

Planejamento de Sistemas Elétricos GPL

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Marcos Vinicius G S Farinha

Marcos Vinicius G S Farinha, Renato Haddad Simões Machado, Nina Hubner
Goldenzweig

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os trabalhos apresentados abordaram diferentes temas de grande importância para o planejamento de sistemas elétricos. Dentre os temas e constatações mais relevantes destacam-se:

Planejamento da Geração – Foram apresentados estudos sobre a expansão de geração termelétrica, metodologias de cálculo de garantia física, modelagem de cenários de geração para estudos elétricos e energéticos, o planejamento de inserção de data centers e o efeito da sua demanda nos estudos energéticos, aplicações de modelos como NEWAVE e análises de risco.

Destaques : As discussões desses temas mostram-se essenciais para definir a capacidade futura do sistema, garantir segurança energética e otimizar investimentos.

Planejamento da Transmissão - Foram apresentados estudos sobre a necessidade de ampliação da rede de transmissão para integração de novas cargas, acesso ao sistema de transmissão, utilização de condutores inteligentes, implantação de sistemas HVDC e equipamentos FACTS, resiliência de sistemas e tarifas de uso da rede.

Destaques : As discussões desses temas se mostram fundamentais para garantir escoamento da geração, integração de novas fontes e atendimento confiável à carga.

Hidrogênio e Descarbonização- Foram apresentados estudos sobre a integração de plantas de Integração do hidrogênio verde, propostas de mitigação de curtailment e Modelagem de impactos dessas grandes cargas no sistema energético.

Destaques : A discussão desses temas está totalmente alinhada ao processo de transição energética e à descarbonização do setor elétrico. Esses assuntos fazem parte das discussões mais recentes no setor e tendem a manter sua relevância nos

próximos anos.

Demanda e Carga - Foram apresentados estudos sobre a previsão de demanda, avaliações das curvas de carga horária, impacto da conexão de grandes consumidores como data centers e impactos das mudanças climáticas nas previsões de demanda das distribuidoras.

Destaques : Esses temas são cruciais para o dimensionamento da expansão da geração e da transmissão, além de influenciar políticas de eficiência e modicidade tarifária.

Flexibilidade Operativa - Foram apresentados estudos sobre a definição de métricas de adequabilidade, propostas regulatórias para remuneração desse atributo, o papel do armazenamento com baterias e avaliações sobre a quantificação de requisitos de reservas operativas.

Destaques : O tema da flexibilidade operativa é vital para lidar com a variabilidade das fontes renováveis e garantir estabilidade e confiabilidade do sistema. Esse tema tende a manter sua relevância nos próximos anos.

6- Outros Temas Relevantes

Geração Renovável : MMD, eólica offshore.

Mercado e Regulação : Tarifas nodais, modicidade tarifária, contratação.

Modelagem e Métodos : Processos estocásticos, cenários probabilísticos.

Sugestões de Linhas de Ação ou Investigações a Serem Aprofundadas

Modelagem de mercado e regulação

Há poucos trabalhos que abordam modelos de mercado, precificação de atributos, e regulação econômica. Seria interessante aprofundar questões como: a valoração de flexibilidade, modelos de contratação de serviços ancilares, Impactos tarifários da transição energética, dentre outros.

Digitalização e cibersegurança

Nenhum trabalho tratou diretamente de temas como a digitalização da rede, Cibersegurança e Inteligência artificial como ferramenta de apoio ao planejamento da expansão e da operação.

Dimensão Socioambiental e governança

A dimensão social e ambiental da transição energética, especialmente em regiões como a Amazônia ou outros sistemas isolados poderia ser mais explorada. Temas como: impactos em comunidades locais, participação social no planejamento e

avaliação ambiental de novas tecnologias pode ser abordado, sempre com o foco dos estudos de planejamento no âmbito dos temas do GPL.

Assuntos que Requerem Atenção Especial

Flexibilidade operativa e sua valoração: Tema recorrente e estratégico, mas ainda em fase de amadurecimento regulatório.

Hidrogênio verde: Forte presença nos trabalhos, indicando tendência de crescimento e necessidade de integração com planejamento elétrico.

Planejamento sob incerteza: Diversos trabalhos abordam cenários, modelos probabilísticos e estocásticos, área que deve continuar sendo desenvolvida.

Infraestrutura de transmissão: FACTS, HVDC, condutores inteligentes e resiliência são temas técnicos que exigem continuidade e validação prática.

Expansão de data centers e MMD: Novos perfis de carga e geração distribuída demandam revisão de metodologias de planejamento e de acesso.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

Os trabalhos apresentados abordaram diferentes temas de grande importância para o planejamento de sistemas elétricos. Dentre os temas e constatações mais relevantes destacam-se:

Planejamento da Geração – Foram apresentados estudos sobre a expansão de geração termelétrica, metodologias de cálculo de garantia física, modelagem de cenários de geração para estudos elétricos e energéticos, o planejamento de inserção de data centers e o efeito da sua demanda nos estudos energéticos, aplicações de modelos como NEWAVE e análises de risco.

Destaques : As discussões desses temas mostram-se essenciais para definir a capacidade futura do sistema, garantir segurança energética e otimizar investimentos.

Planejamento da Transmissão - Foram apresentados estudos sobre a necessidade de ampliação da rede de transmissão para integração de novas cargas, acesso ao sistema de transmissão, utilização de condutores inteligentes, implantação de sistemas HVDC e equipamentos FACTS, resiliência de sistemas e tarifas de uso da rede.

Destaques : As discussões desses temas se mostram fundamentais para garantir escoamento da geração, integração de novas fontes e atendimento confiável à carga.

Hidrogênio e Descarbonização- Foram apresentados estudos sobre a integração de plantas de Integração do hidrogênio verde, propostas de mitigação de curtailment e Modelagem de impactos dessas grandes cargas no sistema energético.

Destaques : A discussão desses temas está totalmente alinhada ao processo de transição energética e à descarbonização do setor elétrico. Esses assuntos fazem parte das discussões mais recentes no setor e tendem a manter sua relevância nos

próximos anos.

Demanda e Carga - Foram apresentados estudos sobre a previsão de demanda, avaliações das curvas de carga horária, impacto da conexão de grandes consumidores como data centers e impactos das mudanças climáticas nas previsões de demanda das distribuidoras.

Destaques : Esses temas são cruciais para o dimensionamento da expansão da geração e da transmissão, além de influenciar políticas de eficiência e modicidade tarifária.

Flexibilidade Operativa - Foram apresentados estudos sobre a definição de métricas de adequabilidade, propostas regulatórias para remuneração desse atributo, o papel do armazenamento com baterias e avaliações sobre a quantificação de requisitos de reservas operativas.

Destaques : O tema da flexibilidade operativa é vital para lidar com a variabilidade das fontes renováveis e garantir estabilidade e confiabilidade do sistema. Esse tema tende a manter sua relevância nos próximos anos.

6- Outros Temas Relevantes

Geração Renovável : MMD, eólica offshore.

Mercado e Regulação : Tarifas nodais, modicidade tarifária, contratação.

Modelagem e Métodos : Processos estocásticos, cenários probabilísticos.

Sugestões de Linhas de Ação ou Investigações a Serem Aprofundadas

Modelagem de mercado e regulação

Há poucos trabalhos que abordam modelos de mercado, precificação de atributos, e regulação econômica. Seria interessante aprofundar questões como: a valoração de flexibilidade, modelos de contratação de serviços ancilares, Impactos tarifários da transição energética, dentre outros.

Digitalização e cibersegurança

Nenhum trabalho tratou diretamente de temas como a digitalização da rede, Cibersegurança e Inteligência artificial como ferramenta de apoio ao planejamento da expansão e da operação.

Dimensão Socioambiental e governança

A dimensão social e ambiental da transição energética, especialmente em regiões como a Amazônia ou outros sistemas isolados poderia ser mais explorada. Temas como: impactos em comunidades locais, participação social no planejamento e

avaliação ambiental de novas tecnologias pode ser abordado, sempre com o foco dos estudos de planejamento no âmbito dos temas do GPL.

Assuntos que Requerem Atenção Especial

Flexibilidade operativa e sua valoração: Tema recorrente e estratégico, mas ainda em fase de amadurecimento regulatório.

Hidrogênio verde: Forte presença nos trabalhos, indicando tendência de crescimento e necessidade de integração com planejamento elétrico.

Planejamento sob incerteza: Diversos trabalhos abordam cenários, modelos probabilísticos e estocásticos, área que deve continuar sendo desenvolvida.

Infraestrutura de transmissão: FACTS, HVDC, condutores inteligentes e resiliência são temas técnicos que exigem continuidade e validação prática.

Expansão de data centers e MMGD: Novos perfis de carga e geração distribuída demandam revisão de metodologias de planejamento e de acesso.

2.1 - Planejamento da expansão considerando a diversificação da matriz energética - 17

2.2 - Planejamento da transmissão considerando incertezas e a nova matriz energética - 13

2.3 - Planejamento da oferta considerando incertezas - 5

2.4 - Tarifação de uso da transmissão e da distribuição, valoração das perdas e custos de referência - 1

- Análise de alternativas para fixação de Tarifas de Uso da Rede Elétrica em comparação com a metodologia aplicada no Sistema Brasileiro (Nodal)
- Resultados do Newave Híbrido Condicionados às Previsões da Incremental da UHE ITAIPU
- Modelos para a Previsão da Demanda de Energia no Setor Elétrico Brasileiro
- Avaliação de Métricas de Adequabilidade para Monitoramento do Atendimento aos Requisitos de Flexibilidade
- AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE EM CENTRAIS DE GERAÇÃO A DIESEL NOS SISTEMAS ISOLADOS POR MEIO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA
- Avaliação do uso de drivers climáticos e aprendizagem de máquina na previsão do vento em parques eólicos do Litoral do Nordeste
- Aplicação de uma tecnologia de caráter inovador no Sistema Elétrico Brasileiro em termos de modularidade e mobilidade: Estudos de casos reais para implantação de equipamentos com tecnologia FACTS na rede DIT do Estado de São Paulo.
- Desafios na Expansão de Data Centers e a Otimização dos Pedidos de Acesso aos Sistemas de Transmissão: Uma Abordagem Prática de Mínimo Custo Global
- Implementação de um Sistema HVDC Multiterminal no Brasil: Benefícios e Análise de Resultados
- Avaliação comparativa em patamar de carga tradicional e horária para valoração das perdas sistêmicas utilizando BESS como alternativa para o Relatório R1 da EPE
- ANÁLISES HORÁRIAS DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE MMGD EM TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA

- AVALIAÇÃO PROSPECTIVA DAS CAPACIDADES DA REDE DE TRANSMISSÃO DA REGIÃO NORDESTE PARA CONEXÃO DE CARGAS DE GRANDE PORTE: PLANTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
- Impactos da expansão de grandes projetos de Data Centers na demanda do Sistema Elétrico Brasileiro
- Metodologia para definição de fatores de capacidade de geração renovável variável a serem considerados na composição de cenários dimensionadores de estudos de transmissão
- Uso de condutores inteligentes no planejamento da expansão e na recapacitação da transmissão
- SOLUÇÃO ESTRUTURAL DE TRANSMISSÃO PARA RESILIÊNCIA DO ATENDIMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA: ESTADOS DO AMAZONAS E AMAPÁ
- O Papel das Indústrias de Hidrogênio Verde na Mitigação do Curtailment de Geração Renovável – Caso Nordeste do Brasil
- Metodologia para Seleção de Cenários de Geração Representativos para Estudos Elétricos – Utilização de Dados Abertos do ONS
- Análise Probabilística da Margem de Segurança na Integração de Hidrogênio Verde em Sistemas com Geração Intermitente
- Reservas de Potência Operativa: Revisão Internacional, análise do contexto no Brasil e métricas de valoração
- Solução para planejamento e programação avançada multiobjetivo de manutenção
- Análise da potência ociosa das usinas hidrelétricas do SIN e seus efeitos no planejamento energético
- IMPACTO DA VARIABILIDADE DAS CHUVAS NO PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE ÁREAS RURAIS: PREVISIBILIDADE E EFICIÊNCIA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA
- Análise do impacto da inserção de hidrogênio de baixo carbono no Sistema Energético Brasileiro utilizando o modelo MATRIZ
- Representação da Curva de Carga Horária
- Previsão de cenários de longo prazo e análise de risco para o ambiente de mercado futuro de eletricidade combinando processos estocásticos e aprendizado de máquina
- IMPACTOS DE FENÔMENOS EL NIÑO E LA NIÑA SOBRE O PLANEJAMENTO DE CARGA DE UMA DISTRIBUIDORA DIANTE DE TOPOGRAFIAS HETEROGENEAS
- ALOCAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS NA SE BOA VISTA PARA AUMENTO DA CONFIABILIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA E REDUÇÃO DO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA RORAIMA
- Abordagem Híbrida Determinística e Estocástica para Quantificação de Constrained-Off Futuro para Fontes Renováveis
- Promovendo a Descarbonização pela Mistura de Hidrogênio ao Gás Natural em Redes de Gasoduto
- Desenvolvimento e Aplicação de Células a Combustível Microbianas para Geração de Energia
- Cálculo de Garantia Física para Sistemas Interligados
- Flexibilidade Operativa: Avaliação internacional e propostas regulatórias para o Brasil

- Análise Técnica da Rede Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul para a Implementação de Geração Eólica Offshore
- Desafios do acesso ao sistema de transmissão: Análise internacional, mudanças regulatórias e proposta ONS para Brasil
- Cenários de expansão de termelétricas inflexíveis: Uma abordagem utilizando a metodologia de Matriz de Arrependimento para incertezas na demanda.

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - Reservas de Potência Operativa: Revisão Internacional, análise do contexto no Brasil e métricas de valoração

Entidade(s) - UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, ESSENZ SOLUCOES TECNICO-ECONOMICAS EM PROJETOS E ESTUDOS REGULATORIOS LTDA, Serviços de instalação e apoio administrativo

Autor(es) - Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro, Murilo Cardoso de Miranda, Mirian Adelaide Renno Ribeiro Costa Pinto, João Vitor de Navarro Moreira, FERNANDO PINTO DIAS PERRONE, Carlos David Franco Barbosa, Tiago Sak

Resumo

As reservas de potência operativa (RPO) são de extrema importância para a correta operação de sistemas elétricos. Este estudo desenvolveu uma análise sobre o provimento de RPO considerando: 1) um diagnóstico do histórico da operação no Brasil, 2) uma discussão sobre avanços na regulação econômica verificados na experiência internacional e 3) uma avaliação baseada em simulações no Dessem para identificar a existência de custos indiretos que justifiquem uma discussão futura sobre remuneração para o serviço. Os resultados evidenciam a necessidade de inovações regulatórias e de mecanismos de remuneração para valorizar adequadamente esse serviço, garantindo a segurança operativa do sistema e incentivando a participação de usinas com capacidade de resposta às necessidades do sistema.

Perguntas e Respostas

Quais são as principais inovações regulatórias com base na experiência interacional para modernizar o setor, especificamente com base nas RPO?

Em geral, os serviços ancilares no Brasil não são remunerados de acordo com o valor dos serviços prestados, mas sim de acordo com os custos incorridos no provimento do serviço. Ou seja, se trata mais de um ressarcimento do que de uma remuneração. As renovações regulatórias para modernizar o setor devem envolver mecanismos de remuneração de RPO baseado no valor do seu serviço (que pode ser medido pelo custo evitado pelo sistema pelo serviço provido), no custo de oportunidade incorrido pelas geradores e na atratividade da prestação do serviço, de modo que as tarifas para sua remuneração incentivem as unidades geradoras a terem as características de flexibilidade necessárias para prover reservas.

