escoamento sob o ponto de vista de planejamento estratégico para os agentes de geração

#### 2.6 476 - Tarificação de uso da transmissão e da distribuição, valoração das perdas e custos de referência:

- 840 - Método dos Beneficiários para Alocação de Custos de Sistemas de Transmissão.
- 1167 - Método Aumann - Shapley na alocação de Custos do Sistema de Transmissão - Aplicação no Sistema Brasileiro

#### 2.7 477 - Novas metodologias para avaliação e monitoramento de impactos socioambientais:

- 656 - Incorporação do custo da água e do carbono no planejamento energético de longo prazo
- 1268 - SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PARA PLANEJAMENTO, LEILÕES E CONSTRUÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO ASPECTOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E FUNDIÁRIOS
- 1394 - Representação de Medidas de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Problema do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados

#### 2.8 478 - Integração eletro-energética na América Latina:

- 469 - Plano Nacional de Energia 2050 - Integração Energética da América Latina

### 3.0 RELATÓRIO SOBRE OS INFORMES TÉCNICOS

#### 3.1 - Previsão regional da carga de energia, uma abordagem pragmática para planejamento da expansão do sistema elétrico

WALTER ADOLFO DE ANDRADE FERREIRA LIER DE VITTO(1); ADRIANO PITOLI(1); RICHARD LEE HOCHSTETLER(2); ROSIANE DE SOUZA(3); DONATO FILHO(3); - TCI(1);Inst. Acende Brasil(2);EDP(3);

O presente trabalho parte da constatação de que cada vez mais se faz pertinente o planejamento integrado da expansão da geração e da transmissão, o que torna necessário o refinamento da estimação do crescimento da carga para levar em conta como a demanda evoluirá temporalmente em termos espaciais. Neste Informe Técnico, apresentamos um arcabouço para a projeção da carga de energia elétrica em nível regional, incluindo uma metodologia que lança mão de matrizes de correlação do consumo de energia elétrica para auxiliar no agrupamento dos estados. Tal método visa reduzir os custos associados a regionalização de projeções.

Perguntas e respostas:

A) Qual a metodologia usada para classificação da similaridade do padrão de consumo de energia pelos estados?

Os agrupamentos regionais foram definidos considerando três fatores: ? a correlação da variação do consumo mensal de cada classe de consumo entre áreas contíguas; ? a similaridades das atividades econômicas realizadas nos respectivos estados, que é avaliada a partir da comparação da composição do PIB estadual por atividade econômica, aberturas da produção industrial regional por segmento empregadas pelo IBGE (agrupadas a partir da Classificação Nacional de Atividades Econômicas ? CNAE 2.0), e o perfil de produção agropecuária dos estados (com base na produção apurada por IBGE e Conab para 21 diferentes tipos de produto). ? alterações estruturais de caráter demográfico (principalmente do cenário de crescimento da população em ?idade ativa?) e da estrutura produtiva, decorrentes de investimentos em projetos estruturantes, tais como as grandes obras de infraestrutura e grandes projetos industriais (que são obtidos pelo monitoramento sistemático de anúncios de investimentos na imprensa e informações obtidas junto as empresas).

B) Quais motivos levam o Maranhão a ter comportamento de padrão de consumo tão diferente dos demais estados?

A baixa correlação decorre de diferenças apenas na classe de consumo industrial, os demais segmentos apresentam correlação muito próxima a dos outros estados do MATOPI. Esta diferença decorre do fato de um grande autoprodutor eletro-intensivo instalado no Maranhão ter paulatinamente encerrado suas atividades entre 2013 e 2015 ? o que resultou em importante redução da carga de energia do estado.

C) O trabalho apresentou interessantes conclusões sobre as vantagens da regionalização, sendo que a projeção desagregada da carga pode tratar as especificidades de cada região. Qual seria na prática o custo computacional de se modelar cada estado?

Como a estimação econométrica do consumo é feito caso a caso considerando dezenas de combinações de variáveis explicativas, a ampliação da desagregação implicaria necessariamente em elevação do tempo de análise ou redução das variantes testadas. Também seria necessário projetar as variáveis exógenas para cada uma das áreas analisadas para fazer as projeções da carga futura. Além disso, há questionamentos se uma desagregação espacial maior resultaria em resultados melhores para fins de planejamento de longo prazo, já que o grau de incerteza envolvido. Por exemplo, pode-se avaliar que haverá investimentos em novas plantas de uma determinada atividade eletro-intensiva na próxima década. Dadas as características das regiões, pode-se definir com certa precisão em que região a fábrica seria implantada, mas é bem mais difícil identificar exatamente em que estado a fábrica será implantada.

#### 3.2 - Impactos regionalizados das tecnologias disruptivas nos perfis de carga das distribuidoras de energia elétrica do Brasil

CRISTIANO DA SILVA SILVEIRA(1); CARLOS BARIONI(1); DONATO FILHO(2); CRISTIANE TOMA SOKEI(2); FERNANDO LOCKS LANGE(2); RICHARD LEE HOCHSTETLER(3); - Daimon(1);EDP(2);Inst. Acende Brasil(3);

A incerteza associada à evolução da carga futura decorrente da difusão de tecnologias como geração distribuída, Tarifa Branca, veículos elétricos e soluções de armazenamento precisa ser considerada no planejamento da expansão. Por isto é importante que a expansão seja pautada por uma análise de robustez que avalie alternativas que considerem seu desempenho nos diversos cenários de carga possíveis. Este informe técnico busca auxiliar este processo por meio do desenvolvimento de uma metodologia para a construção de cenários de evolução da carga em função da inserção de novas tecnologias.

Perguntas e respostas:

A) Conforme apresentado na Figura 5 do artigo, as tecnologias disruptivas devem provocar redução no mercado das distribuidoras. Na opinião dos autores quais estratégias devem ser adotadas por esse agente para compensar essa perda de mercado?

Na simulação realizada, o efeito preponderante foi o da inserção de Geração Distribuída. O efeito da adesão à Tarifa Branca foi irrisório na simulação. A adoção de veículos elétricos, fator que teria o efeito contrário (de contribuir para uma elevação do consumo de energia elétrica), não foi contemplada na simulação apresentada neste IT. Quanto ao que pode ser feito para reduzir esta perda de mercado, destaca-se três iniciativas: (i) buscar a redução de encargos e tributos que encarecem a energia centralizada (vis-à-vis a autoprodução no Sistema de Compensação de Energia); (ii) buscar uma estrutura tarifária neutra que resulte na compensação apenas da parcela associada à energia de forma a não alocar os custos de transporte sobre outros consumidores; (iii) promover outros usos de energia elétrica, como o transporte elétrico, o que também pode contribuir favoravelmente para uma maior eficiência energética e redução de emissões de gases poluentes.

B) Poderiam os autores cenarizar os efeitos das energias disruptivas na geração centralizada? Quais os benefícios da geração centralizada para esse novo perfil de consumo?

A expansão da Geração Distribuída a partir de fontes não controláveis irá ampliar o valor das fontes controláveis e flexíveis. Logo, é de se esperar uma gradual valorização destes atributos, seja na contratação da energia de forma mais granular, seja por meio do pagamento de serviços ancilares. Por outro lado, outras tecnologias disruptivas, tais como baterias e equipamentos que viabilizam maior gerenciamento do lado da demanda, podem proporcionar maior flexibilidade pelo lado da demanda, o que teria o efeito de facilitar a inserção de fontes não controláveis, inclusive de geração centralizada. As redes de distribuição e de transmissão tendem a continuar sendo de grande valor em ambos os cenários, pois a agregação da geração e da carga viabilizada pelas redes de transporte tende a compensar parte da volatilidade da oferta e da demanda, minimizando a necessidade de investimentos em capacidade adicional.

C) Considerando que uma das tecnologias considerada no caso apresentado é a tarifa branca, não seria esperada uma redução na demanda máxima da distribuidora?

Sim, o efeito esperado da adesão da Tarifa Branca seria uma redução do consumo no horário de ponta no caso dos consumidores situados abaixo e à direita da ?fronteira ponta - fora de ponta? na FIGURA 2. O efeito não foi perceptível na simulação realizada por três fatores principais: (i) a baixa adesão à Tarifa Branca, como pode ser verificado na TABELA 2 que mostra que a adesão projetada até 2025 é de apenas 25 mil unidades consumidoras das classes residencial e comercial (de um universo de mais de 3,2 milhões de unidades consumidoras) - menos de 1%; (ii) a maior parte dos consumidores que optariam pela Tarifa Branca já obteriam uma economia mesmo sem ter que alterar o seu padrão de consumo horário, pois tratam-se de consumidores que situam-se acima e à esquerda da ?fronteira ponta - fora de ponta? na FIGURA 2; e (iii) mantida a tendência observada nos últimos anos há uma tendência de ampliação da demanda de ponta. As projeções foram balizadas nas observações obtidas até o momento que indicam baixíssima adesão a este novo regime tarifário.

### 3.3 - Experiência da Eletropaulo na utilização de Subestação compacta de 145 kV montada sobre plataforma metálica como alternativa de expansão do sistema

DANIEL GOMES DA SILVA(1); LAMBERTO MACHADO DE BARROS BEEKUIZEN(2); WHESLEI DE PAULA RIBEIRO(3); - ELPA(1);ELPA(2);ELPA(3);

O presente trabalho descreve um novo modelo de subestação compacta de 145 kV montado sobre plataforma metálica, implantado pela Enel Distribuição São Paulo, como alternativa de expansão do sistema para suprimento exclusivo de consumidores existentes de média tensão, atendidos em 13,8 kV, com baixa densidade de demanda em regiões de pouca concentração de carga, dificuldades de expansão de linhas de transmissão na tensão de 88 kV e necessidade de melhoria nos indicadores de qualidade de energia. Apresenta-se como uma solução de baixo investimento através de implantação de conexão de subestação rebaixadora 88/13,8 kV com rápida implantação, adequada composição do IAS – Índice de Aproveitamento de Subestações, incremento da BRR - Base de Remuneração Regulatória corroborando para melhoria dos indicadores de qualidade de energia. Esse artigo visa também contribuir com a discussão dos fatores de riscos que norteiam as atividades de Planejamento da Expansão das Distribuidoras de Energia Elétrica, propondo alternativas de otimização de investimentos no atendimento dos critérios técnicos estabelecidos pelo órgão regulador, satisfação dos consumidores e garantir o retorno financeiro esperado.

Perguntas e respostas:

A) Poderiam os autores descrever as principais dificuldades enfrentadas na implantação do empreendimento no que se refere a obras, licenças ambientais, integração ao sistema?

Nestes projetos tínhamos principalmente o desafio de energizarmos e unitizar o ativo em pouco tempo (cerca de 12 meses). Como premissa as ECD (Subestações Compactas de Distribuição) foram localizadas na faixa de linhas já existentes, justamente para simplificar e economizar na questão de terreno, porém em alguns casos tínhamos apenas a servidão de uso da faixa e desta forma foi necessária a aquisição de terreno, mas foram processos mais rápidos já que as faixas de servidão não podem ter construções e desta forma mostraram-se bons negócios para os donos; - Outro ponto é a questão operativa, já que as ECD são ligadas com apenas 1 circuito AT devido a questão de viabilidade na área da faixa. Desta forma há a necessidade de interação maior da Subtransmissão com a Distribuição para a ?entrega? para manutenção do transformador por exemplo. Desta forma houve a necessidade de elaboração de Instruções Operativas específicas. - Para o Estado de São Paulo há a necessidade de aquisição de licença pelos Bombeiros, sendo necessária a implantação de Parede corta-fogo. - Quanto a integração ao sistema, o principal desafio é o socorro as cargas desta solução se dá através do sistema de distribuição MT por Self-healing o qual demanda certo grau de confiabilidade de automação da rede.

B) Não fica claro o critério para seleção da alternativa compacta. Poderiam os autores descrever melhor esses critérios? Qual a relação de custo desta alternativa comparado ao custo de uma subestação convencional?

A solução da subestação compacta foi pensada para ser utilizada em regiões principalmente com problema de qualidade (DEC/FEC) as quais dispunham de alguma LT existente. Outros fatores também contribuem para sua utilização como um cronograma rápido (cerca de 10 meses) para sua instalação e baixo custo comparado com uma solução convencional. A relação de investimentos é de cerca de 60% de uma solução convencional.

C) Os autores poderiam explicitar mais as vantagens e desvantagens do novo padrão de SED em relação a uma SED convencional, incluindo relação de custos?

- Vantagens: - Cronograma de execução reduzido; - Relação de investimentos é de cerca de 60% de uma solução convencional. - Necessita de área pequena para sua construção; - Comissionamento em fábrica; - Desvantagens: - Alimentação por 1 circuito AT e com isso necessidade de interconexão na Distribuição; - Necessidade de confiabilidade na automação da Distribuição; - Limitação para expansão da capacidade e quantidade de alimentadores;

**Comentário:** SEM ENDEREÇO

### 3.4 - Projeção de mercados de energia através de técnicas aprendizagem colaborativa : enfrentando o desafio da escassez de dados

LEONTINA PINTO(1); ROBINSON SEMOLINI(2); Jacques Szczupak(3); - ENGENHO(1);ELEKTRO(2);ENGENHO(3);

Este trabalho enfrenta um grande desafio do setor: a projeção de cenários de carga e mercado que contempla a rápida evolução no comportamento do consumidor. Os novos paradigmas, que se sucedem em velocidade vertiginosa, transformam o histórico passado em dados obsoletos e exigem que o aprendizado se realize com base em comportamentos quase que mutantes, baseados em novas variáveis explicativas e novos padrões de consumo. O enfrentamento deste desafio exige a construção de um conjunto de informações para a aprendizagem a partir de pouquíssimos dados, insuficientes para a aplicação de modelos clássicos baseados em estatística ou redes neurais. Nossa proposta é a utilização de técnicas de aprendizagem colaborativa, capazes de unir os históricos (mesmo que muito recentes) de várias distribuidoras (que apresentem comportamento semelhante), enriquecendo o entendimento do processo e a modelagem do consumidor. Os resultados obtidos são extremamente promissores, e permitem uma assertividade que até agora parecia impossível: uma projeção segura e confiável a partir de meros doze meses de observações.

Perguntas e respostas:

A) Existe algum exemplo de sucesso no setor elétrico brasileiro ou mundial de projeção de mercado com o uso de técnicas aprendizagem colaborativa?

B) Como seria possível validar essa projeção de demanda para o futuro considerando a expectativa de crescimento da geração distribuída?

C) Qual a previsão estimada para que essa modelagem possa ser efetivamente implantada no setor elétrico brasileiro?

### 3.5 - Projeção do consumo de energia elétrica das classes residencial e comercial na área de concessão da CEMIG

DANILO DE DEUS MOTA(1); THIAGO REZENDE DOS SANTOS(2); - CEMIG(1);UFMG(2);

Neste trabalho foram realizadas as previsões do consumo de energia elétrica das classes residencial e comercial na área de concessão da Cemig através dos métodos SARIMA e Redes Neurais Artificiais do tipo MLP, além de testar métodos de combinações das previsões obtidas. Foram utilizadas ainda as variáveis número de consumidores e consumo das famílias (IBGE). Para avaliar o desempenho das previsões, retirou-se os últimos 24 meses das séries. Dentre os dois modelos, as redes neurais MLP apresentaram melhor performance para as duas classes, sendo que a combinação das previsões considerando a variância mínima obteve resultados melhores ou praticamente iguais.