Qual seria o formato de remuneração à RPO sugerida pelos autores, com base na experiência internacional?

A experiência internacional conta com exemplos de sistemas de remuneração de RPO tanto baseados em mercado quanto baseados em mecanismos regulatórios. Existe uma certa correlação entre os mecanismos para remunerar geração de

energia e serviços ancilares. Ou seja, mercados de energia mais abertos tendem a ter mercados de serviços ancilares mais abertos. No caso do Brasil, como temos um despacho centralizado, o provimento de RPO acaba sendo também definido pelo operador. Por este motivo, um formato com tarifas para remuneração de RPO poderia ser adequado ao Brasil. Esta tarifa poderia ser baseada principalmente nos custos de oportunidade para o provimento de RPO, já que usinas em reserva deixam de gerar potência ativa. Os autores deste artigo já propuseram um método para definição desta tarifa em um artigo submetido em periódico internacional. O método constitui uma regra para definir tanto a alocação de reservas com base na ordem de mérito quanto a valoração das reservas fornecidas pelas usinas.

Os autores entendem que o melhor caminho seria a criação de um mercado de reservas dedicado? Quais fontes de geração poderiam fornecer essas reservas?

Os autores entendem que deveriam ser criadas tarifas fixas para remuneração do serviço. Essas tarifas devem ser baseadas nos custos de oportunidade das usinas provedoras de RPO (já que deixam de gerar energia). Além disso, a alocação da RPO pode ser feita por ordem de mérito, de acordo com os custos marginais de operação (CMO) de cada usina. Assim, entende-se que as usinas com menor CMO que estão provendo RPO teriam prioridade de despacho e, portanto, incorrem em mais custos de oportunidade. Qualquer usina com flexibilidade suficiente para prover RPO poderia ser remunerada por este serviço no mecanismo proposto.

Título - Solução para planejamento e programação avançada multiobjetivo de manutenção

Entidade(s) - RADIX ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE S/A, Cia Transmissao Energia Eletrica Paulista ,CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Autor(es) - Camilla Barros Batista,Tassiana Nunes Benamor,KLEYTON PONTES COTTA,Hugo Reiser Vieira Portuita,Tassio Simioni,Marcos Flávio M Santos,Eduardo de Souza Silva ,Bárbara Siqueira Rodrigues

Resumo

No setor elétrico brasileiro, a falta de padronização e compatibilidade entre sistemas e fontes de dados é um desafio que dificulta a troca de informações e prejudica a eficiência da integração de novas soluções com ferramentas legadas, tornando o planejamento de intervenções custoso. Para resolver esse problema, propõe-se o desenvolvimento de uma ferramenta multiobjetivo que coordena várias atividades, considerando diferentes níveis de urgência e restrições regulatórias sistêmicas. Medidas como o estabelecimento de padrões e protocolos comuns, o investimento em soluções de integração, a garantia da qualidade dos dados e a implementação de medidas de segurança foram tomadas. A solução é uma aplicação web que integra e padroniza dados de diversas fontes, incluindo o sistema de Planejamento de Recursos Empresariais (ERP), o sistema de Planejamento e Programação Avançada (APS) e a própria aplicação.

Perguntas e Respostas

De que maneira a abordagem multiobjetivo do sistema ajuda na tomada de decisão para a programação de intervenções de manutenção considerando restrições regulatórias, custos e prioridades?

A abordagem multiobjetivo do sistema PPM (Planejamento e Programação Avançada de Manutenção) permite que múltiplos critérios sejam considerados simultaneamente na elaboração dos planos de manutenção. Isso significa que a ferramenta não apenas busca reduzir custos, mas também integra variáveis como criticidade dos ativos, prioridades operacionais, restrições regulatórias sistêmicas e disponibilidade de recursos humanos e materiais.

Na prática, o algoritmo de planejamento equilibra diferentes objetivos, como minimizar o tempo de inatividade dos equipamentos, atender às normas regulatórias do setor elétrico e distribuir a carga de trabalho de forma eficiente entre as equipes. Esse balanceamento resulta em planos de manutenção mais assertivos, reduzindo conflitos entre atividades, evitando retrabalhos e garantindo maior aderência às regras do setor. Assim, a abordagem multiobjetivo oferece ao planejador um suporte decisório robusto, permitindo avaliar cenários alternativos e optar por soluções que maximizem a confiabilidade do sistema e, ao mesmo tempo, reduzam custos operacionais.

Quais características principais a ferramenta web proposta possui para integrar e padronizar dados de diferentes fontes, como ERP, SAP e sistemas de planejamento avançado?

- Integração com ERP e APS via APIs REST e protocolos seguros.
- Padronização dos dados em um modelo unificado.
- Interface web com módulos de Restrições, Atividades e Gerenciamento.
- Sequenciamento avançado com simulação discreta e heurísticas desenvolvidas para o despacho de ordens de manutenção.
- Operação em nuvem como SaaS, com escalabilidade, acesso remoto e integração contínua de dados.

Embora o foco tenha sido um projeto de P&D, quais foram os principais benefícios observados na implementação do sistema PPM na gestão de manutenção da ISA CTEEP?

- Centralização e padronização das informações.
- Agilidade e assertividade no planejamento.
- Redução de custos e tempo de inatividade.
- Melhor suporte à decisão com relatórios e indicadores.
- Integração entre áreas, fortalecendo o processo de gestão de manutenção

Título - Análise da potência ociosa das usinas hidrelétricas do SIN e seus efeitos no planejamento energético

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - André Makishi, Diego Pinheiro de Almeida, Ronaldo Antonio de Souza
Resumo

O parque hidrelétrico existente desempenha um importante papel no suprimento de energia, flexibilidade, atendimento a ponta e prestação de serviços ancilares para o Sistema Interligado Nacional (SIN), motivando aprimoramentos contínuos de sua representação nos modelos computacionais de planejamento. A partir de registros horários de geração de um longo histórico de operação, é possível observar que

algumas usinas hidrelétricas (UHE) nunca atingiram o valor correspondente à sua capacidade instalada, mesmo sob condições favoráveis de armazenamento e afluência. Combinando diferentes bases de dados, o estudo indica que a maioria dessas usinas não experimentou condições suficientes e concomitantes de queda líquida e vazão necessárias à sua capacidade máxima, sendo possível ainda verificar que em algumas delas a potência máxima não seria materializada para quaisquer cenários hidrológicos ou sistêmicos futuros, conforme dados e características técnicas atualmente disponíveis. Com a identificação e quantificação de tais discrepâncias, o trabalho aborda os efeitos na contribuição hidrelétrica adotada pelos modelos computacionais de planejamento, sendo avaliadas alternativas para a consideração desses desvios. Os resultados mostram os potenciais impactos sistêmicos, dentre eles o ligeiro aumento da geração termelétrica, a redução do armazenamento e a antecipação das necessidades de capacidade para atendimento à ponta.

Perguntas e Respostas

Na visão dos autores, por utilizar valores médios diários, o ICFH não pode desconsiderar a flexibilidade operativa das UHE, que faz com que elas apresentem uma produção de energia significativamente variável ao longo do dia?

Embora o índice ICHF utilize valores médios diários, ele se mostra capaz de representar as situações em que seria possível alcançar a capacidade instalada da usina. Essa capacidade foi demonstrada ao avaliar as usinas com ICFH nulo utilizando suas características técnicas cadastradas.

Essa avaliação complementar, elimina efeitos da resolução diária dos dados, e demonstra que em tais casos não seria possível obter condições concomitantes de queda líquida e vazão para que a potência instalada pudesse ser alcançada, nem mesmo de forma instantânea.

Portanto, conclui-se que o uso de médias diárias, nesse caso, não compromete a representatividade do índice para revelar a existência de condições hidráulicas favoráveis a obtenção da potência instalada.

Na visão dos autores, como a política operativa estabelecida pode influenciar na vazão defluente e, conseqüentemente, nos resultados obtidos?

Como a vazão defluente e o nível do reservatório são variáveis diretamente influenciadas pelas decisões do operador do sistema (ONS), seria razoável supor que o não atingimento da capacidade máxima de geração estivesse relacionado à política operativa adotada na gestão do Sistema Interligado Nacional.

No entanto, a análise de um longo histórico de operação evidenciou que, mesmo em condições hidrológicas favoráveis e com acionamento de termelétricas, algumas usinas hidrelétricas não atingiram sua potência máxima. Esse comportamento, à primeira vista contraditório, foi posteriormente esclarecido por meio da análise das características técnicas cadastradas das usinas. Essa análise demonstrou que em quaisquer condições de defluência ou nível do reservatório, a potência instalada não seria alcançada, o que indica uma limitação técnica e não apenas operativa.

Na visão dos autores é possível que os resultados apresentados sejam influenciados pelo provimento de reserva operativa pelas UHE?

A manutenção da reserva operativa em algumas usinas pode, de fato, justificar a não observação da potência máxima no histórico de operação. No entanto, a análise realizada com base em dados cadastrais — como a curva-chave do canal de fuga, quedas de referência e as potências das unidades geradoras — indica que, para a maioria das usinas que não atingiram sua potência instalada, essa potência não seria tecnicamente alcançável em nenhuma condição de defluência ou nível do reservatório.

Dessa forma, mesmo que houvesse a necessidade de acionamento da reserva operativa, ela não poderia ser plenamente atendida, o que configuraria um desvio em relação à programação esperada.

Título - IMPACTO DA VARIABILIDADE DAS CHUVAS NO PLANEJAMENTO ELÉTRICO DE ÁREAS RURAIS: PREVISIBILIDADE E EFICIÊNCIA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA

Entidade(s) - CPFL ENERGIA S.A., COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, CPFL Piratininga

Autor(es) - Cristiana da Silva Alexandre, Danilo Covaes Nogarotto, THIAGO LOPES CASARINI, ROGERIO DE ALMEIDA, Caio Cesar Franco Pereira, Aline Macedo de Oliveira

Resumo

O objetivo deste estudo é realizar uma comparação entre modelos distintos que visam avaliar a mudança no padrão de consumo rural médio por cliente (CPC) de uma distribuidora localizada no estado de São Paulo diante dos indicadores pluviométricos. Para isto foram analisados dois modelos diferentes, com abordagens distintas em relação às variáveis independentes consideradas. O primeiro modelo (i) investiga a relação entre o CPC e os dados pluviométricos. E o segundo modelo (ii) examina a relação entre o CPC e o número de dias secos. Foram realizadas algumas tratativas nos dados de consumo, com o intuito de garantir que a variação de consumo fosse justificada somente pela pluviometria. Aos dados ajustados, e em cada modelo, foram adotadas três abordagens analíticas, em um período dez anos, em que a amostra de treino correspondeu a 90% do período e a de teste a 10%. Foi observado uma correlação negativa entre o consumo de energia da classe rural e a pluviometria média. Por outro lado, ocorreu uma relação positiva entre o consumo de energia da classe rural e o número de dias secos. Dentre os modelos adotados, o Prophet melhor se ajustou aos dados com um R^2 de 0,68 para o modelo (i) no Grupo A e de 0,50 para o Grupo B, já no modelo (ii) de 0,44 para o Grupo A e 0,05 para o Grupo B. Além disto, concluiu-se que os dados de pluviometria são melhores indicadores para avaliação do consumo da classe rural.

Perguntas e Respostas

Quais implicações o estudo aponta para o planejamento de distribuição de energia em regiões rurais afetadas por eventos extremos de chuvas e como os modelos podem auxiliar na gestão de recursos?

O estudo teve como objetivo analisar a relação entre o Consumo por cliente (CPC) e variáveis pluviométricas (um dos indicadores considerados). No entanto, eventos extremos de precipitação alteram significativamente o comportamento desses indicadores, sendo frequentemente tratados como outliers por modelos estatísticos. Isso limita a aplicabilidade direta dos

resultados do estudo atual a cenários extremos.

Para que o planejamento da distribuição de energia em regiões rurais afetadas por esses eventos seja mais eficaz, seriam necessários modelos específicos que incorporem dados históricos de extremos climáticos. Tais modelos poderiam contribuir para uma previsão mais precisa de consumo na classe rural, assim como traçar estratégias de gestão e alocação de recursos em contextos de maior vulnerabilidade.

A influência da variabilidade pluviométrica no padrão de consumo de energia na classe rural da região analisada, segundo os modelos analisados, pode ser extrapolada para outras regiões do Brasil. Caso afirmativo, essa afirmação é baseada em quais fatos?

A extrapolação dos resultados observados para a classe rural da região analisada depende diretamente das características pluviométricas e socioeconômicas de cada região do Brasil. O país apresenta grande variabilidade climática, com regimes de precipitação distintos entre as regiões e ao longo do ano. Além disso, a susceptibilidade a eventos atmosféricos e climáticos (como El Niño/La Niña) varia regionalmente, influenciando diretamente o padrão de chuvas.

Outro fator importante é o peso relativo do consumo rural em cada localidade. Em algumas regiões, esse segmento tem pouca representatividade, o que limitaria a aplicabilidade dos modelos.

Portanto, embora seja possível considerar a aplicação dos modelos a outras regiões, isso exigiria adaptações baseadas em estudos locais, que levem em conta a climatologia regional e o perfil de consumo específico. A afirmativa só poderia ser sustentada com base em evidências empíricas regionais que validem a compatibilidade do modelo.

Dados históricos de variabilidade pluviométrica podem ser usados de forma assertiva na previsão futura?

A variável chuva, não segue um padrão linear, sendo de difícil previsão em modelos dinâmicos (que consideram as equações atmosféricas, além de outros dados que influenciam seu padrão), dada a complexidade de sua formação na atmosfera, e dos fatores que a influenciam. Sendo assim, modelos estatísticos não conseguem capturar seu comportamento, pois este é irregular. Além disto, as modificações no padrão atmosférico, em decorrência de mudanças climáticas, adicionam maior complexidade à previsão da variável.

Título - Análise do impacto da inserção de hidrogênio de baixo carbono no Sistema Energético Brasileiro utilizando o modelo MATRIZ

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro

Autor(es) - Leonardo Amaral dos Santos Barroso Leite, Carlos Henrique Medeiros de Sabóia, Amaro Olimpio Pereira Junior, Maria Luiza Viana Lisboa

Resumo

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), é necessário limitar o aquecimento global a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais para evitar os piores impactos dessas mudanças. Para atingir essa meta, é crucial reduzir drasticamente as emissões de gases de efeito estufa nas próximas décadas,

o que exige uma transformação significativa nos setores energético e industrial. Nesse contexto, destaca-se a transição para a produção de hidrogênio de baixo carbono como peça fundamental para a descarbonização do sistema energético brasileiro.

O objetivo principal deste artigo é analisar o impacto da inserção de tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono no sistema energético nacional a longo prazo. Utilizando o modelo MATRIZ desenvolvido pelo CEPEL, será investigado como o hidrogênio verde e azul podem transformar a matriz energética brasileira, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a diversificação da oferta de energia.

A metodologia compreende três etapas sequenciais e interconectadas:

- Modelagem da cadeia do hidrogênio;
- Projeção da demanda dos produtos derivados da unidade de geração de hidrogênio;
- Construção de cenários.

Os resultados demonstram que, para o cumprimento das NDCs brasileiras, o país precisa aplicar CCS em refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados. Quando aplicada a curva de aprendizado dos eletrolisadores, 15% da produção total, em 2030, passa a ser produzido por esta tecnologia. Considerou-se o suprimento de energia elétrica através de eólicas dedicadas e energia do SIN para mitigar momentos de baixa intensidade dos ventos.

Perguntas e Respostas

Visualmente, a Figura 1 apresenta uma tendência de crescimento do consumo de petróleo mais acentuada após 2040 (justamente quando há necessidade de expansão). Na visão dos autores, a que se deve esse fato, caso esteja correto?

A Figura 1 – Projeção de consumo de petróleo no Brasil refere-se ao volume de petróleo cru processado nas refinarias, principal insumo para a produção de combustíveis derivados. O modelo de expansão energética (MATRIZ) atende às demandas definidas como entradas, de modo que a demanda por derivados de petróleo é considerada exógena ao modelo. O crescimento do volume de óleo refinado está diretamente associado ao aumento da demanda por óleo diesel. A projeção dessa demanda foi elaborada a partir do Plano Nacional de Energia 2050, com atualizações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Já os preços de importação do óleo diesel foram obtidos das Projeções dos Preços Internacionais de Derivados de Petróleo – Horizonte 2020–2050 (EPE, 2019). Assim, o modelo priorizou inicialmente o aumento do fator de utilização das refinarias, para somente em seguida considerar a necessidade de expansão de sua capacidade.

Os resultados apresentados na Figura 3 indicam um aumento quase exponencial na demanda de energia elétrica. Foi feita análise sobre a necessidade de expansão do SIN, incluindo dos sistemas de transmissão e da necessidade de oferta para garantir o suprimento contínuo de eletricidade?

A Figura 3b – Fornecimento de energia elétrica para os eletrolisadores apresenta exclusivamente a energia elétrica demandada para o funcionamento desses equipamentos. No modelo, a expansão observada ocorreu apenas para uma usina eólica dedicada. A necessidade energética suprida pelo Sistema Interligado Nacional

(SIN) em 2050 foi estimada em 39 ktep, valor equivalente a aproximadamente 434 GWh de consumo anual. Esse montante corresponde a uma potência média de cerca de 50 MW, o que demonstra que o incremento necessário para atender ao processo é relativamente modesto quando comparado à escala do sistema elétrico nacional.

Quais foram os resultados das análises em termos de custos de investimento e operação para o setor elétrico?

Quanto aos resultados econômicos para o setor elétrico, o modelo MATRIZ busca minimizar o custo total do sistema por meio da soma entre os investimentos em capital (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX), sob restrições técnicas e ambientais. No caso da eletrólise, os principais direcionadores de custo são: (i) o investimento em geração dedicada, notadamente parques eólicos associados as unidades geradoras de hidrogênio, (ii) a oferta de energia do SIN para garantir a produção em períodos de baixa disponibilidade eólica, (iii) os reforços de transmissão e conexão, e (iv) em menor escala, os custos de operação e manutenção (O&M) das usinas renováveis.

Neste estudo específico, a expansão elétrica considerada refere-se apenas à necessária para o suprimento dos eletrolisadores voltados à produção de hidrogênio verde. Adicionalmente, incorporou-se uma demanda crescente de energia elétrica em todos os subsistemas, de acordo com as projeções do Plano Nacional de Energia 2050 e a expansão inicial definida no Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.

Título - Representação da Curva de Carga Horária

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Pedro Américo Moretz-Sohn David, Simone Quaresma Brandao, Felipe Moreira Gonçalves

Resumo

A representação fiel da curva de carga é fundamental para a qualidade do planejamento energético. Atualmente, nos estudos de PMO, Preço e PDE, a curva de carga é discretizada em três blocos de carga não cronológicos, agregados pelo valor da carga horária. Esta representação é considerada adequada para sistemas com predominância de geração hidrelétrica e pouca participação termelétrica e renovável, quando de fato o valor horário do custo marginal da demanda e o valor da água permanecem praticamente constantes durante longos períodos.

Contudo, a maior parte da geração térmica e, sobretudo, da geração intermitente como a eólica e a solar, requer uma representação mais adequada da curva de carga, em termos da maior fidelidade da curva.

Este artigo estuda a representação da curva de carga em blocos (patamares) e em dias típicos (blocos cronológicos), comparando o seu efeito com uma análise horária cronológica.

Perguntas e Respostas

Segundo os autores, qual seria o numero de blocos "ótimo" que se pode alcançar para a melhor representação possível da curva de carga, levando em consideração o esforço computacional?

A diferença de esforço computacional entre os casos analisados não foi significativa, mas a diferença entre a qualidade (R^2) da discretização da demanda comparada em relação ao caso horário é, como mostrado a seguir:

- 1) Discretização em 4 blocos: $R^2 = 0.76$
- 2) Discretização em 12 blocos: $R^2 = 0.98$

Os autores realizaram testes com a discretização da curva de carga em mais de 12 blocos?

Sim, foi feita uma análise com 24 blocos, mas a diferença de R^2 em relação à discretização com 12 blocos não foi significativa ($R^2 = 0.99$)

Tendo em vista a conclusão alcançada pelos autores de que a discretização da curva de carga em 12 blocos não foi suficiente para capturar a variabilidade da geração renovável, qual seria a solução a ser buscada/testada?

Estamos trabalhando em duas alternativas: trabalhar com carga líquida, abatendo a produção renovável média da curva de carga somente para fins de definição dos blocos, ou o agrupamento conjunto de carga e geração renovável. Este estudo ainda está em andamento e por isto não foi possível apresentar resultados

Título - Previsão de cenários de longo prazo e análise de risco para o ambiente de mercado futuro de eletricidade combinando processos estocásticos e aprendizado de máquina

Entidade(s) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina - IFSC, Urca Comercializadora de Energia LTDA, INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO, CIENCIA E TECNOLOGIA DE SANTA CATARINA, Universidade Federal de Santa Catarina

Autor(es) - Everthon Taghori Sica, Marina Geremia, Sergio Luciano Avila, Erinaldo Farias dos Santos, Paula Savana Estácio Moreira, Vinicius Viana Luiz Albani, Raphael Paulo Beal Piovezan, Pedro Mark Bianchi

Resumo

O Brasil está entre os maiores produtores e consumidores de eletricidade do mundo, sendo autossuficiente em sua geração, com predominância da energia hidrelétrica, complementada principalmente por fontes termelétricas, solares e eólicas. O mercado livre de energia, onde contratos de eletricidade são negociados bilateralmente, tornou-se recentemente mais relevante, o que elevou a importância da modelagem de tendência de preços e da geração de cenários futuros como ferramentas essenciais para o adequado gerenciamento de risco e alocação de recursos. Este trabalho propõe um modelo multivariado altamente flexível para os preços de contratos forward de energia elétrica negociados no mercado Sudeste/Centro-Oeste brasileiro. O modelo, formulado na escala logarítmica, é definido pela soma de dois componentes: um termo estocástico do tipo difusivo com reversão à média, e uma função determinística de três covariáveis associadas ao clima, à demanda por eletricidade e à atividade econômica. Essa função determinística é representada por uma regressão linear multivariada. O modelo é treinado com base em dados históricos oficiais e em previsões externas para algumas das covariáveis, sendo capaz de fornecer projeções de até nove meses à frente.

Perguntas e Respostas

Como foi definido prazo dos nove meses a frente para as projeções fornecidas pelo modelo?

As projeções para ENA têm um período máximo de 9 meses a frente. Como, para construir as previsões fora da amostra são usadas previsões de ENA, Carga e IPCA, essa limitação fez com que as previsões ficassem restritas a 9 meses.

Os anos de 2020 e 2021 foram descartados na análise?

Não, eles foram usados apenas para treinar o modelo. Como o modelo usa janelas móveis com início fixo, esses dados acabam sendo usados no treinamento do modelo em todas as datas apresentadas nos resultados.

A escolha dos modelos teve como respaldo alguma literatura já existente?

Sim, a literatura de modelagem de preços de commodities usa fortemente modelos de reversão à média. Veja, por exemplo, o livro: Geman, Hélyette. Commodities and commodity derivatives: modeling and pricing for agriculturals, metals and energy. John Wiley & Sons, 2005.

Título - IMPACTOS DE FENÔMENOS EL NIÑO E LA NIÑA SOBRE O PLANEJAMENTO DE CARGA DE UMA DISTRIBUIDORA DIANTE DE TOPOGRAFIAS HETEROGENEAS

Entidade(s) - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.,COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ,CPFL Piratininga

Autor(es) - Luana Carolina Alves da Costa,MARCO ANTONIO DA FONSECA,ROGERIO DE ALMEIDA,Caio Cesar Franco Pereira,THIAGO LOPES CASARINI,Danilo Covaes Nogarotto

Resumo

O impacto do efeito da temperatura sobre a carga de uma distribuidora é de extrema importância para melhor entendimento da operação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A ocorrência de temperaturas recordes em conjunto com fenômenos climáticos, como o El Niño e La Niña, impactam diretamente a demanda por eletricidade. O estudo tem por objetivo capturar o efeito da temperatura em períodos de ocorrência de El Niño e de La Niña no consumo de uma distribuidora, considerando a temperatura e a sensação térmica. A distribuidora estudada atua na região do interior e do litoral do estado de São Paulo. Foi usado um modelo quadrático para avaliar a carga em relação a temperatura. Assim, foram analisadas duas regiões (interior e litoral), em dois períodos (quente e frio), divididos em dois fenômenos (El Niño e La Niña), e duas temperaturas diárias (temperatura média e sensação térmica). Observou-se que não houve diferenças no uso da sensação térmica e temperatura média. Os modelos para o período quente e no litoral foram os que melhor conseguiram capturar o efeito da temperatura na carga, tanto para o El Niño, quanto para a La Niña. Estimou-se que durante o El Niño de 2023, a elevação da temperatura causou um efeito de cerca de 9,1% (interior) e 24,1% (litoral) na elevação da carga da classe residencial. Por fim, os modelos propostos se mostraram uma alternativa relevante para avaliar o efeito da temperatura na carga da distribuidora e podem ser usados para melhor gerenciamento da energia e no planejamento no curto, médio e longo prazos.

Perguntas e Respostas

Os autores chegaram a considerar outras variáveis que expliquem a variação da carga?

Consideramos as variáveis período (quente/frio), região (interior/litoral), temperatura diária (média e sensação térmica) e fenômeno (El Niño e La Niña). O que fizemos, foi um pré-processamento nos dados, pois ajustamos a carga da MMD e desconsideramos clientes que não respondem a variações da temperatura (em geral, são grandes clientes industriais livres). Também a carga foi ajustada de feriados e da sazonalidade, conforme estudo de Carnero e Otero (2005). Fora essas variáveis, não consideramos mais nenhuma, mas entendemos que sempre há possibilidades de melhorias no modelo.

CARCERO, J.M.; OTERO, J. M. Modelling the non-linear response of Spanish electricity demand to temperature variations. *Energy Economics*. v. 27, p: 477-494, 2005.

Quais os efeitos sobre a gestão da carga da Distribuidora uma análise como essa pode implicar?

A análise pode ajudar no melhor entendimento da carga, pois a temperatura é uma das principais variáveis responsáveis pela variação da carga, e os modelos propostos pretendem capturar esse efeito na carga. Além disso, entender como os fenômenos climáticos afetam o efeito da temperatura, auxilia numa melhor assertividade na projeção da carga, ainda mais considerando a ocorrência desses fenômenos em uma maior frequência e intensidade, como visto nos últimos anos.

Quais os critérios adotados para a escolha das variáveis explicativas (período, região e fenômeno)?

O período quente/frio foi usado baseado na análise de cluster dos meses, similar aos estudos de Sailor e Muñoz (1997) e Valor et al. (2001). Quanto a região, a distribuidora escolhida é dividida em duas partes distintas, o interior do estado e o litoral, por isso a escolha das duas regiões. Por fim, a escolha do fenômeno como variável explicativa é devido ao objetivo principal do estudo que foi capturar o efeito da temperatura durante a ocorrência desses fenômenos climáticos.

SAILOR, D.J.; MUÑOZ, J.R. Sensitivity of electricity and natural gas consumption to climate in the USA—methodology and results for eight states. *Energy*. v. 22, p: 987-998, 1997.

VALOR, E.; MENEU, V.; CASELLES, V. Daily Air Temperature and Electricity Load in Spain. *American Meteorological Society*, p. 1413-1421, 2001.

Título - ALOCAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS NA SE BOA VISTA PARA AUMENTO DA CONFIABILIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA E REDUÇÃO DO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA RORAIMA

Entidade(s) - CENTRAIS ELETRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Autor(es) - Pedro Aleixo Ferreira Brandini, Gustavo Henrique Santos Vieira de Melo
Resumo

Com a previsão da interligação do sistema elétrico de Roraima ao SIN em janeiro de 2025, por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, haverá a necessidade

de atendimento deste sistema com confiabilidade e economicidade conforme preconizado nos Procedimentos de Rede do ONS. Como esta interligação foi concebida em circuito duplo, com o uso compartilhado da mesma torre de transmissão para os dois circuitos, o critério N-1 para linha de transmissão não será satisfeito na eventual perda de torre de transmissão de 500 kV. Logo, parte da geração de térmica em Roraima será mantida e despachada a fim de evitar o blecaute deste sistema na eventual perda de um dos trechos desta interligação. A alocação de um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias na SE Boa Vista 69 kV para controle de frequência agregará maior segurança no atendimento a este sistema elétrico bem como reduzirá o seu custo operacional em função da redução de despacho das usinas térmicas de Roraima. Deste modo, este trabalho apresentará o estudo de viabilidade técnico-econômica (Mínimo Custo Global) e demonstrará os benefícios e a vantajosidade desta solução ao Sistema Elétrico Brasileiro e ao interesse público.

Perguntas e Respostas

Na visão dos autores, quais os impactos esperados caso a UHE Bem Querer fosse considerada no estudo?

Para o período de baixa hidraulicidade (período seco) da UHE Bem Querer, o BESS teria comportamento similar ao apresentado no trabalho. Contudo, parte da geração térmica local em RR, sincronizada com o sistema, poderia ser reduzida a depender do despacho mínimo da UHE Bem Querer a ser considerado neste período.

Para o período de alta hidraulicidade (período úmido), embora o BESS tenha aplicabilidade reduzida, sua presença na SE Boa Vista também poderia auxiliar na contingência dupla de um dos trechos da LT 500 kV Lechuga - Equador - Boa Vista. Neste caso, o BESS poderia ser carregado com parte da energia excedente da UHE Bem Querer bem como reduzir impacto na variação de frequência do sistema para estas contingências (melhora na resposta dinâmica do sistema). Ressalta-se que para este cenário o sistema RR seria exportador de energia para o SIN.

Entendemos que, pelo fato da alternativa BESS mostrar-se como a solução de referência no Estudo de Mínimo Custo Global para o período de 2028-2032 (5 anos), a entrada da UHE Bem Querer após este período não comprometeria a viabilidade técnica-econômica desta solução.

O BESS na SE Boa Vista seria uma alternativa entre a solução atual, interligação do sistema RR com o SIN com geração térmica local em RR, e a solução estrutural a ser estudada e definida pela EPE. Neste caso, espera-se que haja uma recomendação pela EPE de uma solução sem a dependência de geração térmica em RR para atendimento das cargas locais.