Perguntas e respostas:

A) Um desafio para o mercado futuro é, entre outros, avaliar o impacto da GD na demanda das distribuidoras. Como esses métodos propostos podem ajudar nessa avaliação?

A micro e minigeração distribuída vêm crescendo exponencialmente no país, principalmente após 2015, ano em que a regulação foi alterada para facilitar o acesso a esta modalidade. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE - desenvolve estudos desde 2013 para a projeção deste mercado e segundo nota técnica divulgada pela instituição ("as tecnologias de micro e minigeração de energia podem ser classificadas como inovações descontínuas", aquelas que "envolvem a introdução de um produto inteiramente novo, alterando significativamente os padrões de comportamento do consumidor". Desta forma, a projeção de crescimento pode ser feita utilizando teorias de inovação (Nota técnica EPE 028/2018.). Segundo a EPE, a geração relacionada a micro e minigeradores pode atingir a marca de 21 GW em 2027 (se forem mantidas as condições regulatórias atuais). Além deste crescimento, o avanço da micro e minigeração distribuída nas diversas distribuidoras de energia é influenciado por incentivos dos governos estaduais e pelas condições favoráveis para instalação de determinadas fontes de geração nas respectivas áreas de concessão. Neste contexto, as Redes Neurais Artificiais - RNA - bem como outras técnicas de inteligência artificial, como SVM (support vector machine), podem ser utilizadas para captar este comportamento específico considerando um período de tempo menor e também a volatilidade devido a mudanças na regulação (como estão em estudo hoje). Sendo assim, é necessário estudar a utilização de técnicas de machine learning e de técnicas estatísticas de forma híbrida com técnicas como a utilizada pela EPE para projetar a inserção da micro e minigeração distribuída no curto, médio e longo prazo.

B) Quais dos modelos estudados tem maior resiliência às mudanças de padrão de consumo nas curvas de carga (exemplo, ampliação do uso de ar condicionado alterando significativamente a curva de carga diária)?

Devido às altas temperaturas apresentadas nos meses de janeiro e fevereiro de 2019, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS - registrou recordes de carga no Sistema Interligado Nacional em função, principalmente, da maior utilização de aparelhos de ar condicionado, sendo que o modelo de redes neurais artificiais - RNA - apresentou melhor performance neste período. No entanto, a tentativa de inserção do fator climatológico nos modelos de projeção esbarra na dificuldade de previsão da temperatura no médio e longo prazo. Já com relação às mudanças de hábitos de consumo, como no caso do ar condicionado, é possível utilizar dados de pesquisas que traçam um perfil da posse e hábitos de consumo de equipamentos elétricos. Encontra-se em curso e em fase de conclusão uma nova Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial (PPH) realizada pelo Procel\*. A última pesquisa nacional deste tipo foi realizada em 2005 e sua atualização poderá ser útil para o refinamento dos modelos de projeção. Não foi objeto do trabalho descrito neste informe técnico, mas vale destacar que as Redes Neurais Artificiais - RNA - são largamente utilizadas e apresentam bons resultados na previsão de carga horária no curto prazo. O Operador Nacional do Sistema - ONS - utiliza no processo de previsão para operação do sistema o programa ANNSTF (Artificial Neural-Network Short-Term Load Forecaster), que foi desenvolvido pelo instituto americano EPRI (Electric Power Research Institute) e é baseado em redes neurais artificiais. Outro exemplo de utilização de RNA e de outras técnicas de aprendizado de máquina na previsão de carga horária é o PrevCargaDessem, produto desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) para a previsão de carga horária a ser utilizada na definição do preço horário pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Este modelo utiliza principalmente RNA e SVM (support vector machine) para a previsão da demanda média diária e do perfil da curva diária, conforme apresentações realizadas pelo CEPEL aos agentes do setor. \* PROCEL: O Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica é um programa de governo, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia ? MME e executado pela Eletrobras. Foi instituído em 1985 para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício.

C)

### 3.6 - Contratação do Uso do Sistema de Transmissão com Aversão a Risco Considerando Incertezas das Redes Elétricas

ERICA TELLES CARLOS(1); ANDRÉ MILHORANCE DE CASTRO(1); ALEXANDRE STREET DE AGUIAR(1); ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA(1); - PUC-Rio(1);

Anualmente, as distribuidoras determinam montantes de uso do sistema de transmissão (MUST), que representam contratos de importação de máxima potência anual, baseados em suas previsões de demanda. Nesse trabalho, é apresentada uma metodologia de contratação ótima do MUST, com análise de risco, baseada em fluxo de potência probabilístico (simulação Monte Carlo) e otimização linear estocástica. A partir de um conjunto de cenários de importação para uma conexão distribuição-transmissão, uma medida de risco de custo de contrato é minimizada, sujeita a restrições relacionadas às regras regulatórias e ao perfil de aversão a risco da distribuidora. A metodologia proposta foi aplicada em um caso real de uma distribuidora brasileira.

Perguntas e respostas:

A) Foi considerado como contratação máxima o limite de transformação na fonte?

Não. A metodologia de apoio a decisão proposta avalia pontos de operação que consideram as incertezas de carga, geração e topologia do sistema interno da distribuidora, coletando os impactos nas fronteiras. A avaliação de capacidade de atendimento na fronteira ao MUST declarado pelas distribuidoras é realizado posteriormente à definição do contrato pelas mesmas. É nesse momento que o operador do sistema identifica a necessidade de investimento na rede caso o contrato solicitado viole a capacidade atual da rede.

B) E se houver compartilhamento na transformação, teria como simular esta contratação ótima?

Sim. O contrato dos montantes de uso da transmissão é individual por distribuidora, ainda que haja o compartilhamento de subestação que define a fronteira distribuição-transmissão. Assim, no caso de compartilhamento na fronteira, a metodologia proposta no artigo para contratação ótima pode ser usada individualmente por cada distribuidora, considerando os circuitos da subestação comum que são ligadas a seu sistema interno.

C) As contratações nos horários de ponta e fora de ponta foram desagregadas?

Sim. Os cenários de máximo fluxo mensal nas fronteiras são contabilizados, separadamente, dentro do conjunto de horas que caracterizam ambos os regimes tarifários de contratação (fora de ponta e ponta). Desta forma, o resultado final consiste em um contrato ótimo para cada regime tarifário.

### 3.7 - METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ATRASOS DE OBRAS DE TRANSMISSÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO SOB ENFOQUE DA CONFIABILIDADE

LUCIANO DE SOUZA MOULIN(1); EDUARDO LEITE MOUTINHO(2); CARMEN LÚCIA TANCREDO BORGES(3); - CEPEL(1);CEPEL(2);COPPE(3);

Este trabalho apresenta uma forma de quantificar e comparar os impactos resultantes de possíveis atrasos de obras de um plano de expansão da transmissão. A metodologia prevê o uso de ferramentas de fluxo de potência, fluxo de potência ótimo e confiabilidade para calcular os incrementos nos critérios de comparação e indicar a prioridade da implantação das obras de transmissão frente à possibilidade da modificação inesperada do cronograma previamente definido nos estudos de planejamento. Os incrementos calculados representam a severidade dos impactos da ausência de obras planejadas com relação ao plano de expansão definido nos estudos.

Perguntas e respostas:

A) Houve alguma interação ou existe a intenção de envolver a EPE, baseado nos resultados dessa metodologia, com o objetivo de aperfeiçoar a priorização das obras previstas nos planos de expansão realizados por essa empresa?

O estudo de caso mostrado no IT foi realizado de maneira ilustrativa sem a participação da EPE. Os autores deixam a metodologia e o programa computacional mostrados no IT à disposição, caso a EPE ou qualquer outra entidade deseje realizar estudos mais aprofundados para o aperfeiçoamento de quaisquer etapas do processo de planejamento onde a metodologia possa ser útil.

B) Existe a intenção de ampliar essa análise com a finalidade de avaliar com maior precisão os impactos dos atrasos das obras contidas nos documentos de planejamento da EPE?

A análise mostrada no IT certamente pode ser ampliada e aperfeiçoada em diversos aspectos práticos e metodológicos, como por exemplo: definição dos protocolos utilizados nos cálculos de confiabilidade, definição e cálculo dos atributos utilizados para comparação dos cenários de atrasos, melhoria da eficiência computacional, etc. No entanto, como os estudos de planejamento são de responsabilidade exclusiva do MME e da EPE, os autores colocam-se à disposição para que a metodologia mostrada no IT possa ser aperfeiçoada e adaptada a quaisquer etapas do processo de planejamento onde a metodologia possa ser útil.

C) Quais serão os próximos passos ou linhas de atuação a serem seguidos baseados no escopo desse trabalho?

Do ponto de vista metodológico, estão previstos os seguintes aperfeiçoamentos: implementação de uma técnica de busca heurística para melhoria do tempo de processamento computacional; estudo da possibilidade de representação de gerações intermitentes nas análises; adaptação dos novos desenvolvimentos para o processamento em clusters de máquinas em paralelo.

### 3.8 - Reforços e melhorias: um desafio para o planejamento elétrico

RAFAEL MONTES FONTOURA(1); VALTER ALVES MOREIRA(1); JEDER FRANCISCO DE OLIVEIRA(1); RAFAEL SILVA DE OLIVEIRA(1); - CEMIG GT(1);

Primeiramente, este artigo destaca a importância dos reforços e melhorias para a transmissão. Em seguida, são abordados aspectos da implantação dessas revitalizações, que requer, muitas vezes, desligamento de uma função transmissão por longo período, representando um desafio para as áreas de planejamento elétrico das empresas considerando a necessidade de que seja preservada a confiabilidade do sistema. São apresentados alguns casos vivenciados pela Cemig GT onde ações de planejamento elétrico interferiram diretamente nas etapas de projeto e sequência de execução viabilizando sua implantação. Estes casos são detalhados no intuito de agregar experiências construtivas para o setor.

Perguntas e respostas:

A) Qual o critério adotado pela Cemig para priorizar a substituição de equipamentos em fim de vida útil?

O critério envolve o diagnóstico do equipamento com análise da probabilidade de falha versus impacto (risco). Neste contexto são avaliados o risco de falha, atendimento ao sistema, condições efetivas de manutenção corretiva e preditiva, custos de manutenções, perda de receita associada a função de transmissão. Estas informações são alocadas numa ferramenta para estabelecimento de indicador ICOT ? índice de confiabilidade de instalações de transmissão que oferece uma quantificação da real situação dos equipamentos da transmissão.

B) Nas análises de sistema que suportam as indicações de substituição de transformadores foi necessário a implantação de unidade adicional para viabilizar a troca do equipamento em fim de vida útil? Quais as dificuldades enfrentadas pela empresa para receber remuneração por este equipamento junto à Aneel?

Não. Para a viabilização da substituição das unidades monofásicas e trifásicas das transformações de rede básica e fronteira não foi concebida a utilização de unidades adicionais, tendo sido necessária apenas a antecipação de substituição de equipamentos cujos riscos de falhas resultassem em restrições de atendimento de mercado ou escoamento de geração. Vale ressaltar que não é prática comum na Transmissão a utilização de unidade adicional de transformador para viabilizar a troca de equipamento em fim de vida útil, pois demandaria uma obra adicional com conexões e fundações provisórias implicando custo adicional para o setor.

C) Qual o montante de transformadores e reatores do sistema da Cemig que se encontram em fim de vida útil? Existe intenção de extensão de vida de algum desses equipamentos? Qual o critério adotado para subsidiar essa extensão de vida útil?

Na Transmissão da Cemig GT, cerca de 50% dos transformadores e reatores se encontram em fim de vida útil. Normalmente, a Cemig não tem realizado investimentos para extensão de vida útil de equipamentos, tendo ocorrido que alguns equipamentos estão operando acima da vida útil regulatória cabendo aos mesmos apenas as parcelas de remuneração de O

### 3.9 - UMA METODOLOGIA PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS DE PRODUÇÃO EÓLICA COMPATÍVEIS COM AS CORRELAÇÕES ESPACIAIS ENTRE OS REGIMES DE VENTOS

JOSÃO FRANCISCO MOREIRA PESSANHA(1); ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(2); RICARDO JORGE GOMES DE SOUSA BENTO BESSA(3); VICTOR ANDRADE DE ALMEIDA(4); - CEPEL(1);CEPEL(2);INESCTEC(3);CEPEL(4);

A tendência de maior participação da energia eólica requer a atualização das ferramentas computacionais que suportam os processos de tomada de decisão na operação e no planejamento de sistemas elétricos. O presente trabalho descreve uma metodologia para modelagem das correlações espaciais entre as velocidades de vento no problema de fluxo de potência probabilístico. A metodologia proposta baseia-se na transformação de Nataf, na Simulação de Monte Carlo e na estimação não paramétrica de densidades de probabilidade condicionais. A metodologia proposta é ilustrada por meio de estudos de caso com o Sistema Teste IEEE 118 barras e com o sistema elétrico que atende o Nordeste brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) Como foi feito o processo de validação da metodologia?

O principal objetivo do trabalho foi apresentar uma metodologia desenvolvida para computar e simular, de forma acurada, cenários de geração eólica por barras, compatíveis com as correlações espaciais dos regimes de vento. Assim a metodologia foi validada no contexto de sua aplicação ao problema de fluxo de potência probabilístico. Devido ao fato dos autores não terem tido acesso a dados de regimes de vento no Brasil, optou-se por utilizar dados de regimes de ventos de um sistema da Gálicia-Espanha para o Sistema Teste IEEE (118 barras) e dados de reanálise Nordeste (965 barras). Este fato aponta para a necessidade de disponibilização de uma base pública de dados de regime de ventos e de geração eólica, com discretização horária ou semi-horária, e.g., a partir dos projetos vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica.

B) Como o load flow é probabilístico a única variável aleatória é a velocidade do vento e a consequente geração, sendo as demais mantidas determinísticas, como os autores definem as demais variáveis intervenientes no processo, carga, configuração das demais usinas geradoras?

A metodologia proposta neste trabalho é geral. Como a aplicação da metodologia se deu no problema de fluxo de potência probabilístico (FPP), e com objetivo de destacar a modelagem da geração eólica as variáveis aleatórias utilizadas foram a velocidade do vento e a geração eólica. Também, no trabalho não foi utilizada uma curva de potência teórica, mas as próprias medições. Neste contexto, as demais variáveis do processo correspondem à um caso base em um determinado ponto de operação e sem

contingências. Mas não há impedimento, na metodologia proposta, de se modelar a aleatoriedade da carga e as saídas forçadas de unidades geradores e linhas de transmissão, como é usualmente realizado no FPP.

C) Como os autores vem a influência da metodologia proposta no desempenho das usinas eólicas,

Os autores acreditam que, quanto mais acuradamente se modela e se simula os regimes de vento, e.g., considerando as suas compatibilidades com as correlações espaciais, mais benefício se obtém nos processos de planejamento e operação, contribuindo para a maior penetração desta tecnologia de geração no sistema elétrico. A metodologia proposta pode ser utilizada, por exemplo, na avaliação de planos de expansão de sistemas elétricos com elevada participação de geração eólica e auxiliar na identificação das melhores estratégias de expansão e aproveitamento da energia eólica. Da mesma forma, no horizonte da operação, permite avaliar de forma mais precisa a segurança do sistema.

### 3.10 - Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo

ELIBIA TERESA MOREIRA COLAÇO(1); ALESSANDRA MACIEL DE LIMA BARROS(2); ALEXANDRE DANTAS FONSECA DOS ANJOS(3); ANDREZA SOUSA DE ANDRADE(4); BERNARD FERNANDES KÜSEL(5); FABIO DA COSTA MEDEIROS(6); FRANCISLENE MADEIRA(7); LAÉRCIO FLÁVIO DE MENESES GUEDES(8); ROSEANE DE SOUZA NUNES(9); ALEXANDRE DE MELO SILVA(10); NATHALIA DE SOUZA FEITOSA(11); - ONS(1);ONS(2);ONS(3);ONS(4);ONS(5);ONS(6);ONS(7);ONS(8);ONS(9);ONS(10);ONS(11);

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, cuja capacidade instalada de geração eólica está prevista para atingir mais de 17 GW até 2023, sendo 85% no Nordeste do Brasil. Nesse contexto, este artigo tem por objetivo apresentar a experiência do ONS no que se refere a análise do comportamento da geração eólica e a sua representação nos despachos considerados nos estudos elétricos de médio prazo, notadamente no subsistema Nordeste, caracterizando a importância da adoção de critérios de diversidade da geração eólica, de acordo com sua localização geográfica, sazonalidade e por condição de carga.

Perguntas e respostas:

A) Os dados históricos de medição de vento utilizados nesse estudo se iniciaram em qual ano?

Na análise realizada foram utilizados os dados de geração eólica verificada para o período de 01/01/2017 a 31/12/2017. O ONS dispõe em sua base de dados as informações de velocidade do vento oriundas do Sistema de Supervisão e do Sistema de Monitoramento de Medições Anemométricas da EPE, desde 2014.

B) Essa elevada geração por usinas eólicas no Nordeste vem ocasionando problemas operativos e novos desafios para o ONS?

Associada ao atraso na implantação de obras de transmissão, a elevada geração por usinas eólicas vem ocasionando problemas de sobrecargas em condição normal de operação, o que implica em restrições ao seu escoamento, bem como a implantação de Sistemas Especiais de Proteção ? SEP, necessários para preservar a segurança do sistema em situações de contingência, em diversos estados da região Nordeste. Como exemplo de novos desafios para o ONS, podemos citar o aperfeiçoamento da previsão da geração eólica e seu impacto nos processos de programação e operação do SIN.

C) Existe uma perspectiva ou estudos prévios por parte do ONS que apontam para o surgimento de problemas de estabilidade com a inserção das usinas fotovoltaicas no Nordeste?

No atual horizonte de estudos do ONS, com a configuração de geração e transmissão prevista, não são visualizados problemas de estabilidade causados exclusivamente devido à inserção de usinas fotovoltaicas. Todavia, cumpre destacar que o ONS vem realizando estudos específicos para avaliar possíveis limitações em intercâmbios e a necessidade de uma quantidade mínima de máquinas sincronizadas, considerando o impacto das novas fontes renováveis e dos sistemas HVDC.

**Comentário:** Ordem dos autores trocada

### 3.11 - Estimativa de contribuição das usinas solares fotovoltaicas no atendimento à ponta

CRISTIANO SABOIA RUSCHEL(1); GUSTAVO BRANDÃO HAYDT DE SOUZA(1); - EPE(1);

O estudo das características de cada fonte energética é fundamental para o planejamento energético, pois indica o quanto determinada fonte beneficia (ou não) o sistema. Neste trabalho, estuda-se o comportamento do parque solar brasileiro, instalado e contratado, por meio da simulação da produção desse conjunto. Utilizando uma metodologia probabilística, estima-se a contribuição desse parque para a ponta. Esse resultado foi utilizado para a análise de sensibilidade da possível contribuição da fotovoltaica para a ponta no PDE 2027. Observou-se variações sazonais importantes nessa eventual contribuição, fruto dos horários verificados da ponta para cada mês e das variações do recurso.

Perguntas e respostas:

A) O autor fez alguma inferência na geração conjunta solar/eólica?

Neste trabalho, foi avaliada apenas a produção fotovoltaica. Outros estudos da EPE têm considerado a possibilidade de geração conjunta entre solar e eólica, incluindo um Informe Técnico apresentado no último SNPTEE, em 2017. Adicionalmente, o modelo de decisão de investimento utilizado pela EPE na definição da matriz de geração indicativa do Plano Decenal considera a produção conjunta entre as fontes na composição da matriz.

B) Como o armazenamento de energia local poderia melhorar a curva de disponibilidade do empreendimento solar?

De fato, o armazenamento de energia poderia tornar a curva de disponibilidade de empreendimentos fotovoltaicos mais adequada a um contrato que exija modulação da geração, em especial para atender uma curva de carga diferente do perfil de geração da usina. Contudo, do ponto de vista sistêmico, conforme demonstram os resultados, as variações são minimizadas, visto que estas ocorrem de maneira não-concomitante.

C) Quais os futuras análises a serem realizadas para este tipo de abordagem, pela EPE?

A EPE trabalha na evolução das análises apresentadas, seja pelo refinamento espacial e temporal de dados, seja pela atualização do parque gerador considerado. Ainda, para fins de estimativa atendimento à demanda máxima, um melhor conhecimento da curva de carga e de seu comportamento futuro são aprimoramentos que estão sendo buscados. Outra análise futura que está sendo considerada é a realização de um estudo semelhante para geração distribuída fotovoltaica.

### 3.12 - Contribuição de Capacidade de Usina Solar Fotovoltaica sob Cenários On-grid, Off-grid com e sem armazenamento de energia - Estudo de Caso de Usina de Itumbiara e Implicações para o Setor Elétrico Brasileiro

NILTON BISPO AMADO(1); CARLOS GERMÁN MEZA GONZÁLEZ(1); JACINTO MAIA PIMENTEL(2); DIOGO OLIVEIRA BARBOSA DA SILVA(1); DEMÓSTENES BARBOSA DA SILVA(1); - BASE Energia(1);Furnas(2);

Do ponto de vista da operação do sistema elétrico, usinas sem potência firme confiável têm pouco valor econômico. Afinal, uma tarefa fundamental do sistema elétrico é satisfazer a demanda do sistema com níveis mínimos pré-estabelecidos de confiabilidade. Uma vez que a contribuição energética per se das usinas não é condição suficiente para o planejamento e operação do sistema elétrico, há muito tempo vêm sendo desenvolvidas metodologias e indicadores para avaliar a contribuição efetiva de potência das usinas instaladas, denominados crédito de capacidade ou valor de capacidade. Os métodos para estimar o crédito de capacidade podem ser agrupados em duas grandes categorias. O primeiro conjunto de métodos utiliza técnicas de avaliação da confiabilidade de sistemas de potência. Recentemente, e com o avanço da geração elétrica renovável e intermitente (tais como eólica e solar) os métodos probabilísticos aplicados nestas metodologias foram estendidos para mensurar a contribuição de capacidade destas fontes intermitentes. Dentre tais métodos incluem-se os métodos da potência convencional equivalente (Equivalent Conventional Power - ECP), Capacidade Efetiva de Atendimento da Carga (Effective Load Carrying Capability - ELCC) e Capacidade Firme Equivalente (Equivalent Firm Capacity - EFC). Tais métodos fundamentam-se nos indicadores Probabilidade de Perda de Carga (Loss of load probability - LOLP) e Expectativa de Perda de Carga (Loss of Load Expectation - LOLE). O supramencionado indicador LOLP é definido como a probabilidade de que a carga seja maior que a capacidade de geração disponível num dado período de tempo (tipicamente, numa dada hora). O LOLE é a soma dos LOLPs obtidos ao longo de um determinado período (tipicamente, um ano). O segundo conjunto de métodos para o cálculo do crédito de capacidade usa técnicas de aproximação, são mais simples e seus resultados variam em precisão. Dentre tais métodos, pode-se citar o método de Garver, o método Z e aproximação pelo fator de capacidade de horas críticas. Embora ainda não haja consenso quanto a qual metodologia utilizar para mensurar o crédito de capacidade das fontes intermitentes, claramente tem ganhado destaque a utilização do ELCC, que mensura o aumento de carga que pode ser suprido mantendo-se o nível de confiabilidade pré-existente (medido a partir do indicador LOLE), para um dado nível de inserção de fonte intermitente (por exemplo, 100 MW inseridos no sistema). Neste trabalho, avaliamos o efeito da inserção de usina solar fotovoltaica instalada em área livre disponível no entorno da Usina de Itumbiara, pertencente à FURNAS. Avaliaremos a contribuição de capacidade de usinas inseridas de maneira escalonada (100 MW, 200 MW, 300 MW, 400 MW, 500 MW, 600 MW, 700 MW, 800 MW, 900 MW, 1000 MW) no subsistema Sudeste, levando em conta a curva de carga deste subsistema e os geradores despacháveis instalados no mesmo. Será utilizada a ferramenta Renewable Energy Probabilistic Resource Assessment (REPRE), programa desenvolvido no linguagem R pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), o qual permite o cálculo do ELCC das fontes a partir: (i) da capacidade e disponibilidade das fontes despacháveis pré-existentes; (ii) da curva de carga a ser atendida; (iii) da curva de produção da fonte intermitente. Além do cálculo do crédito de capacidade por meio da ferramenta REPRE, os autores também discutem a importância do desenvolvimento de métricas para mensurar a contribuição de capacidade (potência) de fontes intermitentes, tais como implicações econômicas e ajustes necessários para aplicação da metodologia no contexto brasileiro. Esta pesquisa é parte dos trabalhos a serem desenvolvidos no P&D 00394-1606/2016 denominado Aplicabilidade de novas tecnologias de armazenamento de energia em suporte à sinergia entre as fontes solar e hidrelétrica, apresentado pela empresa FURNAS. Os resultados contribuirão para difundir o conceito de crédito de capacidade no contexto brasileiro e, consequentemente, facilitar a inserção de energias renováveis e tecnologias modernas de armazenamento, na medida em que permite quantificar não apenas a contribuição energética das fontes renováveis intermitentes, mas também sua contribuição em termos de potência, o que por sua vez permitirá orientar de maneira mais precisa as políticas públicas e a regulação da inserção de tais tecnologias no contexto brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) No trabalho foi avaliado o efeito da inserção de usina solar fotovoltaica instalada em área livre disponível no entorno da Usina de Itumbiara, no subsistema Sudeste. Foi avaliada a atratividade técnico-econômica da usina híbrida que se tornaria Itumbiara (Hidroelétrica+Fotovoltaica)?

B) Qual a área necessária para uma instalação de fotovoltaicas de 1000 MW na usina de Itumbiara?

C) Nas análises efetuadas qual a potência máxima da usina híbrida? Se é superior a capacidade instalada da UHE de Itumbiara é necessária a avaliação do sistema de transmissão. Esse aspecto foi analisado?

### 3.13 - Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa e dos Recursos Disponíveis para Atendimento deste Serviço

CAIO MONTEIRO LEOCADIO(1); GLAYSSON DE MELLO MULLER(1); JORGE TRINKENREICH(1); RENATO HADDAD SIMOES MACHADO(1); - EPE(1);

As hidrelétricas, durante muitos anos, atenderam aos principais requisitos operativos do SIN, como energia, capacidade e flexibilidade, devido principalmente à existência de grandes reservatórios de regularização e significativa capacidade de armazenamento. Entretanto, a redução na participação das UHE e a penetração das fontes renováveis não controláveis no sistema fazem com que requisitos que antes eram vistos como "subprodutos" precisem de atenção específica nos estudos de planejamento. Este artigo apresenta uma proposta metodológica para estimar os requisitos e a disponibilidade de recursos que permitam que o sistema supra a flexibilidade operativa necessária para cobrir as variações de demanda no horizonte de planejamento.

Perguntas e respostas:

A) Na introdução desse IT, poder-se-ia mencionar artigos científicos que usam esse conceito de flexibilidade para resolução de atendimento deste serviço?

Podemos citar alguns artigos que trabalham com esse conceito, tais como: Cochran, J., M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. O'Malley, S. Mueller, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, and S.K. Soonee, 2014. Flexibility in 21st Century Power Systems. 21st Century Power Partnership. NREL/TP-6A20-61721. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Holttinen, H., A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller, and L. Soder. 2013. The Flexibility Workout? IEEE Power and Energy Magazine, Nov/Dec. Li, H., Z. Lu, Y. Qiao, and P. Zeng, 2015. Assessment on Operational Flexibility of Power Grid with Grid-Connected Large-Scale Wind Farm. Power System Technology, Vol. 39 No. 6: 1672-1678. Denholm, P. and M. Hand. 2011. Grid Flexibility and Storage Required to achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity? Energy Policy, 39:1817-1830. Ulbig A, Andersson GR. Analyzing operational flexibility of electric powersystems. Int J Elec Power 2015;72:155e64

B) Segundo a metodologia para avaliação de recursos, foi afirmado que a flexibilidade das usinas é determinada por quatro parâmetros principais. Esses quatro parâmetros foram levados em consideração devido às premissas do artigo ou se faz sempre essa consideração na literatura acadêmica?

A literatura acadêmica encontrada sobre o tema, demonstra-se que esses são os principais parâmetros associados ao produto "flexibilidade" e que são comumente utilizados para o correto dimensionamento de quanto uma usina pode ofertar desse produto. Uma vez que a literatura sugere a observação desse parâmetros, o artigo se utiliza dos mesmos para propor esse dimensionamento e entende-se que, de fato, esses parâmetros são indispensáveis para essa avaliação.

C) Considerar que as variações de produção horária de energia obtidas nos casos mais extremos no passado poderão ser repetidas no futuro leva a uma avaliação confiável para avaliar a flexibilidade das hidrelétricas?

A análise do recurso hidrelétrico, idealmente, deve ser feita pela incorporação das restrições de rampa e das taxas de variação de vazão defluente de cada UHE. Entretanto, em função da dificuldade de se obter essas informações de forma detalhada levou ao artigo considerar a utilização dos dados históricos de geração. De fato, a utilização de dados passados para representação do futuro carrega consigo um grau de incerteza relevante, o que pode trazer pouca confiabilidade no uso desses dados. Para mitigar esse risco, buscou-se limitar a utilização do histórico para os últimos 3 a 5 anos, em função da conhecida a perda relativa de regularização e deplecionamento dos reservatórios verificados nos últimos anos, de forma a refletir uma melhor aproximação da realidade operativa dessas usinas. Acredita-se que em função dos baixos níveis de aflúências registrados nos últimos anos e as dificuldades de se manter índices bons de energia armazenada nos reservatórios, o uso de cenários em que as hidrelétricas forneçam flexibilidade para o sistema nesses anos considerados "restritivos" permite uma boa proxy do que podemos inferir para os próximos anos, com um certo grau de confiabilidade.