Quais foram os custos de investimentos para o BESS e os custos operativos para seu carregamento? Os custos de carregamento do BESS foram considerados na análise de benefício econômico?

O investimento, associado à implantação do BESS 120MW/120MWh na SE Boa Vista, apresentado neste trabalho foi R\$ 369.090.909 considerando dentre outros fatores o câmbio de R\$6,00/EURO. Já o custo de conexão desta solução foi

estimado considerando o Banco de Preços da ANEEL.

Os custos operacionais do BESS (carga/descarga, resfriamento e consumo) foram estimados ao longo dos anos do horizonte de planejamento considerados (2028-2038) e são influenciados dentre outros fatores pelo CMO Norte. A título de exemplo, para o período de 2028-2038 (CMO Norte P50), o custo operacional do BESS em Valor Presente Líquido na SE Boa Vista foi de R\$14.658.780,55.

Por entendermos que este BESS seria um ativo da transmissão, eventuais benefícios, associados ao seu carregamento com uma energia mais barata e despacho no SIN para um período com energia mais cara, seriam compartilhados com o setor elétrico. Enfatizamos que a principal função a ser desempenhada pelo BESS, durante sua autonomia energética, seria o controle de frequência do sistema RR na eventual perda da interligação do sistema RR com o SIN.

Para o carregamento do BESS, conforme mencionado, foi contabilizado apenas as perdas associadas ao carregamento, carga/descarga e resfriamento.

Observação: alguns valores da análise econômica indicados na apresentação foram atualizados, em relação ao IT submetido anteriormente ao SNPTEE, em função da incorporação de valores mais atuais no estudo. Contudo, as conclusões foram mantidas.

Os autores trabalharam com valores médios de CMO considerando três amostras (todos os cenários, 75% e 50% piores valores). Entretanto, ainda nessas faixas pode existir uma significativa variabilidade do CMO, fazendo com que valores muito diferentes dos utilizados possam ocorrer. Caso CMO mais elevados ocorram no SIN, qual impacto esperado nos resultados? A análise contempla um "teto" de CMO que mantenha a viabilidade da alternativa?

Para valores de CMO acima do CVU das térmicas de RR, entendemos que não faria sentido importar energia do SIN (CMO norte), dado que o despacho das térmicas de Roraima seria mais vantajoso ao sistema. Além disso, conforme o Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas (Leilão Nº 01/2019-ANEEL), a maioria destas gerações estarão disponíveis até 2036. Desta forma, não foi estabelecido "teto" para o CMO Norte.

Logo, a viabilidade econômica do BESS dar-se-á principalmente quando o CMO Norte for menor que o CVU das usinas do sistema Roraima.

Título - Abordagem Híbrida Determinística e Estocástica para Quantificação de Constrained-Off Futuro para Fontes Renováveis

Entidade(s) - AEROESPACIAL TECNOLOGIAS EM ENERGIA E SISTEMAS RENOVAVEIS LTDA, UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Comapnhia Hidro Elétrica do São Francisco, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - André Victor Rodrigues Nascimento da Silva, pedro andre carvalh, José Filho da Costa Castro, CAAREM DENISE SILVA STUDZINSKI, Eduardo de Aguiar

Sodré, ANTONIO CAMELO DA COSTA PERRELLI, Yoge Sarmiento Batista, Lorena Cristiane Rodrigues Araujo, Cíntia Arantes Silva

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia híbrida para quantificar o constrained-off em usinas eólicas e fotovoltaicas, diante do crescimento das Fontes Renováveis Variáveis (FRV) no sistema elétrico brasileiro. A abordagem combina análises determinísticas (fluxo de potência via Newton-Raphson) e estocásticas (simulação Monte Carlo multivariada), sendo aplicada a um conjunto de usinas no Nordeste e Sudeste, com dois cenários de expansão para 2025: 47,7 GW e 77,7 GW de capacidade instalada. A metodologia integra três etapas: definição dos limites de inserção (LIFRV), estimativa probabilística da geração e cruzamento dos dados para cálculo do corte. Os resultados indicam cortes de 1,8% e 19,4%, respectivamente, com picos de até 28,7% em setembro. A aplicação da metodologia evidencia a importância de considerar limites dinâmicos de escoamento no planejamento da rede elétrica, subsidiando estratégias de expansão, armazenamento e gestão da demanda frente à maior participação das FRV no SIN.

Perguntas e Respostas

Os autores avaliaram possíveis ganhos de sinergia caso o Método estocástico da Etapa 1 (Estimativa dos limites de inserção de fontes renováveis variáveis) também considerasse a estimativa de geração por fontes renováveis variáveis (feito na Etapa 2)?

A decisão de desacoplar as Etapas 1 e 2 foi deliberada e tecnicamente justificada, considerando a complexidade multivariada do sistema elétrico. O desacoplamento entre as etapas permite que os limites de inserção da Etapa 1 reflitam a capacidade do sistema de absorver energia pelas fontes renováveis variáveis, considerando cenários de carga, MMGD e a operação dos despachos das fontes despacháveis pelo ONS, enquanto na Etapa 2, foca na modelagem de cenários de renováveis, que não são controláveis, a partir das simulações de Monte Carlo Multivariado a partir comportamento estocástico observado nos dados históricos, e da correlação espaço-temporal entre recursos eólicos e solares, utilizando decomposição de Cholesky para preservar as estruturas de dependência observadas historicamente.

Esta estratégia permite realização de estudos para diferentes cenários de carga e despachos de fontes controláveis e suas influências na capacidade do sistema de absorver as renováveis variáveis não despacháveis e constrained-off em função da disponibilidade do recurso energético.

As premissas de despacho das fontes controláveis (em especial hidrelétricas e termelétricas flexíveis) foram mantidas constantes nos cenários analisados?

Os autores consideram possíveis ganhos ao ajustar esse despacho para diferentes cenários?

A manutenção das premissas de despacho constantes foi uma escolha metodológica para conferir maior flexibilidade à nossa abordagem. Utilizamos o despacho previsto no PAR/PEL como cenário de referência, mas a metodologia é intrinsecamente flexível para incorporar diferentes cenários de despacho das fontes controláveis.

A metodologia pode ser aplicada para quaisquer premissas de despacho hidrotérmico, permitindo a criação de cenários alternativos e a obtenção de famílias de resultados associados a cada premissa. Por exemplo, poderíamos avaliar

cenários com maior participação térmica em períodos de baixa hidraulicidade, ou cenários com despacho otimizado para minimizar constrained-off.

Considerando que o valor da energia para o sistema varia ao longo do tempo (tanto entre as horas do dia como entre os meses do ano), os autores consideraram (ou pretendem considerar em estudos futuros) análises econômicas sobre os cortes?

Embora o presente estudo tenha focado na quantificação energética do constrained-off, já temos estudos em andamento que incorporam a dimensão econômica, com foco particular no acoplamento com sistemas de armazenamento por baterias (BESS).

Esta abordagem é importante considerando que a maioria dos projetos renováveis existentes não previu em seus planos de negócio os volumes de constrained-off observados.

Nossos estudos em desenvolvimento abordam o dimensionamento otimizado de BESS para mitigação de constrained-off, criando oportunidades de empilhamento de receitas (revenue stacking): redução de constrained-off, arbitragem energética, serviços ancilares, postergação de investimentos em transmissão e créditos de carbono.

Resultados preliminares indicam que BESS adequadamente dimensionados podem mitigar 60-80% do constrained-off e gerar receitas adicionais suficientes para melhorar o VPL dos projetos, oferecendo sustentabilidade econômica tanto para projetos futuros quanto existentes, transformando uma ameaça regulatória em oportunidade de negócio através de novas fontes de receita não previstas nos modelos tradicionais de financiamento de renováveis.

Título - Promovendo a Descarbonização pela Mistura de Hidrogênio ao Gás Natural em Redes de Gasoduto

Entidade(s) - TECHNE-GESEL PROJETOS E ANÁLISES LTDA

Autor(es) - Mauricio Moszkowicz,igor barreto julião,Cayo Cid de França Moraes,NIVALDE JOSE DE CASTRO,igor barreto julião

Resumo

Diante de um contexto de emergência climática e da necessidade de adaptação dos sistemas energéticos globais, o uso de fontes de energia renováveis e limpas vêm aumentando e, o hidrogênio se destaca como um combustível e vetor energético com grande disponibilidade e flexibilidade de produção. Todavia, dentre outras barreiras, o custo elevado do transporte e armazenamento se coloca como um grande desafio ainda a ser solucionado. Uma solução que vem sendo estudada é a mistura do hidrogênio com o gás natural nas redes de gasodutos existentes, o que se consolidada, significaria uma adaptação rápida e significativamente mais barata, em vista da já existente infraestrutura. Em vista disso, o objetivo desse estudo é analisar o estado da arte regulatório sobre a mistura de gás natural e hidrogênio em redes de gasodutos existentes. Para tal, realizou-se uma pesquisa bibliométrica em bases de dados de artigos científicos, a fim de analisar o nível de produção acadêmica sobre mistura de hidrogênio e gás natural. Observou-se um crescimento exponencial das produções sobre o tema a partir do ano de 2019, com destaque para países que atualmente desenvolvem projetos pilotos. Ademais, internacionalmente, verificou-se a ausência de uma abordagem regulatória

específica para o hidrogênio, estando as iniciativas concentradas em procedimentos regulatórios que permitem pequenas quantidades na da mistura. No caso brasileiro, a regulação acerca do tema ainda é nascente.

Perguntas e Respostas

Sob a ótica do usuário final, a partir de qual nível a a maior mistura de H2 na rede de GN exigiria adaptações como, por exemplo, troca de maquinário? A pesquisa identificou estimativas de custos para o usuário final?

O percentual de mistura de hidrogênio ao gás natural é altamente dependente de diversas variáveis, destacando-se as características construtivas do gasoduto, principalmente aqueles já existentes que não foram concebidos para o uso do H2, o uso final que se pretende dar à mistura, principalmente envolvendo a qualidade dos produtos (setor industrial) e aspectos de segurança (em uso residencial). O uso da mistura deve ser balizado no sentido de evitar adaptações no uso final do produto, com isto reduzindo custos de adaptação. O custo de adaptação deve ser função do percentual da mistura e a tolerância dos processos de uso da mistura resultante.

Considerando o objetivo final da redução de emissões, os autores poderiam detalhar um pouco mais quais os ganhos esperados com o aumento da mistura de H2 na rede de GN?

Considerando que a queima do gás natural provoca a emissão de gases de efeito estufa, a mistura de H2 reduz a emissão total resultante. Desta forma, aumentando-se o percentual de H2 da mistura há uma redução das emissões. Cabe ainda considerar que devido ao poder calorífero do H2 ser maior que o do gás, quando se aumenta a proporção de H2 há uma redução ainda maior das emissões.

Considerando a existência de diferentes rotas para a produção de H2, a pesquisa permite relacionar, de alguma forma, como os ganhos esperados pelo aumento da mistura na rede de GN se relacionada com a cadeia de produção do H2?

A pesquisa em pauta considerou a produção do H2 pela rota eletrolítica, onde as emissões são reduzidas. Outras rotas podem ser consideradas para estimar as reduções de emissão.

Título - Desenvolvimento e Aplicação de Células a Combustível Microbianas para Geração de Energia

Entidade(s) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina - IFSC, Universidade Federal de Santa Catarina

Autor(es) - Sergio Luciano Avila, Renan Mello Nogueira, Rayane Kunert Langbehn, Vinicius Viana Luiz Albani, Everthon Taghori Sica

Resumo

As Células a Combustível Microbianas (MFCs) são dispositivos bioeletroquímicos com potencial de gerar eletricidade e tratar efluentes simultaneamente. Esse processo gera um fluxo de corrente elétrica contínua, ou seja, uma fonte de energia renovável. Neste trabalho é apresentado a modelagem e o desempenho de dois protótipos similares de MFC. A modelagem matemática possibilita a compreensão do comportamento dinâmico das MFCs sob diferentes condições operacionais. Os resultados demonstraram que o sistema foi capaz de gerar energia elétrica, embora com variação de desempenho entre os protótipos MFC1 e MFC2. O modelo

matemático para descrever a dinâmica da produção de eletricidade e do consumo do estoque do substrato orgânico é baseado em regressão não linear e equações diferenciais ordinárias. Ao longo de 160 dias de operação, manutenções periódicas foram realizadas para limpeza dos eletrodos e remoção de biofilmes, garantindo a eficiência do sistema. O monitoramento da tensão a cada cinco minutos, possibilita o cálculo de potência e corrente. Ao fim do experimento, foram realizados ensaios para gerar as curvas de polarização e potência para avaliação dos desempenhos da MFC. As MFCs possibilitam a geração de energia elétrica e o tratamento de resíduos, sendo uma tecnologia possível para transição energética ao contribuir com gestão de recursos e mitigação de emissões de gases de efeito estufa.

Perguntas e Respostas

Os dados de observação foram padronizados em intervalos uniformes de 5 minutos, para reduzir a variabilidade aleatória. Na visão dos autores, essa variabilidade em intervalos inferiores a 5 minutos pode comprometer a produção de energia elétrica para uso final?

Não.

No presente estudo, a padronização das séries temporais em intervalos uniformes de 5 minutos teve caráter metodológico, visando reduzir a variabilidade aleatória e permitir o ajuste adequado dos modelos matemáticos. Nós não consideramos que as flutuações observadas em intervalos inferiores a esse comprometem diretamente a capacidade das células a combustível microbianas de gerar energia elétrica para uso final. Entendemos sim que tais oscilações refletem a natureza dinâmica dos processos bioeletroquímicos e que dificultam a análise.

Os autores já identificam eventuais diferenças de custos entre as opções avaliadas, que possam resultar em diferenças significativas no custo de produção entre elas?

Não.

Os estudos de viabilidade econômico-financeira ainda não foram elaborados. Entendemos, entretanto, que o custo de produção dependerá do volume de material orgânico a ser tratado (esgoto) e do controle eficaz do processo bioeletroquímico (mistura homogênea, temperatura, tempos, etc)

Os resultados obtidos apresentaram relevante variabilidade de na produção de energia. Na visão dos autores, é possível controlar essa produção?

Sim.

Nós reconhecemos que houve variabilidade significativa na produção de energia entre os protótipos e ao longo das séries temporais. Essa variabilidade é atribuída principalmente às condições experimentais (quantidade de substrato, impurezas, maturação do biofilme e adaptação microbiana).

Embora o controle absoluto da produção seja limitado pela natureza biológica do sistema, há caminhos para mitigar essas flutuações e aumentar a estabilidade.