### 3.14 - USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO CONTEXTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

CAMILA VIEIRA COLOMBARI(1); MURILO CARDOSO DE MIRANDA(2); GABRIEL MALTA CASTRO(3); ROBERTO DE CARVALHO BRANDÃO(4); NIVALDE DE CASTRO(5); - GESEL/UFRJ(1);GESEL/UFRJ(2);GESEL/UFRJ(3);GESEL/UFRJ(4);GESEL/UFRJ(5);

A mudança no paradigma no setor elétrico tem trazido preocupações no âmbito da confiabilidade energética. O receio com a falta de suprimento tem levado a busca de novas formas de armazenamento de energia, destacando-se as Usinas Hidroelétricas Reversíveis. O presente trabalho busca analisar os papéis estratégicos de UHR sazonais conectadas ao Sistema Interligado Nacional e verificar os possíveis ganhos atribuídos ao sistema. Foram realizadas simulações computacionais utilizando o programa Plexos. As simulações mostraram que essa tecnologia se torna interessante, pois funciona também como elemento de modulação dos recursos hídricos capaz de melhorar o desempenho do sistema como um todo.

Perguntas e respostas:

A) Na opinião dos autores quais seriam as principais inovações regulatórias e políticas de incentivo

A principal política de incentivo seria o pagamento de tarifas adicionais pagas às UHR referentes aos serviços ancilares que elas atribuem ao sistema.

B) Os autores podem descrever as vantagens das UHRs sazonais em comparação com as termelétricas a gás natural?

O custo de operação das UHR é muito menor que o das termelétricas a gás, e elas não emitem gases poluentes do efeito estufa.

C) A representação das fontes intermitentes na avaliação apresentada foi de forma determinística. Esta simplificação não pode comprometer algumas conclusões, uma vez que um dos motivos para viabilização de UHR é o grande crescimento observado de usinas eólicas e perspectiva de grande crescimento das solares?

Sim, podem comprometer os resultados, por isso estamos trabalhando para modelar séries históricas de ventos no Plexos e adicionar isso a nossa pesquisa.

### 3.15 - Análise do Impacto da Variabilidade das Fontes Renováveis na Expansão Integrada dos Sistemas Elétrico e de Gás Natural

MARIA LUIZA VIANA LISBOA(1); JOSÉ GUILHERME S. MACHADO(2); JORGE MACHADO DAMÁZIO(3); JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA(4); CARLOS HENRIQUE M. SABÓIA(5); LUIZ GUILHERME BARBOSA MARZANO(6); MIRYAM GERK CURTY(2); - CEPEL(1);COPPE(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);CEPEL(6);

Estudos de planejamento da expansão de sistemas elétricos com maior participação de fontes eólica e solar fotovoltaica requerem modelos computacionais que representem a operação com maior granularidade espaço-temporal, de modo que as sinergias entre fontes sejam melhores exploradas, e para que tecnologias de geração flexível sejam adequadamente indicadas na solução do problema. Neste trabalho apresenta-se uma análise da representação da operação com maior granularidade espaço-temporal no planejamento da expansão dos sistemas elétrico e de gás natural. Esta análise é feita através do modelo MATRIZ, considerando um horizonte de planejamento até 2050. A adequação do plano é avaliada para vários cenários de ventos.

Perguntas e respostas:

A) O uso de uma distribuição gaussiana para cada hora e mês do horizonte, para representar a incerteza seria adequado para reproduzir cenários críticos de geração eólica? A agregação dos parques em bacias eólicas seria suficiente para garantir a aderência da distribuição estatística escolhida?

O objetivo do trabalho é de explorar o impacto de variabilidades erráticas da geração eólica para futuramente estabelecer um critério de incorporação destas em modelos de longo prazo. A escolha da distribuição gaussiana e da estrutura de dependência temporal autorregressiva foi feita considerando principalmente a praticidade de implementação do algoritmo, sem se pretender avançar na verificação ou não da adequação. Note que para esta verificação é necessária que se analise um conjunto de dados anemométricos muito maior do que o encontrado no sistema AMA da EPE. Para agregação, seguimos a agregação adotada pela EPE, sem considerar aderências a distribuição estatística escolhida. Novamente, o critério de agregação só pode ser avaliado à medida que se analise uma massa de dados mínima.

B) No horizonte até 2050 e diante da maior participação da geração não-controlável e consequente efeito na operação horazonal, é esperada maior competitividade de usinas reversíveis, neste contexto, como o estudo poderia avaliar esta alternativa?

Trata-se de um modelo de planejamento de expansão de longo prazo em que tecnologias de armazenamento são representadas de forma simplificada. Na versão atual do MATRIZ a modelagem restringe-se para tecnologias de armazenamento horazonal, em que a energia produzida em um ou mais patamares deve ser igual a energia consumida em um outro patamar, descontadas as perdas. Custos de investimento e operação são informadas de forma semelhante às outras tecnologias.

C) Como o modelo matemático proposto explora a flexibilidade operativa das usinas hidrelétricas e seus reservatórios de regularização no contexto de maior importância deste atributo?

Trata-se de um modelo de planejamento de expansão de longo prazo em que a flexibilidade operativa é representada de forma simplificada através de restrições de rampa entre um patamar e outro. Neste quesito as hidroelétricas são mais competitivas, com restrição de rampa consideradas nulas neste trabalho.

**Comentário:** O trabalho apresenta uma evolução a partir da modelagem pré-existente do modelos MATRIZ e MELP, aumentando o número de patamares. Seria interessante introduzir outros efeitos como maior inserção de incerteza da representação eólica nas decisões de investimentos.

### 3.16 - Mecanismo de Opção de Confiabilidade: uma alternativa de mercado para adequação de suprimento no SIN

PEDRO PRESCOTT(1); DANIEL PINA(2); FERNANDO PAPPAS(3); PAULO ANDRÉ SEHN DA SILVA(4); - ABIAPE(1);ABIAPE(2);ABIAPE(3);ABIAPE(4);

Considerando a necessidade de modernização do Setor Elétrico Brasileiro e os efeitos colaterais dos mecanismos de adequação de suprimento vigentes no Brasil, este artigo sugere um desenho de mecanismo que alinha incentivos dos geradores para a confiabilidade do sistema. Neste desenho com premissas e parâmetros aderentes à matriz brasileira, os geradores passam a ofertar num leilão centralizado opções de confiabilidade acionadas apenas na situação de escassez do sistema cuja contraparte contratual são os consumidores. Propõe-se neste artigo um modelo racional de oferta dos geradores em leilão que considera os incentivos para participação de geradores existentes e novos, com ou sem contrato vinculante. Para emular efeitos da adoção de um mecanismo de opção de confiabilidade no Brasil, projetam-se curvas de oferta por fonte e a curva resultante no SIN baseadas em dados históricos de geração e de preço spot.

Perguntas e respostas:

A) Considerando o arcabouço legal vigente para a regulação dos leilões que alterações serão necessárias nas regras atuais para viabilizar o mecanismo de opção de confiabilidade proposto artigo?

O leilão de opção de confiabilidade proposto no artigo tem natureza distinta dos atuais leilões de geração, por isso, para sua viabilização seria necessário adaptar leis e editais dos leilões e estabelecer procedimentos aplicáveis quando do acionamento da situação de escassez do sistema. Para os participantes do leilão, seria importante também estabelecer o regimento do fee pago pelos consumidores aos vendedores do leilão, do exercício da opção financeira pelo consumidor e, por fim, das penalidades para o vendedor que não entregar a geração contratada no leilão para a situação de escassez. Outra adaptação importante no arcabouço regulatório seria o aumento do teto do preço spot (PLD) acima do preço strike proposto no artigo que é de 700 R\$/MWh, caso contrário haveria distorção no equilíbrio da oferta x demanda por confiabilidade. A viabilização da opção de confiabilidade tende a deixar obsoletos alguns dos mecanismos de adequação de suprimento existentes no SIN. Entretanto, o encerramento deles não é requisito para a opção de confiabilidade, mas uma coisa natural a ser avaliada no futuro.

B) As métricas propostas pelos autores para medir a confiabilidade estão aderentes às propostas pelo MME?

Como propostas do MME entendemos estarem elas tratadas na Consulta Pública n 033 do MME. Nessa CP define-se lastro como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica? (§ 5º, art. 3, Lei 10.848). A métrica proposta no artigo tem intrinsicamente tais características de lastro uma vez que a confiabilidade e adequabilidade sistêmica estão refletidas na energia que deve ser entregue no momento de escassez do sistema pelo gerador vendedor do leilão. Portanto, entendemos que há uma forte aderência entre a opção de confiabilidade e o lastro tratado na CP 033.

C) A sua aplicação é viável para um sistema com a dimensão e diversidade do SIN?

Sim. No estudo de caso do artigo foram feitas simulações da aplicação do mecanismo de opção de confiabilidade considerando as usinas existentes no SIN. Contudo, inicialmente o artigo não tratou da regionalização do mercado de opção de confiabilidade. Caso seja identificada essa necessidade, no Nordeste por exemplo, o leilão de opção de confiabilidade poderia ser segmentado por regiões.

**Comentário:** Ordem dos autores trocada

### 3.17 - O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento

RONEY NAKANO VITORINO(1); RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO(1); SIMONE QUARESMA BRANDÃO(1); JORGE TRINKENREICH(1); RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO(1); - EPE(1);

O artigo avalia os impactos das estratégias de operação dos reservatórios de usinas hidrelétricas sobre o custo total de operação e investimento em expansão de capacidade do Sistema Interligado Nacional. Com base no universo de usinas hidrelétricas despacháveis pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, a metodologia tem por objetivo preservar volumes mínimos dos reservatórios das usinas, como também garantir alocação de geração média mensal compatível com a modulação para o atendimento ao requisito de demanda máxima do sistema. Para tanto, parte-se da expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, em seguida, compara-se a eficácia das medidas operativas citadas acima, com as suas consequências para o Sistema Interligado, em termos de custo total de operação e necessidade de expansão de geração adicional para garantir o atendimento à demanda máxima de potência no horizonte de planejamento.

Perguntas e respostas:

A) No estudo apresentado não houve alteração de expansão visando um menor incremento de custo operativo para preservar os níveis dos reservatórios. Uma maior expansão de fontes renováveis de custo de operação nulo pode contribuir para um maior benefício econômico?

No caso específico deste estudo, assumiu-se como premissa que a expansão de referência já está definida e contempla as fontes para o atendimento dos requisitos de energia e potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Portanto, a conhecida expansão de referência foi submetida a distintas operações para maximizar a oferta de potência pelas UHEs com reservatório do SIN e, na sequência, avaliou-se qual seria o benefício econômico calculado pela: redução do investimento associado às tecnologias para atendimento do requisito de potência do SIN comparado ao aumento de custo operativo deste mesmo sistema, visando preservar níveis mínimos nos reservatórios do SIN para garantir disponibilidade de potência. Uma sugestão de etapa complementar do presente trabalho, seria avaliar uma nova expansão do SIN, energia e potência, sabendo de antemão que as UHEs com reservatório operariam para maximizar as suas respectivas disponibilidades de potência. Dessa maneira, sim, poderíamos avaliar uma nova expansão de energia e potência do SIN, composta por uma maior expansão de fontes renováveis. Consequentemente, seria possível aferir as disponibilidades de potência da nova expansão do sistema com as etapas propostas até então neste trabalho e calcular o benefício econômico. Essa análise poderia fornecer resultados interessantes de benefício econômico, já que essas fontes apresentam custo de operação nulo.

B) Porque o ponto de benefício ótimo seria quando a redução de investimento em capacidade de potência for igual ao incremento de custo operativo pela adoção das restrições de volume mínimo, e não quando o benefício econômico for o maior?

Este estudo considera o benefício econômico tendo como partida um caso de referência, onde a expansão ótima, que minimiza o custo total de investimento e operação com as informações fornecidas, já está definida e contempla as fontes para o atendimento dos requisitos de energia e potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste caso, o benefício é calculado pela comparação entre os "deltas" de redução de investimento em potência como consequência do correspondente aumento de custo operativo para garantir disponibilidade de potência nas UHEs do SIN. No entanto, o presente estudo estima um benefício econômico para uma determinada mudança de estratégia operativa que não foi considerada no processo de otimização original que definiu a expansão de referência. Dessa forma, cabe retornar ao início do processo e reavaliar qual seria a nova expansão ótima para essa nova realidade operativa, que garanta a minimização do custo total (custo de investimento custo de operação). Teríamos então um processo iterativo que consistiria em reavaliar de forma conjunta expansão e operação, onde a expansão ótima seria definida pelo Modelo de Decisão de Investimento tendo como novo insumo informações relativas à operação ótima que foi previamente definida pela análise de maior benefício econômico, conforme apresentado nesse artigo. Desse processo iterativo de ajuste do ponto ótimo de expansão e operação, seria possível chegar a uma nova expansão que leve ao menor custo global, onde espera-se que mudanças marginais na estratégia de operação levem à igualdade entre a redução de investimento e incremento de custo operativo

C) Ao operar o sistema com os reservatórios mais cheios aumenta-se a probabilidade de vertimento, principalmente no período úmido. Essa situação, se confirmada, pode aumentar a competitividade de tecnologias de armazenamento, como baterias ou usinas hidrelétricas reversíveis?

Há três fatores que são necessários para impulsionar a competitividade dessas tecnologias: além da existência de excedente de energia (vertimento), é preciso haver períodos com necessidade de complementação de potência e o custo dessas fontes tem que ser competitivo frente às demais tecnologias com vocação para o atendimento à demanda de potência. Neste trabalho, a restrição de volume mínimo operativo foi especificada somente no mês de novembro de cada ano do horizonte de estudo. Desse modo, buscou-se assegurar a disponibilidade de potência nas UHEs com reservatório durante o período dito "seco", no qual são menores as chances de ocorrer vertimento na operação energética do SIN. No entanto, se for confirmada a existência de vertimentos que possam ser realocados para os momentos em que o sistema demandar com essa nova operação, é possível que essas tecnologias aumentem sua competitividade.

### 3.18 - Impacto da penetração massiva de geração solar e eólica na operação de médio e longo prazo das hidroelétricas brasileiras

ROBERTO ASANO JUNIOR(1); IVAN ROBERTO DE SANTANA CASELLA(1); PATRICIA TEIXEIRA LEITE(1); - UFABC(1);

Neste informe técnico são apresentados os resultados para diferentes cenários de integração de novas fontes de energia elétrica, eólica ou solar, em um sistema hidrotérmico, destacando e seu impacto na operação do sistema. Nestes resultados se observam as variações na operação dos reservatórios, necessárias para contemplar a sazonalidade da energia eólica e solar que passarão a integrar o sistema enquanto se busca a minimização dos custos operacionais em cada um desses novos cenários. Com isso, é possível demonstrar os impactos energéticos da penetração massiva destas novas fontes e destacar o papel dos reservatórios das hidroelétricas para armazenar e integrar as novas energias renováveis.

Perguntas e respostas:

A) Se estas fontes são consideradas como não controláveis, como elas se comportam como consideradas como variáveis de decisão?

As fontes não controladas dependem da disponibilidade do recurso para gerar energia e não dispõem de armazenamento intrínseco. Não é possível controlá-la quando está indisponível bem como não é desejável verte-la quando disponível. Neste caso, os reservatórios das usinas hidroelétricas atuam como armazenadores sistêmicos e permitem um uso energético otimizado. No sistema de decisão, as usinas não controladas despejam sua energia convertida no sistema de acordo com a disponibilidade sazonal. O que controlamos e decidimos sobre elas e a capacidade instalada para cada cenário de expansão, dado que a geração das hidroelétricas precisa também ser acomodada como demonstrado pelas figuras 4 a 7 do informe técnico.

B) Quais os desafios para utilizar a metodologia proposta considerando todo o sistema brasileiro interligado?

O sistema brasileiro interligado possui muitas usinas hidroelétricas em cascata, o que o torna único no mundo. Experiências de outros países, em geral, simplificam a geração hidroelétrica pois, para eles, este tipo de geração não é tão significativa. Seja pela origem do recurso hídrico (degelo, por exemplo), seja pela menor complexidade do acoplamento espacial entre as usinas (cascatas pequenas 1 ou 2 usinas). No Brasil, existem várias usinas numa mesma bacia e várias bacias acopladas. Por isso a individualização no planejamento e operação torna-se tão importante. Obviamente o uso da operação individualizada aumenta a complexidade para solução. Todavia, com o barateamento dos recursos computacionais e o aprimoramento de técnicas metaheurísticas, como a aplicada ao problema (ESBIT ? técnica evolutiva sócio-bioinspirada), permitem ampliar o sistema até alcançarmos a totalidade do sistema brasileiro. Atualmente, o grupo de pesquisa do LabBITS (laboratório de soluções e tecnologias bioinspiradas) da Universidade Federal do ABC vem expandindo o banco de dados de usinas para considerar e modelar todas as usinas do sistema e, com isso, poder demonstrar o uso no sistema completo. A técnica ESBIT foi apresentada no XVII ERIAC em 2017 e detalhes adicionais podem ser encontrados na tese de doutorado da referência [1] do informe técnico.

C) Ao considerar toda as fontes, as convencionais e as renováveis no processo de otimização do atendimento à demanda total, quais os principais benefícios desta mudança?

O principal benefício da otimização conjunta das diversas fontes é o aproveitamento da sinergia ou complementaridade da disponibilidade dos recursos energéticos bem como as vantagens intrínsecas de cada forma de geração. Destaca-se o benefício sistêmico do uso dos reservatórios das hidroelétricas para estocar indiretamente a energia gerada pelo excedente de gerações solar e eólica. Os reservatórios permitem estocar quantidades extremamente elevadas de energia por longos períodos de tempo sem o uso energético para armazenamento. Ao contrário de baterias ou mesmo de usinas reversíveis que utilizam mais energia para carregar do que fornecem ao descarregar, quando se usa a operação otimizada dos reservatórios, a acumulação é obtida sem gasto energético, melhorando a eficiência global do sistema e sem subprodutos adicionais como os descartes das baterias.

### 3.19 - Proposta de Instalação de Baterias no Litoral do Estado de São Paulo

MARCOS RODOLFO CAVALHEIRO(1); MARIANA NUNES DE OLIVEIRA(2); EDISON CARDONA RENDON(3); RAMÓN ALBERTO LEÓN CANDELA(4); Victor Makida Nakashima(5); - CTEEP(1);CTEEP(2);CTEEP(3);CTEEP(4);CTEEP(5);

Em 2012, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificou a necessidade de ampliações e reforços no sistema elétrico de atendimento do Litoral de São Paulo. Tais obras foram licitadas em 2014, mas a empresa responsável ainda não iniciou as obras devido problemas ambientais. Sendo assim, este artigo apresenta o estudo de caso para a implantação de uma solução alternativa composta por um banco de baterias e transformadores defasadores. O objetivo é assegurar um desempenho satisfatório da rede elétrica do Litoral nos horizontes de curto/médio prazo, proporcionando tempo hábil para que os órgãos responsáveis viabilizem uma solução estrutural para a região.

Perguntas e respostas:

A) Qual a estratégia adotada pela empresa para execução da obra para enfrentar a necessidade de desligamento de linhas durante a sua implantação dado que o sistema não suporta o N-1?

O sistema não suporta N-1 somente nos períodos de carga elevadas da Temporada de Verão (finais de semana e principalmente nos feriados de Natal, Réveillon e Carnaval), devido à elevada migração de turistas para as regiões litorâneas do Estado. Em todo o resto do ano o carregamento na região litorânea é relativamente baixo, sendo possível realizar os desligamentos necessários para a implementação da alternativa de instalação de baterias e transformadores defasadores.

B) Qual o custo da alternativa apresentada em relação à proposta inicial de ampliação?

A solução estrutural licitada no leilão ANEEL 01/2014 está passando por processo de desmembramento/cancelamento (em análise pela ANEEL/MME) em virtude de inviabilidade da solução proposta no edital do leilão. Contudo, mesmo implantando alterações da solução existente com cabos subterrâneos, não existe previsão para nova licitação e entrada em operação desta solução, motivo pelo qual foram realizadas as análises presentes neste artigo para viabilizar o atendimento de cargas do Litoral em curto (baterias) e médio prazo (defasadores), até a entrada da nova fonte para o sistema elétrico do Litoral Norte. Portanto, a comparação de custos das alternativas não faz sentido pois são soluções distintas para o curto/médio prazo (baterias defasadores) e para o longo prazo (nova fonte para a região), além de serem mutuamente excludentes.

C) Não foi possível visualizar como foi realizado o dimensionamento do banco de baterias. Qual o tamanho encontrado? Se baseou nos patamares de carga ou na curva de carga diária? Para este dimensionamento é extremamente necessário analisar a curva de carga e o regime de carga e descarga da bateria para determinar seu ciclo de vida e a necessidade de armazenamento.

O carregamento máximo da temporada de verão ocorre historicamente no período entre 20:30 e 21:30hs do dia 31 de Dezembro (feriado de Réveillon), ocasionado pelos preparativos para a ceia de virada do ano (maior utilização de iluminação, chuveiros, fornos elétricos etc). Desta forma, o banco de baterias foi dimensionado em função do montante de geração necessário para eliminar sobrecargas inadmissíveis na contingência N-1 da LT 138kV Santo Ângelo ? Bertoga II, até a entrada dos transformadores defasadores. Esse montante corresponde a 18MW/18MWh (18 MW contínuos pelo período de 1 hora).

**Comentário:** Ordem dos autores trocada e título diferente

### 3.20 - Paradoxos, Riscos e Requisitos da Nova Matriz de Energia Elétrica Brasileira

MARIO JORGE DAHER(1); ALEX NUNES DE ALMEIDA(1); MARIA APARECIDA MARTINEZ(1); VITOR SILVA DUARTE(1); - ONS(1);

O objetivo deste trabalho é apresentar uma "radiografia" da nova Matriz de Energia Elétrica, agora com a presença crescente das novas renováveis, juntamente com a inflexibilidade significativa da geração a fio d'água das grandes usinas da Amazônia, trazendo as razões pelas quais as avaliações de médio prazo, embora de forma consistente com o Equilíbrio Estrutural postulado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 01/2004) e pelo modelo mercantil vigente (100% da carga estimada de cada distribuidora deve estar contratada no horizonte de cinco anos), apresentam resultados de desempenho muitas vezes preocupantes e porque não dizer paradoxais.

Perguntas e respostas:

A) As simulações do NEWAVE abatendo a geração eólica e solar diretamente da carga não causam imprecisões nos resultados obtidos com esta ferramenta? Quais os erros esperados quando se considera esta representação simplificada?

A geração de fontes eólica e solar são tratadas, nas simulações do modelo NEWAVE, de forma determinística, sendo sua previsão feita conforme definido na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019. Esta resolução determina, para a previsão destas gerações, a aplicação de um fator de produção, ajustado pelo histórico dos últimos 5 anos, à capacidade instalada contratada para os próximos 5 anos. No PEN 2019 é apresentada uma análise na qual é mostrada que essa premissa, para previsões mensais, está adequada, posto que a variabilidade na produção eólica média mensal, por subsistema, é pequena.

B) Os autores mencionam o termo de reservatório virtual. Nas avaliações efetuadas foi verificada a necessidade/opportunidade de uma maior expansão das interligações entre subsistemas?

A expansão das interligações é fundamental para que as fontes alternativas possam desempenhar o papel de ?Reservatório Virtual?, uma vez que a transmissão viabiliza a exportação dos excedentes energéticos provenientes das gerações das usinas de fontes renováveis (eólica) da região Nordeste, bem como dos excedentes de geração a fio d'água provenientes das usinas dos rios Madeira, Xingu, Teles Pires, etc.

C) Os autores poderiam esclarecer os valores de inflexibilidade apresentados na Figura 9, principalmente os relativos a inflexibilidade hidro? Como ficam esses valores no período seco?

As inflexibilidades hidroelétricas estão associadas, principalmente, às defluências mínimas obrigatórias e às gerações das usinas a fio d'água considerando as vazões incrementais. No caso das defluências mínimas obrigatórias, os montantes considerados são aqueles que contam no Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos. Para a energia a fio d'água, foram considerados os valores médios mensais históricos. Considerando que a parcela preponderante desta energia decorre das usinas da região amazônica (Rio Madeira, Rio Xingu, Rio Teles Pires, etc), esse montante é mais elevado no período úmido (dezembro a maio), em relação aos demais meses do ano.

### 3.21 - Alternativas de suprimento ao sistema isolado de Roraima: análise multicritérios em cenário de decisão sob incerteza

ALINE COUTO DE AMORIM(1); MICHELE ALMEIDA DE SOUZA(2); GUSTAVO PIRES DA PONTE(3); CRISTIANO SABOIA RUSCHEL(4); Thiago Ivanoski Teixeira(5); - EPE(1);EPE(2);EPE(3);EPE(4);EPE(5);

Os constantes problemas no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Isolado (SI) de Roraima através da importação de energia da Venezuela levaram à necessidade de se estudar alternativas que garantam a segurança eletroenergética do estado, dadas incertezas como a interligação ao Sistema Interligado Nacional – SIN. O presente trabalho apresenta os estudos de planejamento para atendimento às cargas desse sistema, no médio e longo prazo, por meio de análise multicritérios. Considera-se diferentes fontes, em cenários de decisão sob incerteza, resultando em diferentes cenários, a depender das premissas, cenários e variáveis avaliadas.

Perguntas e respostas:

A) De acordo com a evolução do tempo, desde a elaboração destes estudos até a presente data, principalmente após o leilão de suprimento, como os autores avaliam a experiência da análise multicritérios? As conclusões tem se mantido? Existem mudanças relevantes?

A participação de diversas fontes energéticas inclusive com a venda de projetos híbridos no leilão de Roraima, com exceção do gás natural não avaliado no estudo em questão, demonstrou a importância do estudo realizado para o sistema isolado de Roraima, onde foram avaliados cenários de decisão sob incerteza. A contratação de 40MW (potência nominal) de biomassa, por exemplo, está de acordo com o indicado no estudo como expectativa de participação desta fonte na matriz de Boa Vista. A maior diferença entre o estudo e a contratação foi a disponibilidade de GNL, não avaliada no estudo, cuja contratação demonstra o acerto da realização de leilão com competição entre fontes. Após o leilão de Boa Vista, apesar de já termos definida a matriz energética de Boa Vista, bem como os prazos contratuais das diversas fontes, algumas incertezas permanecem: (i) O contrato de fornecimento de energia com a Venezuela será renovado? (ii) Se renovado, a que preço? (iii) Quando irá ocorrer a interligação de Boa Vista ao SIN? Portanto, as conclusões da avaliação plurianual do estudo onde estimou-se o custo total para atendimento ao sistema e o custo do mínimo arrependimento podem ser diferentes. É importante ressaltar que este estudo foi elaborado para um sistema isolado específico, com características muito particulares, e a partir de premissas adotadas que podem ou não ocorrer.

B) Os autores acreditam que as análises multicritérios e multicenários podem ser expandidas para o planejamento da expansão do sistema interligado? Seriam boas medidas para tratar o planejamento sob incertezas?

O planejamento do sistema interligado já considera ferramentas mais complexas e robustas que a desenvolvida no estudo em questão, por meio do qual procuramos trazer para o planejamento dos sistemas isolados parte da experiência com o SIN. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), por exemplo, para indicação da expansão do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), que considera as diferentes fontes disponíveis e restrições operativas em um único modelo computacional que estima o custo de operação baseado em cenários de energia, decidindo assim pela melhor alocação dos recursos.

C) O trabalho apresenta os estudos de planejamento para atendimento às cargas desse sistema, no médio e longo prazo, por meio de análise multicritérios. Qual foi a decisão final da EPE para o equacionamento do atendimento a Roraima?

Os estudos desenvolvidos para atendimento à carga do sistema elétrico de Boa Vista e localidades conectadas foram muito importantes para a tomada de decisão do planejador. Como resultado destes estudos, a EPE indicou que o leilão deveria ser dividido em dois produtos, sem distinção de tecnologia: (i) produto potência (ou disponibilidade) para contratação de tecnologias com capacidade de disponibilidade imediata e controlável para atendimento à demanda elétrica; e (ii) produto energia (ou quantidade) proveniente de fontes renováveis e prazos contratuais maiores para promover redução do custo total de geração, reduzir a exposição do preço da energia à variação de preços dos combustíveis fósseis e proporcionar o mínimo impacto socioambiental. Em função das incertezas quanto às premissas e dados de entrada, o estudo aponta que o planejamento do atendimento ao sistema Roraima não deve ser determinativo, ressaltando a importância de se criar condições adequadas para a competição das diversas fontes disponíveis, inclusive com distinção de produtos com regras adequadas às mesmas, como de fato foi adotado pelo MME na definição do leilão de Boa Vista.

### 3.22 - Método de geração de cenários de longo prazo para a carga horária

GUILHERME MEIRELLES BODIN DE MORAES(1); RAPHAEL AUGUSTO SAAVEDRA(1); ALEXANDRE STREET(1); CRISTIANO FERNANDES(1); - PUC-Rio(1);

A previsão de demanda energética numa janela de anos à frente constitui uma informação valiosa para o planejamento adequado do setor elétrico, seja para a expansão do sistema, para a operação ou para a contratação de montantes de uso de transmissão e distribuição (MUST). A previsão probabilística, realizada através da geração de cenários futuros, apresenta vantagens significativas sobre a previsão pontual, uma vez que possibilita o levantamento da distribuição de probabilidade da variável de interesse e permite análises de risco. Neste trabalho, propomos uma metodologia para gerar cenários de carga de longo prazo em frequência horária. A metodologia se divide em duas partes: na



primeira, um modelo de séries temporais não-Gaussiano é utilizado para a modelagem de sinais elétricos mensais; na segunda, um modelo auto-regressivo quantílico conecta os cenários gerados pelo modelo anterior à carga horária. Um estudo de caso utilizando dados reais do sistema elétrico brasileiro ilustra o uso e a eficácia da metodologia proposta.