Destacamos que melhorias no sistema de monitoramento, aliadas ao uso de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), podem contribuir significativamente para estabilizar os resultados e otimizar a eficiência da geração elétrica

Título - Cálculo de Garantia Física para Sistemas Interligados

Entidade(s) - PSR CONSULTORIA LTDA, FGV Energia, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Autor(es) - Rafael Benchimol Klausner, Bernardo Freitas Paulo da Costa, Joaquim Masset Lacombe Dias Garcia

Resumo

Este artigo propõe um modelo alternativo para futuros leilões centralizados no setor elétrico brasileiro, denominado Leilão de Expansão Otimizada (LEO). O LEO é um leilão que recebe as ofertas dos geradores e utiliza um modelo detalhado de expansão e operação do sistema elétrico para selecionar o melhor portfólio entre os ofertantes. Ao contrário dos modelos tradicionais, o LEO é projetado para incorporar integralmente as necessidades do sistema elétrico em sua avaliação, considerando o requisito de demanda, critérios de confiabilidade e o parque existente. Utilizando a ideia dos leilões de dia seguinte realizados em mercados mais maduros, a seleção dos empreendimentos vencedores é realizada por um software de expansão otimizada da geração, que emprega o estado da arte em modelos de expansão [3] para minimizar o custo total de investimento e operação considerando a interação otimizada entre as diferentes fontes geradoras. Esse método permite que sejam simultaneamente contemplados atributos essenciais como energia, flexibilidade, serviços ancilares, capacidade de atendimento à ponta para assegurar o mínimo custo e confiabilidade requerida. Outro ponto central desta abordagem é que a metodologia pode ser debatida previamente em consultas públicas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), planejadora oficial do sistema elétrico brasileiro, seguindo processos similares aos já utilizados para a execução de seus planos de expansão e leilões. Dessa forma, é possível aproveitar ao máximo o conhecimento técnico já instalado na instituição. O LEO pode ser entendido como um leilão acoplado a um processo de expansão determinativo com benefícios claros para o operador e consumidores. O uso LEO tem o potencial de reduzir seleções míopes realizadas por leilões tradicionais, mitigando a necessidade de leilões por fontes ou regionais por já considerar a rede de transmissão e todos os demais atributos de forma integrada.

Perguntas e Respostas

Na visão dos autores, de que maneira o método proposto reduziria os impactos de políticas públicas que se mostrem sem viabilidade econômica?

O método proposto, ao aperfeiçoar os leilões existentes, reduziria os impactos de políticas economicamente inviáveis por meio de mecanismos de seleção mais eficientes. Embora políticas públicas frequentemente priorizem benefícios sociais, a metodologia garante que esses objetivos sejam alcançados com menor custo e menor risco econômico. Isso ocorre porque o modelo filtra projetos que apresentam desequilíbrio entre investimento e retorno social, evitando a contratação de iniciativas insustentáveis no longo prazo.

Considerando que as características do sistema variam durante a vigência dos contratos firmados nos leilões, como a metodologia proposta estabelece as obrigações de entrega de cada agente vencedor?

Uma solução possível é a definição de metas mínimas de entrega de energia, acompanhadas de cláusulas contratuais que incluam: (i) margens de tolerância para desvios, (ii) penalidades graduais em caso de descumprimento e (iii) revisões periódicas que permitam readequação frente a mudanças relevantes do sistema, como alterações na demanda ou restrições operativas. Outra alternativa seria transferir ao Operador do Sistema a responsabilidade direta pela gestão da usina após o leilão, deslocando o risco de despacho para o próprio sistema. Trata-se, portanto, de um ponto ainda em aberto e sujeito a discussão regulatória.

Os resultados apresentaram uma maior contratação tanto de usinas térmicas como eólicas (as únicas apresentadas), porém um custo total inferior. Os autores poderiam explicar, em mais detalhes, como isso ocorreu?

Por se tratar do ponto ótimo de um problema de otimização que minimiza o custo total (CAPEX + OPEX), o leilão otimizado sempre gera custo inferior a qualquer outra solução viável, inclusive ao modelo simplificado. No modelo simplificado, a quantidade de usinas contratadas é imposta pelo requisito de garantia física — calculado a partir da média de operação de 2031–2032 e maximizado em um caso pontual de estresse — o que infla o ICB de usinas despachadas nesse ponto e permite a entrada de projetos economicamente inviáveis baseados em alta receita spot sob condições extremas. Em contraste, o leilão otimizado incorpora o perfil horário-sazonal da demanda, e avalia múltiplos cenários de geração, rejeitando aqueles ativos cujo teste de custo-benefício operacional não se sustenta na operação média. Dessa forma, mesmo com maior contratação de capacidade, o modelo reduz substancialmente o OPEX e o valor presente dos riscos operacionais, assegurando o menor custo total ao consumidor — vantagem que se manteria mesmo se a quantidade de garantia física requisitada do modelo simplificado fosse superior.

Título - Flexibilidade Operativa: Avaliação internacional e propostas regulatórias para o Brasil

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Larissa Luíze de Faria Cardoso, Denise Tieko Naruto, Vagner dos Santos Begni, Evelina Maria de Almeida Neves, Bernard Fernandes Küsel

Resumo

A transição energética é uma realidade global, impulsionada pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, para mitigar as mudanças climáticas. Portanto, diversas medidas e políticas vêm sendo implementadas para promover a difusão das fontes de energia renováveis. No entanto, a crescente inserção de fontes de energia renovável variável, em particular eólica e solar, aumenta a complexidade da operação dos sistemas elétricos por adicionar maior incerteza e variabilidade à disponibilidade dos recursos energéticos. A natureza variável dessas fontes demanda maior flexibilidade do sistema elétrico para manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda e, assim, garantir a estabilidade e segurança do fornecimento de energia. Em análise à experiência internacional, diversas soluções estão sendo implantadas para aumentar a flexibilidade operativa dos sistemas, oferecendo referências importantes para o Brasil. Com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento de um sistema elétrico mais flexível e preparado para enfrentar os desafios impostos pela transição energética, este Informe Técnico apresenta as experiências internacionais obtidas em regiões da Austrália e Europa que possam

servir de referência para o Brasil, bem como a identificação de oportunidades para avanços regulatórios e operativos para o Setor Elétrico Brasileiro.

Perguntas e Respostas

Os autores visualizam a criação de um mercado dedicado para contratação de produtos de flexibilidade no Brasil como uma potencial solução para os problemas atuais citados no IT?

Sim. A existência de um mercado estruturado para aquisição de produtos de flexibilidade no horizonte da operação, que contemple tanto recursos existentes quanto novas tecnologias (por exemplo, sistemas de armazenamento de energia), é uma solução potencial e complementar para os desafios atuais do sistema elétrico brasileiro de forma a garantir a confiabilidade do sistema e remunerar adequadamente a prestação desses serviços.

Para a implantação de um mercado de flexibilidade são fundamentais: clareza na definição das necessidades sistêmicas e dos produtos e serviços a serem ofertados pelos agentes participantes, conforme requisitos operacionais e atributos de cada recurso (como antecedência, rapidez de resposta, duração, localização, quantidade e preço); neutralidade tecnológica; adoção de mecanismos concorrenciais (regras do ambiente para aquisição); critérios de adequação e modelo de remuneração; e mecanismos que assegurem a qualidade e confiabilidade do produto entregue ou do serviço prestado. O aprimoramento regulatório é essencial para permitir que os recursos forneçam os serviços adequados e que as regras do mercado reconheçam e remunerem adequadamente os diferentes atributos destes recursos.

Além disso, a integração entre o Operador do sistema de transmissão (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) com Operadores de Distribuição (DSO) pode contribuir para uma melhor gestão dos recursos energéticos distribuídos (REDs), mitigando seus impactos no Sistema Interligado Nacional (SIN) e agregando flexibilidade para operação. Nesse sentido, um mercado de flexibilidade no âmbito da distribuição torna-se essencial.

Como a medição inteligente, citada como aprimoramento regulatório, contribui para o aumento da flexibilidade?

Os medidores inteligentes se distinguem dos medidores convencionais devido à sua gama de funcionalidades e recursos, visto que além do aumento e discretização das medições disponíveis, eles também facilitam a comunicação bidirecional entre o medidor e a estação base, incluindo informações do status das redes. Dessa forma, por meio de uma gestão otimizada do consumo, a medição inteligente viabiliza a modernização do modelo tarifário e proporciona uma participação mais ativa do consumidor. Adicionalmente, é importante também que seja evoluída a participação dos demais consumidores no mercado livre de energia, para que eles possam alterar o comportamento da demanda a partir dos sinais de preço.

Por isso, além de ganhos de eficiência energética, a medição inteligente associada à modernização tarifária e abertura de mercado traz ganhos na flexibilidade da operação do sistema, pois incentivam as mudanças de hábitos e horários no consumo de eletricidade e promovem a gestão dos recursos energéticos distribuídos (REDs) que venham a reduzir o requisito líquido de flexibilidade e capacidade para o sistema centralizado.

Os leilões específicos citados como aprimoramentos regulatórios, na visão dos autores, seriam direcionados à tecnologias específicas ou seriam neutros à tecnologia, permitindo diversos arranjos de mercado?

Para a contratação de serviços de flexibilidade operativa, sugere-se realização de leilões (e posteriormente a implementação de mercados de flexibilidade conforme pergunta 1) com ofertas de vários recursos que atendam aos requisitos operativos, mas sempre tecnologicamente neutro, de forma a promover a concorrência e a inovação, além de garantir que o sistema adquira a flexibilidade necessária da forma mais otimizada.

Leilões por fonte específica devem ser considerados em situações pontuais e estratégicas, como uma política para o desenvolvimento inicial de uma tecnologia. O ideal é que, uma vez maduras, essas tecnologias sejam integradas aos leilões neutros.

Título - Análise Técnica da Rede Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul para a Implementação de Geração Eólica Offshore

Entidade(s) - Universidade Federal de Itajuba

Autor(es) - Lucas Martins Gomes, Fabrício Silveira Chaves

Resumo

A energia eólica tem sido amplamente adotada no mundo como uma alternativa às fontes de energia não renováveis. Nesse cenário, o Brasil tem se destacado como um dos dez países com maior potência instalada dessa fonte de energia, mas ainda não possui usina eólica offshore, somente alguns projetos e estudos em andamento. Tendo em vista que essa é uma tendência global para minimizar a emissão de Gases de Efeito Estufa, e que o Brasil dispõe de um grande potencial para esse tipo de empreendimento, este trabalho tem como objetivo apresentar os estudos de fluxo de potência e de curto-circuito realizados para o planejamento de inserção de uma usina eólica offshore de 3 GW no sul do Brasil. Propõe-se que essa usina esteja localizada na costa do Rio Grande do Sul, próximo ao Porto de Rio Grande, onde acessará o Sistema Interligado Nacional (SIN) através da subestação Povo Novo de 525 kV no ano de 2029. Foram utilizados os programas ANAREDE e ANAFAS para avaliar as possíveis limitações do SIN. Durante as simulações de fluxo de potência foi observada uma sobrecarga em um circuito da região, uma solução viável para esse problema é a limitação da geração na usina para o cenário de carga em que ela ocorreu. De um modo geral, o sistema suporta o empreendimento simulado e se mostra promissor para a instalação de uma usina eólica offshore na região proposta.

Perguntas e Respostas

O autor realizou simulações de contingências simples e algumas contingências duplas de circuitos em mesma torre visando avaliar o desempenho elétrico do sistema. Contudo, o autor não mencionou explicitamente a configuração do sistema de conexão do parque eólico offshore que, nesse caso, também poderia ser uma contingência de elevada severidade para o sistema, pois pode levar à perda instantânea de toda a potência do parque. O autor entende que o sistema existente e planejado é capaz de suportar a perda da geração total da usina em todos os cenários avaliados?

Para um parque eólico offshore dessa magnitude, seria necessário que o acesso ao SIN se desse por meio de dois ou mais circuitos independentes, impedindo a perda total do empreendimento para o caso de contingência n-1. Como o objetivo da análise era avaliar o comportamento do sistema ao inserir uma geração de 3 GW, optou-se por não detalhar as ligações do empreendimento.

O autor realizou alguma alteração ou adaptação no despacho de geração local do estado do Rio Grande de Sul em relação aos montantes originalmente indicados nos casos base da EPE e do ONS? Em caso afirmativo, indicar quais alterações foram feitas. Em caso negativo, solicito que o autor explicita de forma objetiva como diferentes cenários de geração local poderiam afetar os resultados das simulações realizadas.

Não foram realizadas alterações de carga ou geração nas bases de dados utilizadas. Sendo assim, na barra de referência “Ilha Solteira”, que fornece a geração necessária para equilibrar o sistema, ocorreu a motorização, fazendo-a consumir energia excedente em vez de gerar. Apesar de não ser uma condição real de operação, é uma condição mais severa para avaliar os circuitos do estado do Rio Grande do Sul, pois o despacho gerado pela usina eólica offshore se soma à geração das demais usinas, fazendo com que este fluxo aumente e percorra uma distância maior, até chegar ao estado de São Paulo, onde está a barra de referência. Isso faz com que os circuitos da região do empreendimento sejam submetidos a condições mais severas de carregamento, podendo causar sobrecargas e problemas no controle de tensão na região.

Uma das possíveis soluções indicadas pelo autor para mitigar a sobrecarga identificada na rede de 230kV do estado no cenário de carga Pesada Norte Seco foi a limitação da geração da usina offshore neste cenário específico. Como o autor avalia o risco de os cortes de geração prospectados nesse estudo serem muito superiores aos identificados? As incertezas futuras em relação ao crescimento de geração local, da carga e até mesmo da MMGD, não podem afetar significativamente as conclusões dessa avaliação?

Levando em conta que o Sistema Interligado Nacional passa por constantes mudanças, um estudo que avalia os impactos da entrada de novos empreendimentos possui um prazo de validade relativamente curto. Portanto, apesar de haver situações em que o sistema se torna mais propício à entrada de geração, como quando ele passa por expansões ou aumento de carga, o mais provável é que as restrições aumentem com o tempo. Mesmo que não seja possível prever que a capacidade de geração simulada continua disponível no local, o estudo mostra a robustez do sistema elétrico do Rio Grande do Sul, algo que não costuma mudar drasticamente em tão pouco tempo.

Uma solução discutida no setor para a implantação de usinas eólicas offshore de grande porte, é a combinação delas com empreendimentos consumidores. Neste caso, é possível combinar com usinas de hidrogênio verde que necessitam de fontes de energias renováveis para receber essa denominação.

Título - Desafios do acesso ao sistema de transmissão: Análise internacional, mudanças regulatórias e proposta ONS para Brasil

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO ONS

Autor(es) - Andreia Maia Monteiro, Maria Paula Salvador, Denise Tieko Naruto, Lenilson Veiga Mattos, Carolina Moreira Borges, ALEXANDRE DANTAS FONSECA DOS ANJOS, Roseane de Souza Nunes, ADRIANO DE SOUZA, Igor de Oliveira Barreto

Resumo

O processo de acesso, anteriormente consolidado com usinas térmicas e hidrelétricas de grande porte e lenta implementação, precisou ser reestruturado para atender à velocidade e as particularidades das usinas eólicas e solares. O crescimento acelerado de conexão dessas usinas trouxe um descompasso com a expansão do sistema de transmissão e o crescimento da carga. Esse descasamento trouxe desafios aos Operadores e culminou em diversas reformas no processo de acesso em diversos países como Reino Unido, Portugal, Estados Unidos e Austrália.

O presente Informe Técnico (IT) tem como objetivo detalhar as reformas de acesso que estão sendo implementadas no cenário internacional, traçando um paralelo com as mudanças já realizadas no Brasil e com as que se encontram em evolução. O IT também apresenta uma nova proposta de tratamento desse tema baseada em solicitações de acesso em janelas temporais (p. ex. duas vezes ao ano), incluindo a criação de um critério de desempate concorrencial, em locais sem margem de escoamento, que almeja a modicidade tarifária dos consumidores e, ao mesmo tempo, provê um sinal econômico para os futuros geradores interessados.