Perguntas e respostas:

A) Os autores poderiam fazer uma comparação, em termos de vantagens e desvantagens, do modelo utilizado?

Uma vantagem do modelo é sua capacidade de capturar movimentos mensais e intradiários coerentes entre si. Outra vantagem é a caracterização da dinâmica da carga de cada barras em função da dinâmica de longo prazo, que pode variar com ciclos climáticos e outros guias de tendência. Uma desvantagem do modelo é que ele é muito dependente da qualidade dos dados em escala horária. Nesta frequência, normalmente existem muitos erros e outliers que, então, precisam ser tratados previamente. Isso não é, entretanto, uma característica apenas do nosso modelo, mas sim da dificuldade intrínseca desse framework. Para resolver isso, utilizamos metodologias de regressão quantílica que são mais robustas a esses problemas. Não obstante, estamos implementando ferramentas de tratamento de dados para reconhecer e corrigir os dados de curto prazo.

B) Seria possível uma comparação em termos de desempenho e aceitabilidade entre a metodologia proposta e outros métodos empíricos, como reconhecimento de padrões com inteligência artificial, por exemplo?

Sim, para efetuar uma comparação justa basta determinar uma métrica como o MAE e o SMAPE descritos no informe técnico.

C) Na opinião dos autores quais são as incertezas mais significativas no ambiente do planejamento da operação e da expansão? E como o método proposto pode auxiliar em casos de análises de risco?

Existem algumas incertezas bastante significativas para o planejamento da operação, podemos citar a taxa de falha de equipamentos, a possibilidade de usinas ineficientes que não atendem as suas garantias, o ritmo de crescimento da demanda e a incertezas sobre o comportamento da carga e geração de renováveis. O método se propõe a gerar cenários para o comportamento da carga no longo prazo em escala horária, mas levando em consideração os movimentos das tendências de longo prazo. Permitimos a incorporação de variáveis explicativas, tais como índices pluviométricos, temperatura e radiação solar (muito importante em casos de redes com alta penetração de recursos renováveis distribuídos - CGHs e painéis solares) e variáveis econômicas. Com estes cenários é possível fazer análises de risco tanto no âmbito da operação como da expansão. Isso pode ser feito através de uma simulação de Monte Carlo que o nosso modelo produz. O cálculo de métricas de risco fica por conta de cada aplicação.

### 3.23 - Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN considerando Patamares de Carga

SAULO RIBEIRO SILVA(1); DAN ABENSUR GANDELMAN(2); Jorge Trinkenreich(3); - EPE(1);EPE(2);EPE(3);

Este informe apresenta os principais aspectos do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seus estudos de planejamento da expansão da geração. O principal aprimoramento no modelo, que foi utilizado nos estudos do PDE 2027 (1), é a representação da carga em patamares, o que permite uma avaliação mais coerente da adequabilidade das fontes de geração com o comportamento da carga. São abordadas as formas de representação das fontes de geração no modelo, suas principais restrições e a representação das incertezas no modelo.

Perguntas e respostas:

A) Qual foi o ganho quantificado em aplicar a representação em patamares em relação ao modelo já aplicado?

Os ganhos não foram quantificados numericamente

B) Na representação por patamares, além de representar de forma mais realista as fontes de geração de energia, quais são as outras vantagens?

A transmissão também consegue ser representada de forma mais realista, adotando diferentes limites em cada patamar de carga, e da mesma forma para os agrupamentos de intercâmbio.

C) Existem algumas desvantagens da representação por patamares em relação ao modelo aplicado atualmente? Em caso afirmativo, quais?

A principal desvantagem da representação por patamares é o tempo computacional. O tempo das rodadas do modelo passou de cerca de 15 minutos para cerca de 4 horas. Outra desvantagem é a maior dificuldade de obtenção dos dados por patamar de carga.

### 3.24 - Complexidades da Operação do SIN e seus Impactos no Planejamento da Expansão

Vinicius Ragazi David(1); JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA MELLO(2); DANIELA FLORÊNCIO DE SOUZA(3); LEONARDO CALABRO(4); XISTO VIEIRA FILHO(5); EDMUNDO P. SILVA(5); - Thymos(1);Thymos(2);Thymos(3);Thymos(4);Abraget(5);

O presente trabalho tem como foco a discussão da necessária interação do planejamento com as novas realidades enfrentadas pela operação do SIN. A matriz futura do SIN está se modificando de tal forma que as fontes renováveis com "custo marginal zero" vem ganhando cada vez mais espaço, em especial aquelas que são fontes intermitentes. Neste contexto, o presente artigo aborda os principais desafios e riscos necessários no aprimoramento do planejamento da expansão ao se deparar com questões que envolvam segurança energética e eventuais custos adicionais que devam ser considerados para escolha da alternativa de expansão numa condição de amplas incertezas frente ao futuro do setor. Além disso, será apresentado uma aplicação específica com comparações entre diversas alternativas para atendimento ao mercado futuro e os custos associados.

Perguntas e respostas:

A) Os autores colocam no trabalho que o aumento das incertezas não permitem soluções únicas na busca do custo mínimo global na escolha da alternativa. Que critério os autores propõem para seleção do empreendimento a ser implantado?

B) De acordo com o artigo, a implantação de térmicas no Sudeste acarreta maior custo em reforços na transmissão quando comparados com o necessários para a alternativa de implantação de térmicas no Nordeste. Aparentemente a EPE já se decidiu pelas térmicas no Sudeste quando escolhe o bipolo Graça Aranha Silvania. Pergunta-se: é possível reverter essa escolha? Houve alguma ação neste sentido por parte dos autores?

C) Para o atendimento da flexibilidade para o sistema quais as vantagens das térmicas a gás em relação as usinas hidrelétricas reversíveis e armazenamento de energia?

**Comentário:** ORDEM DOS AUTORES TROCADA.

### 3.25 - Avaliação do Critério de Parada do Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica quando se Utiliza Técnicas de Reamostragem de Cenários de Afluências

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA(1); CRISTIANE CRUZ(2); ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(3); DEBORA JARDIM PENNA(4); ANDRE LUIZ DINIZ(5); FELIPE TREISTMAN(6); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);CEPEL(6);

Discutem-se os ganhos obtidos com os aprimoramentos recentes na melhoria da representação da árvore de cenários de afluências no algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE, por meio da utilização de técnicas de reamostragem de cenários forward; e o impacto de tais técnicas no critério de parada atualmente empregado. Para tanto, foram utilizadas configurações oficiais relativas às atividades de planejamento da expansão e operação do SIN. Os resultados apontaram ganhos relevantes na qualidade da função de custo futuro, e na redução da variabilidade amostral. Também, foi verificada a adequação do critério de parada atualmente adotado no algoritmo de PDDE do NEWAVE.

Perguntas e respostas:

A) Por que foram escolhidas essas duas metodologias para a reamostragem dos cenários forward (i.e. reamostragem por recombinação e reamostragem plena)?

B) Qual o critério de escolha foi feito para utilizar 2000 cenários de afluências sintéticas, 200 cenários para simulação forward e 20 cenários para a reversão backward?

C) Como o assunto se relaciona com o tema relativo à revisão dos critérios de garantia de suprimento em discussão no MME?

### 3.26 - Redução de Incertezas Relacionadas ao Recurso Solar no Brasil Via Dispersão Geográfica

ANDRE MOURA GOMES DA COSTA(1); WADAED UTURBEY(1); BRUNO MARCIANO LOPES(2); - UFMG(1); Cemig D(2);

Sistemas de geração solar fotovoltaica distantes geograficamente entre si tendem a apresentar perfis de geração distintos devido às suas diferenças quanto à disponibilidade e à variabilidade do recurso solar. Consequentemente, a dispersão geográfica é uma estratégia interessante para se reduzir (aproveitar) os efeitos negativos (positivos) das variabilidades do recurso. Variações de escalas de tempo mais longas estão relacionadas a incertezas na geração, e busca-se minimizá-las. Este trabalho utiliza análise de clusters para avaliar como a dispersão geográfica pode reduzir a variabilidade conjunta, considerando pares de localizações. Os resultados indicam que a expansão da geração FV no MS pode ser interessante.

Perguntas e respostas:

A) A complementariedade das fontes solar e eólica no interior do Nordeste não constitui um fato relevante para priorizar esse aproveitamento de energias renováveis no Brasil?

De fato, a complementariedade das fontes solar e eólica no interior do Nordeste é um ponto importante para o aproveitamento destas. Entretanto, a maioria dos estudos da complementariedade entre estas fontes se dá em uma escala diária, ou sazonal. Poucos estudos verificam como o desvio da sazonalidade se dá entre as fontes. Neste sentido, uma questão válida é a seguinte: em um dado mês em que a geração solar seja consideravelmente inferior que a média para aquele período, é mais provável verificar valores de geração eólica maiores do que a média para o mesmo período? Isto é um ponto a ser investigado que vai no mesmo sentido da análise deste IT, que apresenta a possibilidade da dispersão geográfica para diminuir incertezas relativas ao desvio da geração esperada mensal. Esta não é a única maneira de se lidar com este problema e nem esta é a

única questão relativa a variabilidades e complementariedades dos recursos energéticos renováveis. Para uma definição melhor da definição de onde é mais interessante o uso da energia solar, esses diversos aspectos devem ser estudados.

B) Para amenizar flutuações de tensão e efeitos da chamada "curva do pato" é importante analisar o efeito da dispersão geográfica em base horária. A metodologia apresentada poderia ser utilizada para essa situação?

Em relação à amenização da flutuação de tensão, é interessante avaliar como as séries de variação entre dois instantes (isto é, disponibilidade solar em uma hora menos a disponibilidade solar da hora anterior) se comportam considerando as múltiplas localidades. Neste contexto, é, também, comum considerar as séries de variações de coeficiente de claridade ( $K_t$ ), que é justificável para essas escalas menores de tempo e, consequentemente, de espaço. Ao considerar estas séries, efeitos sazonais e médios são filtrados, e a decomposição em séries temporais não é necessária. Explorar correlações de séries de variações de  $K_t$  com as ferramentas apresentadas, baseadas em clusters ou baseadas em pontos de referência, pode fazer parte desta análise. Consideramos estudos neste contexto necessários no Brasil. Para a chamada "Curva do Pato", uma metodologia mais específica pode ser utilizada, dado que ela se dá, principalmente, por efeitos não aleatórios da produção solar, mas relacionados à posição do sol em relação à terra ao longo dos dias.

C) A utilização de geração híbrida não seria uma opção para reduzir a incerteza na produção de energia solar?

Sim, a geração Híbrida também pode ser uma estratégia de se reduzir incertezas relativas à energia solar. Neste sentido, é interessante a realização de um estudo comparando benefícios entre estratégias de geração híbrida e da dispersão geográfica, e avaliando possíveis soluções que consideram a utilização de ambas estas estratégias. É interessante notar que, a energia solar fotovoltaica já apresenta um menor coeficiente de variação para longas escalas em relação a outras fontes renováveis, especialmente a hídrica. O uso da dispersão geográfica poderia acarretar em uma grande redução desta já baixa incerteza, aumentando a confiabilidade da geração solar no país. Ressalta-se que isto pode ser feito com pouco ônus em relação ao potencial de geração.

### 3.27 - Modelagem alternativa da Função de Custo Imediato para consideração do despacho horário no problema de planejamento da operação resolvidos por PDD

ARTHUR ALEXANDRE LAURO DA SILVA(1); BRUNO HENRIQUES DIAS(2); ANDRE LUIZ DINIZ(3); LILIAN CHAVES BRANDAO DOS SANTOS(3); - UFJF(1); UFJF(2); CEPEL(3);

Este trabalho considera os efeitos da inserção das novas renováveis no planejamento energético de curto e médio prazos a partir da criação, de forma independente do problema de Programação Dinâmica Dual, de uma Função de Custo Imediato que relaciona a geração térmica do inter-período com seu custo de operação. Para isso, são resolvidos problemas de Despacho Econômico Dinâmico que consideram aspectos da operação horária como curva de carga horária, estocasticidade da geração eólica, geração hidráulica máxima e rampa de geração térmica. O estudo de caso mostra que o modelo proposto é mais realístico e representa melhor o sistema hidro-termo-eólico.

Perguntas e respostas:

A) A medida que o grau de regularização do SIN vai gradativamente decrescendo e a matriz elétrica nacional vai se tornando cada vez mais diversificada, como os autores explicam esta lógica de Funções de Custo Imediato para dar coerência à decisões em diferentes instantes de tempo?

A utilização das Funções de Custo Imediato (FCIs) visa representar adequadamente restrições e características operativas do sistema que estão em uma escala temporal inferior a da discretização temporal usualmente adotada (semanal/mensal) nos modelos de planejamento de médio e longo prazo da operação. Desta forma, a FCI é uma metodologia complementar ao uso de funções de custo futuro entre estágios, que são típicos de algoritmos baseados em programação dinâmica dual (PDD). Ressalta-se que a utilização das FCIs é uma alternativa real de representação da nova matriz elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro que vem se desenhando e sendo indicada nos Planos Decenais de Expansão (grande inserção de fontes intermitentes, menor predominância hidráulica, menor regularização dos reservatórios, momentos em que a modulação da carga é realizada por termoeletrônicas) em contraposição ao modelo atual adotado de patamares de carga e geração determinística e flat das usinas não despacháveis, incluindo eólicas e solares. Dessa forma, definida a expansão do sistema (determinística, como é feito atualmente), são criados perfis semanais (mensais) típicos esperados de curva de carga e de geração das fontes intermitentes, e aplicadas as respectivas taxas de indisponibilidade de cada termoeletrônica. Um fator de incerteza que vem a ocorrer é referente à geração hidráulica máxima, já que esta depende da disponibilidade de geração de grandes usinas a fio d'água que, por sua vez, dependem da vazão afluente (gerada por cenários). Para este caso, pode-se utilizar um perfil típico de geração daquele período (semana ou mês) ou até mais de um perfil baseado em vazões históricas notáveis. Para o primeiro caso, seria uma FCI para todos os cenários de afluência do período em questão. Já para o último, as FCIs criadas seriam utilizadas para o cenário sorteado mais próximo. Neste caso, vale ressaltar que quanto mais perfis de geração hidráulica forem requisitados, maior é o tempo computacional do pré-processamento.

B) Foi utilizado algum programa computacional de mercado (e.g. NEWAVE) ou os autores implementaram em programa computacional específico o PDD (e.g. MATLAB)?

Os problemas de Despacho Econômico Dinâmico propostos foram modelados no software Matlab, e dessa forma, obtida a Função de Custo Imediato (FCI) que foi implementada no modelo DECOMP, como descrito no resumo enviado. A escolha do DECOMP é devido ao fato de ser um software maduro, extensivamente validado e utilizado pelos agentes há quase vinte anos, e com um conjunto grande de funcionalidades que viabilizaram os testes da FCI, que foi implantada por meio de restrições de contrato. Ressalta-se que o modelo proposto também é válido para horizontes de estudo como o do NEWAVE.

C) O caso foi para um sistema reduzido dentro da região Sudeste, o que se espera da utilização do sistema completo (SIN)?

O caso de estudo considera o submercado Nordeste como um todo. Em relação à implementação do modelo no sistema completo (SIN), a expectativa é de uma operação indicando um despacho de usinas térmicas mais caras porém com maior capacidade de rampa no Nordeste, em meses de alta volatilidade de geração eólica, possivelmente também alguma compensação hidráulica intercambiada entre os sistemas. Também é esperado incremento discreto do total custo total de operação do SIN, já que a carga do NE é pequena se comparada à do sistema brasileiro.

**Comentário:** Só o primeiro autor está com foto no IT

### 3.28 - 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);

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 (SUIISHI) pertencentes a Eletrobras e Cepel, respectivamente.

Perguntas e respostas:

A) Na opinião dos autores de que maneira mudanças nos critérios de suprimento de garantia, um dos eixos do Grupo de Modernização do Setor Elétrico, poderão influir no dimensionamento energético econômico de UHEs?

A proposta contida no grupo de modernização do setor elétrico relacionada ao critério de suprimento de garantia se refere a mudança na métrica de risco tanto para energia quanto para potência. No tocante a UHEs tal procedimento provavelmente afetará o cálculo da garantia física. Quanto ao dimensionamento energético econômico o mesmo é feito, conforme apresentado no texto, pelo critério determinístico. Sendo assim, não havendo nenhum indicativo de alteração para um critério probabilístico, o dimensionamento energético econômico de UHEs de médio e grande porte seguirá conforme apresentado. No entanto, cabe destacar os alertas sinalizados no informe técnico.

B) Nos exemplos apresentados chamou atenção a influência da taxa de desconto e escolha do benefício energético quando do dimensionamento da potência instalada. Para os autores como essas questões devem ser tratadas?

A taxa de desconto é, junto com a estrutura de capital de uma empresa, um dos assuntos mais fascinantes e intrigantes em finanças corporativas. Apesar de seu cálculo conter uma formulação bastante simples, dada por uma média ponderada entre os custos de capital próprio e de terceiros (Custo Médio Ponderado de Capital-WACC), existe um toque de arte em razão de envolvimento de diversas variáveis que irão interagir entre si. O exemplo apresentado no informe técnico requer que esse tema seja analisado com maior profundidade pela Comissão Permanente de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP). Convém observar que esta questão não insere apenas no dimensionamento energético econômico como também está contido na formação de preços, calculada pela plataforma computacional em vigor (Newave), bem como a metodologia WACC é utilizada pela Aneel para definir a taxa de desconto a ser usada nos ciclos periódicos de revisões tarifárias para concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica. Adiciona-se a isso o fato dos riscos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição proporcionarem, em razão do trade off risco x retorno, WACC diferentes. Da mesma maneira, cabe ao CPAMP investigar a questão do benefício energético de UHEs no caso da motorização das suas unidades de base não estarem completa no ano de entrada de operação, em razão da hipótese do comportamento uniforme do fluxo energético, representado pelo ganho de energia firme.

C) Os autores alertaram para a possibilidade de acontecer um novo período crítico, bem como apresentaram os conceitos de vulnerabilidade e resiliência de UHEs. Existe alguma métrica para a resiliência de UHEs?

Conforme mencionado existe um trabalho de Mauro Cicarelli Pinheiro, A Gestão do Uso Múltiplo da Água e a Resiliência do Sistema Hidroenergético, o qual faz parte do livro "Resiliência de Sistemas Electroenergéticos", no qual o autor mostra como calcular a resiliência de uma UHE. Os autores deste IT creem da conveniência de analisar e criticar o método proposto para sua eventual factibilidade, tanto para ser um indicador para o dimensionamento energético, quanto ser utilizado como fonte de acompanhamento na operação de uma UHE. Espera-se também que tal procedimento permita ir além e monitorar a resiliência do bloco hidráulico do sistema interligado nacional ou de uma bacia ou de uma cascata.

### 3.29 - Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente a crescente inserção de geração eólica na matriz

DANIEL JOSÉ TAVARES DE SOUZA(1); JOSÉ MARCOS BRESSANE(1); THÁIS PACHECO TEIXEIRA(1); TIAGO CAMPOS RIZZOTTO(1); RODRIGO RODRIGUES CABRAL(1); - EPE(1);

A crescente inserção da geração eólica na matriz energética brasileira traz novos desafios para o planejamento do Sistema Interligado Brasileiro (SIN). Em virtude das características dessa fonte de energia, tais como variabilidade no curto prazo e baixa controlabilidade, torna-se essencial a existência de uma rede de transmissão resiliente e a alocação de reserva de potência capaz de manter equilíbrio entre carga e geração, garantindo a estabilidade de frequência do SIN. O objetivo deste trabalho é demonstrar, através do estudo de casos, que o sistema planejado apresenta desempenho satisfatório, mesmo em cenários de elevada penetração de fontes variáveis de baixa inércia.

Perguntas e respostas:

A) Quais os critérios/premissas adotados para seleção das perturbações mais críticas do sistema na análise dinâmica? Foi analisada a perda das interligações entre os subsistemas?

B) Seria possível determinar um valor mínimo de geração hidráulica em cada subsistema para que o SIN continue tendo um bom desempenho dinâmico frente à crescente inserção de geração eólica na matriz?

C) Como foi determinada a participação de cada fonte em cada subsistema nos diferentes cenários?

### 3.30 - Análise de margem de escoamento sob o ponto de vista de planejamento estratégico para os agentes de geração

CARMEM LÂCIA TAVARES(1); JOSÉ SANDRO VALENÇA DO NASCIMENTO FILHO(2); RODRIGO BEZERRA VALENÇA(3); RAISSA SOUTO ALMEIDA(4); Juliana Barbalho Ramos(5); DEIBSON JOSÉ GOMES DE SENA(6); - ANDESA(1);ANDESA(2);ANDESA(3);ANDESA(4);ANDESA(5);ANDESA(6);

A realização de estudos de margem de escoamento possibilita, de forma estratégica, ao agente avaliar os possíveis problemas que possam acarretar em custo para seu investimento, caso seja necessário antecipar a entrada em operação da planta de geração. Na realização desses estudos é possível avaliar o impacto de uma obra ou conjunto de obras de transmissão no horizonte desejado. Este trabalho tem por objetivo avaliar o fenômeno observado no Rio Grande do Norte, onde toda a geração eólica vencedora do Leilão A-6/2018, no Estado do Rio Grande do Norte, solicitou antecipação da sua data de entrada em operação. A metodologia utilizada neste trabalho para avaliar tais impactos irá priorizar o cálculo da margem de geração para o barramento individual, limitado por contingências locais. As análises terão como variantes horizontes e obras de transmissão. O horizonte de referência será o correspondente ao horizonte de entrada em operação dos empreendimentos de geração vencedores do leilão A-6/2018 que é Janeiro de 2024. As análises permitirão identificar se a margem de escoamento do Rio Grande do Norte está associada ao horizonte de entrada em operação da geração ou a determinada configuração de transmissão. Poderá ainda ser quantificada a redução da margem de escoamento considerando o atraso de obras, nos horizontes correspondentes. A viabilidade de antecipação de empreendimentos de geração na região de interesse pode se tornar viável ou não a depender da presença de determinada obra de transmissão ou ainda do horizonte de interesse. Os resultados obtidos permitem ao acessante adquirir sensibilidade sobre as limitações da região de interesse possibilitando ao mesmo avaliar o grau de risco de concorrer nos leilões de geração. A informação retirada das análises possibilitará ao agente determinar o horizonte ou configuração mínima do sistema de transmissão da região que viabilize a entrada em operação do seu empreendimento fazendo com que o projeto se torne viável do ponto de vista econômico.

Perguntas e respostas:

A) Podem os autores apresentar uma tabela com análise comparativa das margens obtidas neste trabalho com as constantes na Nota Técnica ONS 0016/2018? Caso hajam diferenças pedimos explicar.

O comparativo não pode ser realizado porque as premissas são bastante distintas. A rede de transmissão considerada é diferente, bem como a geração que foi considerada. Nas análises realizadas, toda a geração com previsão de entrar em operação até Janeiro de 2024 foi considerada no caso de Março de 2022.

B) Os autores poderiam informar qual tem sido a decisão dos agentes em relação a antecipação dos empreendimentos, a partir das análises realizadas?

Depende muito dos resultados obtidos e da expectativa do agente em relação à capacidade de escoamento do ponto de conexão pretendido. Por exemplo, caso a margem obtida seja inferior ao porte do projeto o empreendedor poderá estudar alternativas de conexão para seu projeto que pode ser mudança do ponto de conexão pretendido, seccionamento de circuitos ou até mesmo reavaliar se é viável continuar a investir no projeto devido à baixa capacidade de escoamento do ponto de conexão pretendido.

C) Considerando que a restrição encontrada é devido a atraso de obras licitadas, foi realizada alguma análise considerando alívio automático de geração quando da ocorrência das contingências mais severas?

Não foram realizadas simulações considerando alívio automático de geração porque os agentes de geração, quando solicitam antecipação da data de entrada em operação, estão submetidos às regras do Mercado Livre. O empreendimento de geração para operar no mercado livre precisa atender o critério N, ou seja, em condição normal de operação a entrada em operação da geração antecipada não poderá acarretar sobrecarga nos elementos da Rede Elétrica. As restrições observadas durante as contingências mais severas sinalizam para o agente o momento em que poderá ser solicitado o desligamento parcial ou total do seu empreendimento de geração.

### 3.31 - Método dos Beneficiários para Alocação de Custos de Sistemas de Transmissão.

DANIELA BAYMA DE ALMEIDA(1); LUIZ CARLOS DA COSTA JUNIOR(1); RICARDO CUNHA PEREZ(1); - PSR(1);

O presente trabalho apresenta uma nova formulação matemática para o problema de alocação dos custos relativos ao uso dos sistemas de transmissão. Caracteriza-se por buscar ratear os custos dos circuitos entre os que se beneficiam economicamente de sua construção e por isso, o método proposto é denominado Método dos Beneficiários. Esta metodologia foi aplicada no sistema da Bolívia e verificou-se que 97% da receita requerida é recuperada pelo pagamento dos agentes, sendo 3% recuperado através da parcela selo. Destaca-se que o montante relativo ao selo é pequeno, o que é vantagem frente às metodologias tradicionais que apresentam selos representativos.

Perguntas e respostas:

A) Como identificar o real uso de um circuito se não existem contratos bilaterais?

B) Como capturar a diversificada matriz energética brasileira com seus despachos sazonais?

C) O autor concorda que a relatividade entre as tarifas obtidas com o Nodal depende da barra de referência?

### 3.32 - Método Aumann - Shapley na alocação de Custos do Sistema de Transmissão - Aplicação no Sistema Brasileiro

JAIRO TERRA FERREIRA FILHO(1); João Marcos Dusi Vilela(2); Amanda Fernandes de Oliveira(3); Maynara Aredes Aredes(4); Martha Rosa Martins Carvalho(5); Luiz Carlos da Costa Junior(6); Gabriel Henrique Clemente e Silva(7); Mario Veiga Ferraz Pereira(8); - PSR(1);PSR(2);PSR(3);PSR(4);PSR(5);PSR(6);PSR(7);PSR(8);

O objetivo deste trabalho é apresentar a comparação entre a aplicação de dois métodos de alocação de custos no sistema de transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). O primeiro método é a metodologia Nodal, atualmente empregada no processo de tarifação do uso do sistema de transmissão (TUST) em vigência no Brasil, levando em conta um único cenário operativo do sistema. O segundo é o método Aumann-Shapley de alocação baseado na teoria de jogos com utilização de múltiplos cenários. Esta comparação é realizada utilizando-se uma base de dados equivalente àquela empregada atualmente no processo de determinação da TUST de geradores e consumidores. Neste artigo, ainda é apresentada uma abordagem relativa à análise de adequabilidade das metodologias para o sistema brasileiro.

Perguntas e respostas:

A) O autor comparou os resultados do AS com o Nodal, alterando premissas tais como o despacho proporcional e fator de ponderação? Se não o fez, não seria interessante comparar os resultados alterando estas premissas?

Existe a possibilidade de cálculo das tarifas nodais com vários cenários (da mesma forma que foi feito com o método A.S.) ou ainda com um único cenário proveniente de um despacho proporcional nacional (diferente do despacho proporcional por subsistema aplicado atualmente). Além do mais, os softwares utilizados nas simulações já tem as funcionalidades necessárias para os referidos cálculos. Entretanto, como a ideia do artigo é analisar a aplicação do método A.S. como alternativa à metodologia empregada hoje no Brasil, por simplicidade e coerência, escolheu-se utilizar esta como único benchmark. Entretanto, seria sim interessante e simples, realizar a comparação dos métodos modificando os parâmetros mencionados e estudos futuros.

B) Porque a tarifa nas proximidades de Itaipu tem valores próximos a zero? O método aloca os custos das interligações apenas nas regiões Norte e Nordeste?

O método aloca tarifas para todas as barras da Rede Básica. Idealmente, as tarifas no Sudeste devem ser mais baixas devido a proximidade destas usinas com os principais centros de carga do país (ou seja, as usinas do sudeste "utilizam menos" o sistema de transmissão). Especificamente com relação a Itaipu, a regulação atualmente empregada no Brasil, determina que a receita que deve ser arrecada para remunerar a conexão de Itaipu com o sistema (linha a qual os custos fariam a tarifa aplicada a Itaipu ser mais elevada) deve ser recolhida em separado do regime geral de tarifação, aplicando tarifas para tanto somente aos consumidores do sudeste/centroeste e sul. Dessa forma, na base de dados fornecida pela ANEEL os custos relacionados a esta conexão são zerados, reduzindo ainda mais a tarifa para o gerador mencionado.

C) Qual a estabilidade do sinal locacional com o tempo e qual o nível de reprodutibilidade da simulação?

Especificamente no estudo apresentado, apenas um ano foi simulado. No entanto, a experiência prática do uso das metodologias estudadas nos revelou que, apesar de fornecer maior diferenciação entre tarifas de uma mesma região, a metodologia AS mantém menor variabilidade de tarifas entre os anos levando em consideração a expansão do sistema, em sua parcela locacional. Por outro lado, a parcela locacional da metodologia Nodal é mais sensível a alterações no padrão de geração entre regiões, sofrendo grandes alterações entre os anos e até mesmo perdidos do ano. Com relação a reprodutibilidade, de fato, a metodologia Nodal é de fácil implementação e apresenta alto desempenho computacional. No entanto, o uso de novas linguagens de programação de alto nível e bom desempenho computacional com Julia tem facilitado o entendimento e implementação de algoritmos mais complexos como o AS.