Perguntas e Respostas

Como o modelo “First ready-First served” adotado em outros países e citado pelo ONS pode superar as limitações do sistema atual de ordem cronológica das solicitações de acesso?

O modelo “First ready-First served” corresponde à priorização de projetos com requisitos que evidenciam maior preparo para entrada em operação, como uma data mais próxima de conexão. Este modelo mitiga os riscos de ocupação indevida da margem da rede com projetos mais distantes e menos aptos para conexão, que podem acabar não inviabilizando ao longo do horizonte. Assim, a utilização de critérios adicionais para priorização das solicitações de acesso, em substituição à ordem cronológica, proporciona maior previsibilidade e segurança para os estudos de planejamento da operação e da expansão do sistema.

Quais são os principais benefícios esperados com a implementação do procedimento de análise em lotes na avaliação de solicitações de acesso ao sistema de transmissão?

A adoção do procedimento de análise em lotes na avaliação das solicitações de acesso ao sistema de transmissão traz ganhos importantes ao processo, entre os quais se destacam:

1. Maior eficiência processual no ONS – permite avaliar simultaneamente um conjunto de solicitações, reduzindo retrabalho e otimizando recursos técnicos e operacionais.
2. Tratamento isonômico dos acessantes – garante que projetos submetidos em uma mesma janela de tempo sejam analisados de forma conjunta e sob os mesmos critérios, evitando distorções de prioridade.
3. Redução de conflitos – minimiza disputas entre acessantes por capacidade de conexão, já que as condições de acesso são avaliadas de forma coordenada.
4. Maior previsibilidade e transparência – proporciona aos agentes maior clareza quanto aos prazos e critérios de análise.

5. Otimização do uso da rede – possibilita um melhor aproveitamento da capacidade existente e facilita a identificação de reforços estruturais necessários.
6. Apoio ao planejamento da expansão – ao consolidar as solicitações em blocos, gera informações mais consistentes para subsidiar os estudos de médio e longo prazo do sistema de transmissão.

A utilização da TUST como base para desempate dos agentes interessados não demandaria alterar o PRORET, ao introduzir não um desconto, mais um ágio em relação aos valores calculados no ponto de acesso?

Não há a necessidade de ajuste do PRORET em relação a aplicação de um percentual de ágio na TUST de referência. O PRORET trata da definição da metodologia para o cálculo da TUST e a proposta da aplicação do ágio para o desempate em um processo competitivo não altera a estrutura tarifária vigente. Assim, como acontece com o desconto tarifário, a aplicação do ágio pode estar definida na regulamentação do acesso via procedimento competitivo e análise em lote. Resumidamente, a proposta visa definir a TUST de aplicação e não a TUST de referência que está exposta no PRORET.

Título - Cenários de expansão de termelétricas inflexíveis: Uma abordagem utilizando a metodologia de Matriz de Arrependimento para incertezas na demanda.

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Rafael Rigamonti, Renata de Azevedo Moreira da Silva, Diego Pinheiro de Almeida, Glaysson de Mello Muller, Renato Haddad Simões Machado, Davi José Marques Vieira, Roney Nakano Vitorino

Resumo

Este trabalho analisa os possíveis impactos da política pública estabelecida pela Lei nº 14.182/2021, que prevê a contratação de 8.000 MW de usinas termelétricas inflexíveis a gás natural. A avaliação é realizada com o uso da Matriz de Arrependimento, técnica proposta por Savage para apoiar decisões sob incerteza. São considerados na análise três cenários de carga líquida (inferior, referência e superior), bem como três alternativas de montantes de contratação (100%, 50% e 0%), avaliou-se também diferentes níveis de inflexibilidade (70%, 50% e 0%) das usinas. Os resultados apontam que a alternativa com menor custo é a de não obrigatoriedade da contratação total das usinas previstas. Adicionalmente, a redução da inflexibilidade operacional também contribui para a diminuição de custos, embora com menor impacto que a redução do montante contratado. As análises mostram ainda que, ao flexibilizar a expansão termelétrica compulsória, o modelo tende a priorizar fontes renováveis como eólica e solar, e térmicas flexíveis para atendimento da potência. Os resultados reforçam as conclusões dos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) 2031 e 2034, ao evidenciar que a obrigação de contratação das UTEs inflexíveis impõe custos adicionais ao sistema, além de limitar o aproveitamento de fontes renováveis mais competitivas e com menor impacto na emissão de gases de efeito estufa.

Perguntas e Respostas

De acordo com o estudo, como cada alternativa impacta na segurança de suprimento?

A segurança do sistema é atendida em todas as alternativas. Basicamente o sistema precisa de energia e capacidade, e ao se reduzir a capacidade instalada de usinas térmicas inflexíveis o MDI opta por alocar oferta renovável (eólica e solar) para atender aos requisitos de energia e aloca também a oferta de térmicas flexíveis para atender aos requisitos de capacidade.

Considerando que, mesmo com a expansão definida na Lei 14.182, o modelo opta também por termelétricas flexíveis, por que reduzir o nível de inflexibilidade não foi mais vantajoso?

Acredita-se que isso foi um reflexo dos custos de investimento das térmicas. Ao se realizar a sensibilidade no parâmetro inflexibilidade, foram mantidos os custos de investimento e de CVU. Isso deve ter resultado em soluções menos vantajosas para a redução do nível de inflexibilidade quando comparado às alternativas de redução do montante de contratação.

Qual a expectativa dos autores sobre os impactos de cada alternativa estudada nos níveis de emissão de CO2?

O impacto é significativo. No PDE 34 apresentamos o comparativo de emissões para o caso com e sem as térmicas da Lei 14.182. A redução, para o caso sem as térmicas, foi de 45% das emissões anuais de GEE. Dessa forma, podemos estimar que a medida que reduzimos a capacidade instalada ou o nível de inflexibilidade dessas usinas, reduziremos as emissões anuais progressivamente até o máximo de 45% das emissões anuais de GEE.

Título - Aplicação de uma tecnologia de caráter inovador no Sistema Elétrico Brasileiro em termos de modularidade e mobilidade: Estudos de casos reais para implantação de equipamentos com tecnologia FACTS na rede DIT do Estado de São Paulo.

Entidade(s) - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, CTEEP Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Smart Wires Inc, Smart Wires

Autor(es) - Liamara de Fatima Ferreira, Romulo Gustavo Eugênio dos Anjos, Renato Guimarães Ribeiro, Daniel José Tavares de Souza, JORGE MAURICIO AREIZA ORTIZ, Carlos Eduardo Borda Zapata, André Priolli de Araujo

Resumo

Este artigo apresenta a experiência da ISA ENERGIA BRASIL, em estudos de casos reais aplicado à ampla malha de linhas e subestações de 138 kV do estado de São Paulo, pertencente às Demais Instalações de Transmissão (DITs), através da incorporação de uma nova tecnologia caracterizada pela instalação de equipamentos modulares FACTS (Flexible AC Transmission Systems) baseados em conversores de tensão (VSC – Voltage-Sourced Converters) em série com os módulos de entrada de linha dos circuitos de interesse, conhecida como SSSC – Static Synchronous Series Compensator. A inovação apresentada possui a capacidade de simular tanto um reator série quanto um capacitor série, através da sua capacidade de injetar tensão em quadratura (ângulo de 90 graus) em relação à corrente da linha, o que permite controlar a reatância da linha de forma precisa.

Neste contexto, este trabalho apresenta o processo desenvolvido, desde o referenciamento da tecnologia, análises, identificação de propostas dos produtos, desenvolvimento de estudos técnicos econômicos para incorporação de soluções

em sistemas existentes, coordenados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), até a implementação das soluções em um projeto real dividido em duas etapas: implantação conjuntural e provisória na subestação 138 kV Ribeirão Preto e implantação definitiva nas subestações 138 kV São José do Rio Preto e Votuporanga 2.

A abordagem técnica para implantação da nova tecnologia, se beneficia da aplicação e experiência do Grupo ISA no que tange desenvolvimento e projetos e aplicação de equipamentos do tipo SSSC, na rede de 220 kV da Colômbia. A metodologia técnico e econômico proposta, empregada na etapa de Planejamento, consiste na elaboração de um Relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1), compara 4 alternativas de expansão da transmissão, sendo estas: (I) Obras de reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV de interesse; (II) Construção de um novo circuito duplo cabo 1x636 MCM LT 138 kV; (III) Instalação de dois transformadores defasadores 138/138 kV em série com os transformadores 440/138 kV existentes; e (IV) Implantação de equipamentos com tecnologia FACTS para controle de fluxo.

A análise técnica é composta por estudos de fluxo de potência e avaliação dos custos associados às perdas elétricas, sendo as referidas análises executadas através da ferramenta computacional ORGANON/ANAREDE, utilizando como base de dados os casos de médio prazo (PAR/PEL 2024-2028) e de longo prazo (PDE 2033). O principal objetivo dessa análise é dimensionar a quantidade de SSSCs a ser implantada.

Na sequência, são elencados alguns critérios específicos utilizados para abordagem técnica e metodológica deste artigo, no âmbito de planejamento e projeto:

Comparação de tecnologias e fornecedores: Será apresentada uma análise comparativa considerando restrições tecnológicas, físicas e ambientais, entre diferentes soluções, de caráter inovador ou tradicionais aplicadas ao Sistema Elétrico Brasileiro. Tal comparação tem por objetivo identificar o índice de reaproveitamento das soluções candidatas e os benefícios das tecnologias para atender expansão futuras.

Comparação técnica: Será apresentada uma análise de robustez das soluções, do ponto de vista dos carregamentos observados, em todas as condições operativas (N e N-1), ao longo de todo o horizonte de estudo;

Otimização da Manutenção: Será apresentada uma análise do impacto da indisponibilidade e vida útil do equipamento que contempla a alternativa vencedora, a ser implantado na rede DIT de 138 kV, com base em estudos realizados de RAM.

Este trabalho apresenta o esforço da ISA ENERGIA BRASIL e do Planejamento Setorial Brasileiro, na procura de avanços e aplicação de soluções inovadoras para otimização da rede existente, visando o papel da transmissão como um agente ativo na transição energética, capaz de controlar a reatância do sistema, permitindo uma atuação direta sobre as restrições elétricas, elevando ou reduzindo a transmissão de energia. Neste sentido, a solução apresentada, atualmente em etapa de implantação, tem como principal benefício proporcionar a aquisição de experiência com a nova tecnologia SSSC aplicada à rede da ISA ENERGIA BRASIL, servindo como laboratório para abertura de um novo capítulo de soluções para o Sistema Elétrico Brasileiro.

Perguntas e Respostas

O autor aponta como vantagens da adoção da tecnologia SSSC: a mobilidade, a modularidade e a possibilidade de realocação no sistema elétrico de forma agnóstica ao nível de tensão. No caso específico do trabalho apresentado, a realocação dos equipamentos ocorreu para o mesmo nível de tensão do ponto de conexão original. Havendo necessidade sistêmica, o mesmo equipamento poderia ser alocado em nível de tensão superior ao 138kV? Que tipo de adaptação ou investimento adicional seriam necessários? Há algum impacto em relação ao tempo de realocação?

Os dispositivos do tipo SSSC, em especial M-SSSC é agnóstico ao nível de tensão instalado. Por isso, a eletrônica de potência (container em si) pode ser remanejada para um nível de tensão distinto que o instalado originalmente. Ressalva-se que alguns critérios de dimensionamento do equipamento precisam ser respeitados no novo local, como corrente máxima circulante (1800 ou 3600 A), e temperatura ambiente máxima.

Outra ressalva está relacionada ao desenho eletromecânico (isoladores, coluna de sinal, anéis anti-corona) que devem ser avaliados pelo fabricante no novo local de instalação, caso o remanejamento seja feito para nível de tensão superior. De forma geral, mais de 90% do investimento inicial pode ser reaproveitado.

O tempo de realocação considerado entre a aplicação conjuntural (SE Ribeirão Preto) e definitiva (SE Votuporanga/São José do Rio Preto) é de 4 meses.

Quais os desafios técnicos, regulatórios ou de mercado o autor enxerga para implantação deste tipo de equipamento em instalações de Rede Básica no Brasil?

O principal desafio técnico que identificamos para aplicação de solução do tipo SSSC na Rede Básica tange os modelos matemáticos, tendo em vista que as versões comerciais dos programas computacionais Anarede e Anatem, ambos desenvolvidos pelo CEPEL, não dispõem de modelos específicos para a simulação de equipamentos baseados em conversores de tensão. Por sua vez, estes modelos são necessários para etapa de estudo do Projeto Básico conforme Submódulo 2.3. dos Procedimentos de Rede.

Do ponto de vista regulatórios entendemos que existe o desafio de adequar requisitos técnicos, de operação e pós operação específicas para dispositivos do tipo SSSC. Contudo, este desafio tende a ser menor, tendo em vista que já existem diferente aplicação de outros dispositivos da FACTS no SEB.

Da ótica de mercado, entendemos que há espaço para fortalecer ainda mais a cadeia de suprimento, sensibilizando os fornecedores do potencial de aplicação dos dispositivos no SEB e expectativa de rápido ganho de escala da tecnologia.

O autor mencionou que os modelos para simulações elétricas do SSSC não estão disponíveis em alguns programas comumente utilizados no setor. Quais

os desafios encontrados para representação desse tipo de tecnologia em outros softwares de simulação além daquele utilizado neste artigo?

Além do software apresentado na etapa de Planejamento, a ISA Energia considerou junto ao fornecedor, para a etapa de estudos pré-operacionais, o desenvolvimento dos modelos para sistema de 138 kV de Ribeirão Preto nos programas PSCAD, ATP e ASPEN.

Um desafio identificado para adequação dos ajuste de proteção e seletividade diz respeito aos parâmetros sistêmicos serem usualmente modelada em ANAFAS e não ASPEN, conforme se fez necessário.

No que tange as ferramentas dos programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL, ainda não há um modelo computacional, o maior desafio que temos identificado está nos prazos de desenvolvimento que podem não atender necessidade operativas imediatas, como ocorrido para o sistema de Ribeirão Preto.

Título - Desafios na Expansão de Data Centers e a Otimização dos Pedidos de Acesso aos Sistemas de Transmissão: Uma Abordagem Prática de Mínimo Custo Global

Entidade(s) - GSI ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA

Autor(es) - Ahmad Muhammad Laurentino, Thiago Pereira Franco, NELSON CLODOALDO DE JESUS, Adriano Garufe Nogueira, Jesus Daniel de Oliveira, Gustavo Rodrigues dos Santos, Luiz Marlus Duarte

Resumo

O crescimento acelerado dos data centers no Brasil, impulsionado pela transformação digital, inteligência artificial e pela expansão do mercado de serviços em nuvem, tem gerado um aumento significativo nos pedidos de conexão de grandes cargas consumidoras à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa tendência tem concentrado esforços principalmente em regiões como o estado de São Paulo, onde o esgotamento de margem da infraestrutura elétrica impõe desafios técnicos e econômicos cada vez mais complexos.

Nesse contexto, o Estudo de Mínimo Custo Global (EMCG) se estabelece como uma etapa regulatória essencial, exigida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com o objetivo de avaliar alternativas de conexão previamente definidas e identificar a solução mais adequada do ponto de vista técnico e econômico.

Este Informe Técnico apresenta de forma estruturada o processo de elaboração do EMCG, abordando as principais etapas: análise de curto-circuito, estudos de fluxo de potência, avaliação das perdas elétricas, levantamento dos custos de implantação e comparação econômica entre alternativas. Além de descrever a metodologia, este trabalho discute os principais desafios encontrados na conexão de novos data centers à Rede Básica, como a limitação de capacidade em regiões críticas, o equilíbrio entre custo e desempenho técnico e a concorrência entre múltiplos acessantes.

Conclui-se que a realização de estudos consistentes, com rigor técnico e alinhamento às premissas regulamentares, é fundamental para a viabilização desses empreendimentos e para a expansão segura e eficiente do sistema elétrico brasileiro.

Perguntas e Respostas

O autor descreveu de forma bem detalhada todo o processo de elaboração do estudo de mínimo custo global para avaliação da conexão de grandes consumidores ao SIN. O autor identifica algum tipo de melhoria ou necessidade de alteração no processo que envolve os agentes, MME, EPE e ONS?

Sim. Apesar do processo de Estudo de Mínimo Custo Global (EMCG) estar consolidado, identifica-se oportunidade de exclusão do processo de emissão da Portaria, que já está sendo discutida, desta forma, o EMCG poderia fazer parte da composição de estudos do Parecer de Acesso a serem encaminhados ao ONS, juntamente também com a garantia financeira. A nova regra, estabelecida pela RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.122, DE 20 DE MAIO DE 2025 (Resultado da Consulta Pública ANEEL nº 023/2024), torna obrigatória a apresentação de garantia já na solicitação do Parecer de Acesso, o que reforça o compromisso do acessante e evita possíveis especulações de portarias.

O autor entende que as modificações propostas pela Consulta Pública Nº 023/2024 da ANEEL, que trata de "Obter subsídios para avaliar a necessidade de intervenção regulatória que trate das requisições de acesso à Rede Básica por unidades consumidoras.", podem afetar o processo de realização dos estudos de mínimo custo global para grandes consumidores? Quais os principais pontos de atenção que o autor enxerga?

Sim, com a aprovação, haverá menos especulação de consumidores, no ONS e consequentemente ocorrerá diminuição dos pedidos de Parecer de Acesso. Desde a publicação da CP em maio/2025, observamos uma redução de solicitações no sistema do ONS. Ademais, com os aportes financeiros, o investidor tem um pouco mais de segurança em seguir com o projeto e o ONS tem garantias de que o sistema será utilizado, tendo previsibilidade no planejamento e na operação do sistema elétrico, junto com o EPE. Além disso, esse filtro inicial tende a tornar mais assertivo o processo de realização dos Estudos de Mínimo Custo Global, pois evita o direcionamento de recursos técnicos para projetos sem o compromisso real de implementação.

O autor identifica algum aprimoramento regulatório ou metodológico para tratar das avaliações de mínimo custo global em regiões disputadas por múltiplos acessantes?

Sim, uma sugestão de aprimoramento seria similar ao que é feito nos EUA, onde o operador realiza os estudos por lotes, sendo que várias solicitações de conexão são avaliadas simultaneamente, o que otimiza o planejamento da rede, reduz atrasos e o principal: permite dividir custos de forma justa entre os solicitantes e não proporcionando a corrida de carga/conexão conforme verificado hoje no Brasil. Neste modelo os custos de infraestrutura necessários para acomodar a nova carga são proporcionais ao impacto causado pelo consumidor. Desta forma cada consumidor paga apenas pelo que sua conexão exige e o acesso só é liberado após a aprovação técnica e acordo sobre os custos.

Título - Implementação de um Sistema HVDC Multiterminal no Brasil: Benefícios e Análise de Resultados

Entidade(s) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Fundação COPPETEC

Autor(es) - Maynara Azevedo Aredes, André Tiago Queiroz, Rodrigo Gomes Martins, Robson Francisco da Silva Dias

Resumo

Este artigo analisa a viabilidade técnica e os benefícios operacionais da implementação de um sistema HVDC multiterminal no Brasil, interligando as subestações Açú III (Nordeste), Cachoeira Paulista (Sudeste) e Curitiba Oeste (Sul). A proposta visa melhorar o escoamento da energia renovável gerada no Nordeste — principalmente eólica e solar — para os centros de carga das regiões Sudeste e Sul, aumentando a flexibilidade e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O sistema utiliza conversores modulares (MMC), mais adequados para regiões com alta penetração de fontes intermitentes, oferecendo maior flexibilidade operacional, capacidade de controle dinâmico de tensão e frequência, além de reduzida necessidade de suporte reativo. A conexão em Cachoeira Paulista é especialmente estratégica, por tratar-se de uma região com múltiplos elos HVDC do tipo LCC, exigindo soluções mais robustas para evitar falhas de comutação.

As simulações de fluxo de potência realizadas com o software Organon indicam que o sistema HVDC multiterminal proposto reduz perdas, melhora a estabilidade de tensão e contribui para o equilíbrio da carga entre as regiões. A extensão até Curitiba Oeste permite maior integração da energia renovável, beneficiando o abastecimento no Sul do país.

Os resultados sugerem que essa solução pode fortalecer a segurança energética nacional e viabilizar uma futura expansão da rede HVDC para outras regiões, como o Norte e o Centro-Oeste, consolidando uma infraestrutura rumo à criação de uma “supergrid” nacional interconectada e sustentável.

Perguntas e Respostas

A autora realizou simulações de desempenho elétrico considerando o critério N-1 dos elementos da rede. Qual foi o tratamento dado no caso das perdas das próprias instalações do sistema multiterminal HVDC? Foram avaliadas contingências simples nos elos de corrente contínua ou até mesmo perdas de bipolos? Como a autora enxerga o desempenho do SIN nessas condições?

Nas simulações realizadas, foram consideradas apenas contingências na rede em corrente alternada, avaliando desligamentos até a terceira vizinhança. Não foram modeladas contingências específicas nos elos de corrente contínua.

Entretanto, a expectativa é que, com a implementação de conversores MMC associados a estratégias de controle mais avançadas, especialmente do tipo grid-forming, seja possível mitigar riscos relevantes em elos LCC. Esse tipo de controle tende a reduzir a probabilidade de falhas de comutação sucessivas em outros elos, contribuindo para uma resposta dinâmica mais robusta do sistema interligado.

Qual o nível de tensão utilizado nas conversoras e a configuração de condutores das linhas de corrente contínua? Dada a potência elevada das conversoras (5GW, 2,5GW e 2,5GW) e as distâncias envolvidas, a escolha do nível de tensão e configuração de condutores se tornam questões fundamentais na análise das perdas elétricas. As perdas no sistema de corrente contínua foram consideradas no cálculo geral de perdas apresentado nas conclusões do artigo? Quão representativas são essas perdas?

Quais os desafios técnicos, regulatórios e de mercado a autora entende que deveriam ser superados para viabilizar na prática a implantação de um sistema multiterminal VSC no Brasil?

A viabilização de um sistema multiterminal VSC no Brasil envolve superar desafios de natureza técnica, regulatória e de mercado. Do ponto de vista técnico, ainda precisamos avançar em soluções de proteção seletiva em corrente contínua, desenvolvimento e padronização de disjuntores CC, além de estratégias de controle que conciliem estabilidade AC–DC, interoperabilidade multivendor e suporte de frequência. Também é necessário consolidar metodologias de modelagem EMT e equivalentes de rede para que o ONS e os agentes possam avaliar o desempenho do sistema de forma confiável.

No âmbito regulatório, é fundamental atualizar os Procedimentos de Rede e os códigos de conexão, incluindo requisitos específicos para conversores grid-forming e redes multiterminais em CC. Além disso, deve-se estabelecer claramente como essas infraestruturas serão enquadradas na regulação de transmissão, definindo regras de acesso, operação e expansão, além de padrões de certificação, interoperabilidade e cibersegurança.

Por fim, na dimensão de mercado, é essencial criar mecanismos de remuneração que reconheçam não apenas a função de transmissão, mas também os serviços ancilares prestados pelos sistemas VSC, como suporte inercial, fast frequency response, alívio de congestionamentos e compartilhamento de reserva entre regiões. Para tanto, será necessário estruturar produtos de mercado e metodologias de alocação de custos e benefícios, reduzindo incertezas para atrair investimentos privados.

Em resumo, a implantação prática de um sistema multiterminal VSC no Brasil depende de um esforço coordenado entre agentes técnicos, reguladores e de mercado, preferencialmente iniciado com projetos-piloto que permitam validar soluções de proteção, controle e remuneração em ambiente real.

Qual o nível de tensão utilizado nas conversoras e a configuração de condutores das linhas de corrente contínua? Dada a potência elevada das conversoras (5GW, 2,5GW e 2,5GW) e as distâncias envolvidas, a escolha do nível de tensão e configuração de condutores se tornam questões fundamentais na análise das perdas elétricas. As perdas no sistema de corrente contínua foram consideradas no cálculo geral de perdas apresentado nas conclusões do artigo? Na opinião da autora, o quanto representativas seriam essas perdas?

No estudo, considerou-se para as conversoras um nível de tensão nominal de ± 800 kVdc, valor compatível com a transmissão de grandes blocos de potência (5 GW, 2,5 GW e 2,5 GW) a longas distâncias, assegurando a redução das correntes e, consequentemente, das perdas ôhmicas.

As perdas no sistema de corrente contínua foram consideradas de forma agregada no cálculo geral de perdas apresentado nas conclusões do artigo, sem discriminação específica entre CA e CC. As perdas em corrente contínua são relevantes em termos absolutos, mas, quando comparadas à energia total transmitida, mantêm-se em patamares percentuais relativamente baixos. Por isso, a tecnologia HVDC segue sendo uma alternativa altamente eficiente para o transporte de grandes blocos de energia a longas distâncias.

Título - Avaliação comparativa em patamar de carga tradicional e horária para valoração das perdas sistêmicas utilizando BESS como alternativa para o Relatório R1 da EPE

Entidade(s) - Instituto de tecnologia para o desenvolvimento ,Quantum Participações SA

Autor(es) - Felipe José Lachovicz, Juliano de Andrade, Lúcio de Medeiros, Patrícia Monteiro Barbosa ,Leonardo Paulino Carneiro, Filipe Kae Medeiros

Resumo

Este trabalho apresenta uma abordagem para a avaliação de sistemas de armazenamento com baterias (BESS) como alternativa de solução em estudos de planejamento considerados no relatório R1 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Atualmente, uma alternativa é selecionada em observância ao mínimo custo global, no qual se considera os custos do investimento e das perdas sistêmicas. O levantamento das perdas é realizado por meio de simulações de fluxo de potência utilizando o software ANAREDE no horizonte de planejamento da base de dados do Plano Decenal de Expansão (PDE) em patamar de carga tradicional (leve, média e pesada). Sendo assim, é apresentada uma abordagem para valoração das perdas sistêmicas utilizando patamar de carga horária que permite avaliar de forma mais acurada o impacto do BESS no sistema. A desagregação em patamar de carga horária utiliza os casos em patamar de carga tradicional do PDE como base, aplicando fatores de ajuste de carga em todas as barras do subsistema elétrico em análise, que são obtidos com base em medições horárias por subsistema disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Como estudo de caso é utilizado uma região que apresenta dificuldades de escoamento de geração com sobrecarga em uma linha de transmissão de 230 kV na condição N-1. As perdas valoradas em patamar de carga tradicional se mostram entre 1,4 e 2,6 superiores ao patamar horário para a mesma quantidade de horas operativas. Por fim, considerações sobre restrições operativas na estimação da capacidade de armazenamento do BESS também são abordadas.

Perguntas e Respostas

Foi realizada alguma avaliação econômica sobre a instalação de BESS como alternativa de solução em estudos de planejamento considerados no Relatório R1 da EPE?

Sim, embora o artigo em questão apresente como foco a valoração das perdas sistêmicas que é um dos critérios econômicos avaliados no relatório R1, no âmbito do projeto de P&D ANEEL nº 11138-0001/2023, intitulado “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistema de Armazenamento por Baterias na Rede Básica”, foi elaborado uma metodologia multicritério para avaliação de alternativas definidas para o estudo de caso do relatório R1. Nesse contexto, foi realizada uma avaliação econômica valorando todos os critérios comparando a utilização do BESS como alternativa para solucionar uma problemática elétrica em relação a uma alternativa convencional como a construção/desativação de linhas de transmissão e transformadores.

Qual seria a capacidade instalada necessária de BESS nos casos avaliados, para otimização dos montantes de carregamento/descarregamento?

O trabalho em questão não teve como objetivo otimizar uma estimativa de capacidade, mas sim obter um valor aproximado de potência CA suficiente para resolver a problemática de carregamento da LT 230 kV em análise. Sendo assim, foi arbitrado um valor de potência ativa suficiente para deixar o carregamento da LT próximo ao 100% da capacidade da linha. O intuito dessa abordagem consiste em obter uma estimativa inicial de valores para valoração, mas em trabalhos futuros, metodologias de otimização podem ser aplicadas para obtenção de valores mais refinados. Considerando as premissas deste trabalho, foram obtidas as seguintes estimativas de capacidade necessária no último ano do horizonte de análise: Patamar de carga tradicional BESS1 – 375 MW/2179 MWh; patamar de carga tradicional BESS2 – 375 MW/5488 MWh; patamar de carga horária – 370 MW/3283 MWh. Entretanto, os valores de capacidade de BESS são menores nos primeiros anos, permitindo esboçar estratégias de crescimento modular da solução ao longo do tempo.

Foi realizada alguma avaliação sobre a vida útil das baterias, dadas as necessidades de carregamento nos cenários apresentados?

A degradação em sistemas de armazenamento por baterias é um aspecto relevante quando a pesquisa procura a comparação de duas ou mais tecnologias, procurando obter aquela tecnologia que forneça a maior energia entregue ao longo de sua vida útil em função de condições operacionais bem definidas. Porém, este trabalho teve como foco a modelagem horária da operação do BESS para valoração das perdas sistêmicas no SIN. Certamente a metodologia proposta irá ser complementada futuramente com os modos de degradação para as tecnologias mais promissoras de BESS.

Título - ANÁLISES HORÁRIAS DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE MMGD EM TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - RAFAEL DE CARVALHO CAETANO, Rafael Theodoro Alves e Mello, BRUNO SCARPA ALVES DA SILVEIRA, Yan Ricardo Damasceno Rangel

Resumo

O crescimento da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), somado à expansão das usinas fotovoltaicas centralizadas (UFV) conectadas às redes de distribuição, tem alterado consideravelmente o perfil da carga líquida atendida pelo sistema de transmissão. Em regiões com alta penetração de geração solar, observa-se a ocorrência de fluxo reverso, em que a potência passa a escoar das redes de distribuição para a transmissão em alguns momentos do dia, desafiando os paradigmas tradicionais de operação e planejamento. Este artigo investiga os impactos dessas fontes de geração nas transformações de fronteira (subestações 230/69 kV) da região Nordeste, utilizando análises horárias para capturar a variabilidade típica da geração fotovoltaica e sua interação com a carga.

O estudo adota os casos base do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034), incorporando curvas típicas de carga e geração por unidade federativa, derivadas de dados históricos de carga verificada. Através de simulações de fluxo de potência sequenciais, avalia-se o carregamento dos transformadores em condições normais e contingenciais, com foco em três subestações: Santa Rita II (PB), Barreiras (BA) e Lagoa Nova II (RN). Os resultados revelam cenários distintos: (1) em Santa Rita II, a MMGD posterga investimentos ao reduzir picos diurnos, porém

sobrecargas persistem no período noturno; (2) em Barreiras, o fluxo reverso antecipa a necessidade de expansão da transformação; e (3) em Lagoa Nova II, a MMGD tem impacto marginal, sendo a geração centralizada conectada na rede de alta tensão da distribuidora a principal responsável pelo ocasionamento do fluxo reverso.