### 3.33 - Incorporação do custo da água e do carbono no planejamento energético de longo prazo

ALEXANDRE MOLLICA MEDEIROS(1); IGOR PINHEIRO RAUPP(2); JORGE MACHADO DAMÁZIO(3); FERNANDA DA SERRA COSTA(4); Denise Ferreira de Matos(5); MARIA LUIZA VIANA LISBOA(6); Katia Cristina Garcia(7); Luciana Rocha Leal da Paz(8); Marcelle Tavares Marques da Silva(9); Carlos Henrique medeiros de Saboia(10); Marcio Giannini Pereira(11); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);CEPEL(5);CEPEL(6);CEPEL(7);CEPEL(8);CEPEL(9);CEPEL(10);CEPEL(11);

Este trabalho apresenta um ensaio sobre a incorporação de cenários de custos e coeficientes técnicos para consumo de água doce e emissões de gases de efeito estufa no planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro, utilizando o modelo de apoio a estudos de matriz energética MATRIZ (1). Os resultados apontam: (i) substituição da utilização de combustíveis fósseis por alternativas renováveis quando o custo do carbono é considerado e, (ii) substituição de parte do potencial hidrelétrico no Nordeste, região de escassez hídrica, quando se inclui custos de consumo de água diferenciados regionalmente.

Perguntas e respostas:

A) Os autores poderiam esclarecer porque a consideração concomitante dos cenários de incorporação do custo da água e do carbono não foi analisada?

No primeiro momento optou-se por fazer a análise em separado para verificar as influências individuais do custo do carbono e do custo do uso da água, e assim, obter uma sensibilidade em relação ao efeito da consideração de cada um desses fatores no modelo. Posteriormente ao envio do IT ao SNTPEE foi realizada uma rodada considerando concomitantemente custos do uso da água e do carbono. Os resultados apontam para incrementos ainda maiores de energia eólica e solar no final do horizonte em relação aos cenários considerando separadamente custo do uso da água e custo do carbono

B) Em todos os resultados apresentados verifica-se uma expressiva expansão das fontes solar e eólica, chegando-se no final do horizonte a uma capacidade instalada de fonte solar de 101,7 GW e 160,1 GW de fonte eólica, no cenário 2A. No entanto, provavelmente a maior expansão de fonte eólica e um expressivo aumento de fonte solar encontram-se no Nordeste, o que pode acarretar na necessidade de medidas relativas a segurança do sistema interligado. Uma dessas medidas seria a instalação de usinas a gás, o que poderia alterar a matriz energética. Como os autores veem esse problema?

A geração intermitente característica das fontes eólica e solar fotovoltaica exige a presença de unidades geradoras flexíveis no sistema de geração para garantir a confiabilidade de suprimento dentro dos padrões de qualidade desejados. Usinas hidrelétricas, termelétricas a gás natural em ciclo simples e tecnologias de armazenamento de energia apresentam flexibilidade operativa necessária para mitigar as variações destas novas fontes renováveis. A expansão de cada uma destas tecnologias dependerá da competitividade econômica dos projetos geradores considerados no estudo, assim como da representação da variabilidade da intensidade dos ventos e da radiação solar na modelagem do problema de expansão. Neste estudo, foram consideradas as variabilidades sazonais e ao longo do dia das fontes renováveis através de curvas típicas e a flexibilidade operativa considerada através de restrições de rampa. Esta modelagem permite capturar a necessidade de geração complementar às fontes intermitentes de forma consistente com suas curvas típicas sazonais e horosazonais. Entretanto, devido às simplificações que se fazem nos modelos tipo o modelo MATRIZ, a solução encontrada não contempla a mitigação de variações erráticas da geração em torno dos valores das curvas típicas de produção. Ajustes da solução podem ser feitos em estudos de simulação posteriores que considerem cenários de variação errática. Esta questão é discutida em outro artigo que será apresentado neste seminário (?Análise do Impacto da Variabilidade das Fontes Renováveis na Expansão Integrada dos Sistemas Elétrico e de Gás Natural?). No âmbito da pesquisa e desenvolvimento, o que se vê hoje é um esforço para definir metodologias para representar diretamente na modelagem de forma aproximada as variações erráticas das fontes não controláveis.

C) Os autores poderiam esclarecer o motivo da redução de UTE a gás no cenário base em 2040?

Aproximadamente 15000 MW do parque gerador a gás natural disponível no início do horizonte do planejamento foi descomissionado ao final quinquênio 2035-2040 por conta da adoção do parâmetro de vida útil de 30 anos para essa fonte. Note que a capacidade descomissionada poderia ter sido reposta por investimento em reabilitação ou investimento em novas térmicas a gás natural no intervalo seguinte. Porém, a solução do modelo indicou o investimento em cavaco de madeira e bagaço de cana, que apresentam custos menos elevados. No final do horizonte estudado, com o esgotamento da disponibilidade dessas últimas duas fontes, nota-se uma expansão das UTEs a gás natural.

### 3.34 - SISTEMA DE APOIO À DECISÃO PARA PLANEJAMENTO, LEILÕES E CONSTRUÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO, CONSIDERANDO ASPECTOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E FUNDIÁRIOS

AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS(1); RODOLFO MENDES LIMA(2); CAMILO RAIMUNDO SILVA PEREIRA(3); RICARDO ALEXANDRE PASSOS DA CRUZ(4); REINIS OSIS(5); ARTHUR ROHR PASCHOAL CORRÊA CARDOSO(6); GIULIA OLIVEIRA SANTOS MEDEIROS(7); ANDERSON RODRIGO DE QUEIROZ(8); LUIZ CZANK JUNIOR(9); RENATO ANTONIO DOS SANTOS(9); EDEN LUIZ CARVALHO JUNIOR(9); - iX(1);iX(2);iX(3);iX(4);iX(5);iX(6);UNIFEI(7);NCCU(8);EATE(9);

Este trabalho apresenta uma metodologia para estudo de traçados de linhas de transmissão para suporte a tomada de decisão em leilões. Essa metodologia tem como base a utilização de ferramentas de otimização de traçado baseada em mapas raster, onde é possível a integração de múltiplos critérios geográficos. A metodologia desenvolvida apresentou resultados satisfatórios, o que é demonstrado pelo estudo de caso para a LT 230 kV Lages – Rio do Sul. Os traçados modelados pela metodologia apresentaram coerência técnica com o traçado real da LT. A rota modelada considerando todos os custos de implantação (traçado econômico) apresentou menor comprimento e menor custo de implantação que o traçado real.

Perguntas e respostas:

A) Existem outros exemplos de estudo de caso onde essa metodologia foi aplicada com o mesmo sucesso da linha de transmissão descrita nesse IT?

B) O sucesso da aplicação desta metodologia depende fortemente de uma boa avaliação dos custos utilizados para cada Grupo de Custos. Pergunta-se como obter esses custos de forma confiável e aderente à realidade do setor elétrico?

C) Por fazer parte de um projeto de P&D ANEEL, qual o principal aspecto inovador desse trabalho com relação ao estado da arte de estudos de traçados de linhas de transmissão?

### 3.35 - Representação de Medidas de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Problema do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados

ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO(1); THATIANA CONCEIÇÃO JUSTINO(2); MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA(3); CRISTIANE BARBOSA DA CRUZ(4); NELSON MACULAN(5); - CEPEL(1);CEPEL(2);CEPEL(3);CEPEL(4);UFRJ(5);

Descreve-se uma abordagem para a incorporação no modelo de planejamento da operação de longo/médio prazo (NEWAVE) do cálculo de emissões de gases de efeito estufa (GEE), considerando taxas de emissões de GEE por tecnologia, em gCO<sub>2</sub>eq/kWh, calculadas por meio do conceito de Avaliação do Ciclo de Vida. Também apresenta-se uma estratégia para representar medidas de mitigação dos efeitos das mudanças climáticas no planejamento da operação através da inclusão, no problema resolvido pelo modelo NEWAVE, por meio de restrições que representam limites máximos de emissões de GEE. Estudos de caso com configurações reais do sistema interligado brasileiro são apresentados e discutidos.

Perguntas e respostas:

A) Os autores citam que em um dos exercícios o valor da penalidade de violação dos limites de emissão foi inferior aos valores das penalidades de violação das demais restrições de forma a não alterar o perfil de atendimento a demanda, qual a sugestão de valor para a penalidade no caso de exercícios de metas máximas de emissão no final do horizonte (exemplo 2030)?

Atualmente, no Brasil, não existe uma definição de limites máximos de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e, em consequência, não há ainda um valor definido da penalidade de seu não atendimento. Caso seja implementado, no Brasil, um mecanismo de monitoramento das metas de emissões de GEE, o valor da penalidade associada deverá ser superior ao maior CVU das usinas termelétricas. Quando se considera as demais penalidades utilizadas no modelo NEWAVE, o valor relativo da penalidade em questão dependerá de quão prioritário for o atendimento à restrição de limites máximos de emissões de GEE, o que orientará os estudos para a sua definição. Outro ponto a considerar nesta definição seria a consideração ou não de um mercado de sobras e débitos de atendimento a metas de emissões de GEE.

B) Os autores consideram avaliação de emissões para os reservatórios das UHE?

Assim como feito para as demais fontes de geração de energia elétrica, o estudo de caso realizado neste trabalho também considerou a taxa de emissões de GEE de ciclo de vida (em g CO<sub>2</sub> eq/kWh) para as usinas hidrelétricas a fim de contabilizar suas emissões. Foram utilizados os valores publicados pelo IPCC, no âmbito do Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN), publicado em 2012, calculados pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory) no projeto ?Life Cycle Harmonization Project?. Como algumas tecnologias apresentam dispersão elevada nos valores das taxas de emissões de GEE de ciclo de vida. Assim, neste trabalho, optou-se por utilizar a mediana, por se tratar de uma medida de posição pouca afetada por valores discrepantes. No caso de UHEs, o valor utilizado foi de 4 g CO<sub>2</sub> eq/kWh.

C)

### 3.36 - Plano Nacional de Energia 2050 - Integração Energética da América Latina

DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA(1); BIANCA NUNES DE OLIVEIRA(1); MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO(1); RONALDO ANTONIO DE SOUZA(1); RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO(1); LUIZ PAULO BARBOSA DA SILVA(1); GABRIEL DE FIGUEIREDO DA COSTA(1); MARCOS VINICIUS G. DA SILVA FARINHA(1); - EPE(1);

Este Informe Técnico trata do tema da Integração Energética Regional na América Latina sob a perspectiva eletroenergética e gasífera. O trabalho mapeou as possibilidades de integração, especificamente na América do Sul, as oportunidades existentes, os desafios identificados, os ganhos possíveis e os passos necessários para desenvolvimento e a incorporação da integração energética regional como uma possibilidade de expansão da matriz energética brasileira e sulamericana.

Perguntas e respostas:

A) Nas considerações finais, os autores elencam uma série de questões a serem avaliadas para uma "rota de trabalho". Quais questões são as mais desafiadoras para integração energética na América Latina?

Listam-se como atividades necessárias e desafiadoras: - Envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais; - A modelagem integrada do setor elétrico e energético dos países para prover estimativas de custos e benefícios econômicos, ambientais, sociais e operacionais. - Estruturação de uma base de dados de geração, transmissão, distribuição, planos e potencial de expansão, fluxos e preços com características uniformes dos países envolvidos. - Aprofundamento e pesquisa, sobre a integração dos mercados de eletricidade e de gás.

B) O potencial de Energias renováveis no Nordeste a ser explorado ainda é muito grande e considerando-se a complementariedade eólica e solar no interior da Bahia, Pernambuco e Piauí a sua atratividade de exploração é ainda maior. Existe alguma forma que justifique a priorização dessas fontes nos leilões de energia?

De fato o potencial brasileiro é substancial e dentro do contexto de integração energética esse potencial pode compor parte da oferta de novos negócios de exportação de energia para demandantes da América Latina.

C) O trabalho do PNE 2050, como um todo, realizou alguma análise quantitativa, mesmo que preliminar, acerca dos ganhos das integrações energéticas?

A mensuração e aferição dos ganhos quantitativos da integração energética compõem rota de trabalho elencada no PNE 2050. A EPE trabalha para identificação dessas estimativas e disponibilização desses ganhos para a sociedade brasileira.

**Comentário:** Há muitas alterações no artigo a serem feitas.

#### 4.0 TÓPICOS PARA DEBATE

O Brasil irá continuar com uma grande participação de fontes renováveis na sua matriz energética, com destaque para uma forte penetração de geração eólica, impondo a necessidade de novas abordagens e aprimoramento das metodologias e ferramentas visando um planejamento integrado de geração e transmissão. As consequências de uma forte inserção de energia fotovoltaica na matriz energética nacional deve também ser considerada nessas novas abordagens, no médio e no longo prazo. Outro ponto de destaque são as análises para atendimento à ponta do sistema e metodologias para aprimoramento dos estudos do sistema de transmissão/distribuição.

Há um movimento no setor mundial de energia elétrica que consiste em viabilizar a inserção de suprimento local ou regional, procurando otimizar a relação entre oferta e demanda de energia elétrica de modo a permitir uma redução dos custos de operação e de investimentos. Esta movimento consiste na adoção de diferentes formas e tecnologias de armazenamento da energia, dentre as quais se destacam as baterias, que viabilizam um gerenciamento eficiente dos recursos energéticos em momentos de escassez ou sobras temporárias de geração local, otimizam os custos de operação e aumentam a confiabilidade do sistema. A forte inserção de energias renováveis com características de geração variável no sistema brasileiro, como as fontes eólica e solar, além da atual dificuldade de não se construir aproveitamentos hidroelétricos com reservatórios de regularização, faz com que a questão do armazenamento de energia seja melhor tratada e discutida.

Nesta linha sugerem-se os seguintes temas como prioritários para discussão:

1. Aprimoramento das metodologias e ferramentas para consideração das fontes renováveis intermitentes;
2. Aperfeiçoamento da metodologia de expansão elétrica e energética, contemplando técnicas que auxiliem a tomada de decisão em ambientes de incertezas;
4. Soluções para o atendimento à ponta e estabilidade dinâmica do sistema elétrico com a forte inserção de fontes intermitentes e geração distribuída;
5. Discussão em relação aos desafios técnicos, econômicos e operacionais no desenvolvimento de um mercado nacional para novas tecnologias de armazenamento de energia elétrica e sua inserção na expansão do setor elétrico.
6. O final da vida útil de grande parte dos equipamentos que compõem a rede básica também demanda uma discussão mais aprofundada sobre o tema.

#### 5.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 1

Abordada a modelagem estocástica da geração na expansão do sistema e sua flexibilidade operativa, propondo soluções para melhorar o nível de confiabilidade do atendimento, incluindo usinas solares e usinas reversíveis.

#### 6.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 2

Foco nas margens de transmissão e no desempenho dinâmico do sistema interligado, destacando a preocupação necessária com a inércia dos sistemas.

#### 7.0 CONSTATAÇÕES FINAIS 3

O tema mais abordado foi a metodologia de uso do sistema de transmissão, assim como a metodologia de estimativa do montante de uso do sistema de transmissão assim como as metodologias para elaboração de cenários de geração e mercados de energia.