Perguntas e Respostas

Quais diferenças regionais foram identificadas nas análises de impacto da MMGD, por exemplo, entre Santa Rita II, Barreiras e Lagoa Nova, e o que essas diferenças implicam para o planejamento de transmissão?

As análises mostraram que os impactos da MMGD variam fortemente com o nível de penetração de cada localidade.

Santa Rita II está na região metropolitana de uma capital, onde há a presença da MMGD, mas em proporção menor em relação à carga.

A SE Barreiras está próxima a um município menor, e aglutina também a conexão de usinas centralizadas.

Já a SE Lagoa Nova está em uma área rural, onde a MMGD tem baixa penetração e os impactos observados estão ligados à geração centralizada.

O conhecimento dessas diferenças permite que o planejador desenvolva um senso crítico em relação às previsões de crescimento de carga e MMGD para os diferentes tipos de localidade e, quando possível, possa utilizar essas informações na escolha dos pontos das novas SEs de fronteira a serem implementadas.

De que forma a análise horária e a variabilidade da geração fotovoltaica contribuíram para entender a adoção de estratégias de planejamento de expansão e adequação do sistema de transmissão?

A análise horária possibilita a criação e o estudo de cenários e pontos operativos não capturados pela patamarização clássica tradicional (carga leve, média e pesada).

Além disso, permite obter uma medida de permanência em relação a uma eventual violação identificada, ampliando o leque de soluções de transmissão possíveis e viabilizando a inserção de novas tecnologias na rede, tais como baterias, FACTS para controle de fluxo, baterias, etc...

Como as mudanças no perfil de carga e geração, com destaque para o caráter horário da geração fotovoltaica, afetam as recomendações de investimentos futuros em transformadores e transformação de fronteira?

Existem discussões em andamento a respeito da flexibilização dos atuais critérios de confiabilidade para a expansão da transmissão em casos específicos encontrados no sistema interligado nacional. Nesse sentido, obter uma medida de permanência é fundamental na tomada de decisão a respeito da necessidade de investimentos, possibilitando uma análise de equilíbrio entre custo e risco associado. Por exemplo, se determinado problema identificado ocorre pontualmente, talvez alguma medida operativa seja suficiente para resolvê-lo, como a instalação de um SEP (Sistema Especial de Proteção). Por outro lado, caso o problema ocorra durante diversos horários e em múltiplos cenários, é provável que haja a necessidade de um reforço de transmissão.

Título - AVALIAÇÃO PROSPECTIVA DAS CAPACIDADES DA REDE DE TRANSMISSÃO DA REGIÃO NORDESTE PARA CONEXÃO DE CARGAS DE GRANDE PORTE: PLANTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Luiz Felipe Froede Lorentz, Rafael Theodoro Alves e Mello, Davi José Alvarez Magalhães

Resumo

A EPE vem acompanhando o grande interesse de empreendedores na instalação de plantas de produção de hidrogênio no Brasil. Uma característica importante dos projetos de produção de hidrogênio via eletrólise é o grande porte dessas instalações, que giram em torno de centenas de MW e a dezenas de GW. Além disso, observa-se uma tendência de concentração locacional em função da disponibilidade de infraestrutura portuária, já que grande parte da produção teria como destino a exportação.

Esses dois fatores fazem com que a conexão desses empreendimentos à Rede Básica se torne um assunto complexo, que pode demandar grandes investimentos no sistema de transmissão.

Com o objetivo de nortear o planejamento da transmissão e trazer uma sinalização para os empreendedores, foi realizada uma avaliação prospectiva das margens do sistema de transmissão da região Nordeste para conexão de cargas de produção de hidrogênio. O cálculo das margens foi feito utilizando a Análise de Região de Segurança Estática do Software Organon.

Perguntas e Respostas

O autor apresentou uma série de premissas de despacho do bipolo Graça Aranha - Silvânia incluindo a inversão de fluxo em cenários específicos para realização do cálculo das margens. O autor poderia explicitar os principais motivos que levaram à alteração do despacho do bipolo para a avaliação realizada? Quais as correlações encontradas entre o despacho do bipolo e o desempenho elétrico do sistema visando a integração dessas cargas de grande porte?

A redução do despacho do bipolo Graça Aranha – Silvânia teve como premissa básica o fato de que com inserção de uma grande carga na região Nordeste haveria uma redução nos excedentes de potência na região N/NE a ser exportado para o sudeste/centro-oeste, de modo que o despacho do bipolo não precisaria estar em um valor tão elevado e foi assim reduzido em proporção similar ao acréscimo de carga. Além disso, a manutenção do despacho elevado do bipolo associada a inserção de carga elevada levava a altos carregamentos em troncos que alimentam o bipolo como o eixo em 500 kV Quixadá-Crateús-Teresina IV – Cenário 2 e sobrecargas na LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança no Cenário 2 e sobrecargas na LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra no Cenário 3.

As simulações foram realizadas considerando os cenários mais críticos para conexão dos novos empreendimentos. Além disso, foi adotada uma modelagem de carga P constante com fator de potência unitário para as novas cargas prospectivas. Como o autor avalia o impacto nas margens de escoamento calculadas se fosse considerada uma modelagem distinta para representação da carga? E se demandas das plantas de hidrogênio fossem mais flexíveis?

A modelagem da carga afeta diretamente as margens calculadas, caso fosse adotada uma modelagem P Constante com fator de potência indutivo, ou modelos dinâmicos para a representação da carga, poderíamos encontrar outros valores de margem e serem identificadas outras restrições. Muito tem se falado de uma possível flexibilidade para as demandas das plantas de hidrogênio, do ponto de vista da operação de curto prazo demandas mais flexíveis podem significar margens mais elevadas, possibilitando viabilizar a conexão de um montante maior de cargas para um dado sistema existente. Porém, do ponto de vista do planejamento de longo prazo da transmissão e considerando a regulamentação atual, a flexibilidade não traz tantos ganhos, visto que por segurança o sistema deve ser planejado para atendimento à demanda em qualquer hora do dia e qualquer dia do ano, como uma carga flat. É importante mencionar que em pesquisa realizada em workshop organizado pelo MME, a maior parte dos empreendedores indicaram que suas plantas teriam um perfil flat e pouco flexível.

Nas conclusões do artigo, os autores indicaram a necessidade de se avaliar o desempenho dinâmico da rede como forma de refinar os resultados apresentados pela metodologia proposta. Quais desafios os autores entendem ser relevantes para permitir a inclusão de análises de desempenho dinâmico na metodologia proposta?

Algumas das dificuldades para inclusão das análises de desempenho dinâmico são primeiramente no que diz respeito a própria modelagem dinâmica da carga de hidrogênio, visto que por ser uma tecnologia não difundida em nenhum lugar do mundo, ainda há incertezas quanto a melhor forma de modelar essas cargas dinamicamente.. Quanto a simulação em si, análises dinâmicas com certeza levarão a um maior esforço computacional o que demanda mais tempo em cada simulação, e pode levar a ter que restringir a área de análise ou número de contingências analisadas etc.

Título - Impactos da expansão de grandes projetos de Data Centers na demanda do Sistema Elétrico Brasileiro

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Simone Saviolo Rocha, Alex Yujhi Gomes Yukizaki, Arnaldo dos Santos Junior, Daniel José Tavares de Souza, Paulo Fernando de Matos Araujo, Pedro Paulo Fernandes da Silva

Resumo

Aproveitando a onda de digitalização da economia, o Brasil procura se posicionar como um hub de atração de investimentos de data centers. Entretanto, as incertezas sobre a conexão de projetos data centers ao sistema elétrico brasileiro, projetos que tipicamente consomem grande quantidade de energia, impõem desafios ao planejamento do setor energético. Este artigo visa apresentar a abordagem utilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para inclusão dos projetos de data center, tanto na óptica de projeção da demanda desses projetos, quanto da óptica de planejamento de infraestrutura de transmissão de eletricidade. Sobre a óptica do planejamento do setor elétrico brasileiro, a EPE estima a demanda futura de data centers no Brasil levando em consideração o montante de carga com parecer de acesso à rede básica viável dado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A partir desses estudos, a EPE recomenda reforços para as infraestruturas de transmissão de energia elétrica em regiões com maior solicitação de conexão,

especialmente as Regiões Metropolitanas de São Paulo e Campinas. Espera-se que a expansão de data centers apresenta uma oportunidade única para estruturar as bases da transformação digital brasileira além de posicionar o país como potencial Hub mundial neste setor.

Perguntas e Respostas

Os autores chegaram a avaliar a possibilidade de estabelecimento de modelos de negócios que atrelem implementação de data centers à expansão da geração e transmissão?

Não, o artigo visa trazer a perspectiva do planejador em relação à expansão de carga eletrointensivas como as de data center sinalizada pelos pedidos de conexão à rede básica. Sendo que este instrumento, que pode indicar o potencial de entrada de novos empreendimentos de grande porte, foi afetado por uma “corrida” de projetos de data centers, parte deles de materialização incerta.

Com relação às vantagens comparativas do Brasil para o estabelecimento de Data Centers, quais seriam as possibilidades vislumbradas pelos autores para melhorar as condições do cenário nacional?

Em seus estudos que embasam o planejamento da expansão de energia elétrica, em particular no caso da demanda, é feito um levantamento de informações sobre ampliação de plantas existentes e de novos projetos, até então, restrito a segmentos industriais específicos - o segmento de serviços em processamento de dados se apresenta, portanto, como uma novidade. Essa perspectiva setorial é combinada à projeção de demanda determinada de forma ampla pela economia e demografia do país. Políticas relacionadas ao setor, como as citadas no artigo e outras ainda em discussão, podem influenciar a perspectiva de crescimento de consumo associado a data centers.

Tendo em vista a crescente digitalização da economia, o Brasil, por ser uma das maiores economias do mundo e ter sua matriz elétrica majoritariamente renovável, é um importante mercado, a ponto de se posicionar como potencial hub regional de data centers. Para melhor compreender e caracterizar o segmento, a EPE vem conversando com associações e empresas atuantes na área, o objetivo é definir vetores que auxiliem na projeção do seu consumo de energia elétrica em prazo mais alongado.

Os incentivos fiscais apontados no texto (Lei de Informática Nº14.968/24) contribuem para o estabelecimento de Data Centers no Brasil?

A Lei nº 14.968/24 contribui indiretamente para o estabelecimento de Data Centers no Brasil em diferentes aspectos:

- Através da concessão de benefícios fiscais para o estabelecimento de empresas ligadas a TIC (Tecnologia de Informação e Comunicação) e Semicondutores. Uma vez que hoje em dia grande parte dos equipamentos de data centers são importados, incentivos à produção nacional de equipamentos de TIC podem diminuir custos logísticos de data centers.
- Através da autorização de instituições governamentais de financiamento a empresas do setor que investem em PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação), o que favorece a criação de um ecossistema que conecte investimentos de data center com academia. Esse benefício pode, entre outros, melhorar a capacitação de mão-de-obra para operação e inovação em data centers.
- Através da sinalização do compromisso do Estado do Brasil em desenvolver

soberania tecnológica, criando ambiente mais seguro para investimento de data centers no Brasil.

Título - Metodologia para definição de fatores de capacidade de geração renovável variável a serem considerados na composição de cenários dimensionadores de estudos de transmissão

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - TIAGO CAMPOS RIZZOTTO, THAIS PACHECO TEIXEIRA, Rodrigo Rodrigues Cabral, Roney Nakano Vitorino, Renata de Azevedo Moreira da Silva, Glaysson de Mello Muller

Resumo

Em estudos de expansão da rede de transmissão, uma etapa importante é a definição dos cenários de carga e de geração que serão a referência para as análises detalhadas no dimensionamento de novos equipamentos a serem incorporados ao sistema elétrico.

Uma variável que adquiriu relevância no processo de planejamento é a geração eólica e solar, visto que atualmente tem expressiva participação na matriz elétrica brasileira, ao mesmo tempo que impõe desafios a esse sistema devido ao seu perfil de geração variável e não controlável.

Por estas características, a geração eólica e solar é considerada nos estudos de planejamento energético, através de cenários probabilísticos que combinam diferentes condições de carga do sistema e geração dessas fontes em base horária, conforme indicado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE, 2030).

No presente informe técnico é conceituada uma proposta de metodologia que utiliza os dados probabilísticos oriundos dos estudos energéticos (carga líquida), também como insumos para os modelos elétricos, de modo que os cenários adotados para estudos elétricos reflitam melhor as possibilidades de ocorrências de geração renovável e carga, simultaneamente.

Os resultados, ao aplicar a metodologia proposta, foram comparados com cenários convencionais de dimensionamento da expansão da transmissão, tendo sido observado, para um caso exemplo, significativa redução nos fatores de capacidade das fontes eólica e solar, que podem ser utilizados como apoio ao processo de planejamento.

Perguntas e Respostas

O autor mencionou que para avaliação específica realizada foram selecionados os 200 pontos mais próximos do P90 para cada período sazonal em análise visando garantir maior representatividade dos dados utilizados. Esse quantitativo de pontos (200) foi determinado de forma empírica ou foi utilizada alguma heurística para determinar esse quantitativo de pontos como sendo um valor ideal?

Para exemplificar a metodologia, utilizou-se um valor empírico. O objetivo foi explorar condições de maiores excedentes de energia da região Nordeste e, por isso, adotou-se o P90 que corresponde aos 10% dos menores valores da distribuição pontos horários de carga líquida para essa região.

A metodologia proposta considera valores sincronizados de geração renovável, projeção de carga e geração distribuída com discretização horária. Dado o tamanho do SIN e seu crescimento projetado para os próximos anos, o

quantitativo de dados necessários para identificação de cenários críticos baseados nesta metodologia tende a aumentar significativamente. Quais os principais desafios o autor identifica para aplicação desta metodologia em estudos futuros considerando a necessidade de tratar um volume de dados cada vez maior?

Dado o aumento da complexidade do SIN, em termos de diversidade de fontes de geração e respectivos detalhamentos espaciais e temporais, um dos principais desafios é a definição de critérios estatísticos que reflitam a realidade operativa do sistema elétrico, com atenção para a relação de compromisso entre o grau de acurácia buscado nas soluções de planejamento e operação do sistema elétrico e o tempo computacional envolvido para as suas simulações.

Ao aplicar a metodologia proposta no caso exemplo avaliado houve uma redução significativa dos fatores de capacidade das fontes de geração solar e eólica quando comparados os valores adotados na metodologia convencional. Quais os impactos esperados nas recomendações dos estudos de planejamento da expansão da transmissão? Necessariamente são esperadas reduções nos volumes de investimentos?

A utilização da metodologia proposta para definição de cenários críticos em estudos elétricos não tende a impactar todos os tipos de expansão da transmissão e regiões do país da mesma forma. A expectativa é de que essa metodologia tenha maior influência em regiões com predominância das fontes solar e eólica e quando os cenários de maior influência sejam diurnos, visto que a consideração sincronizada das duas fontes pode mitigar problemas de desempenho elétrico.

Espera-se que esta metodologia auxilie a recomendação de uma rede de transmissão que seja robusta o suficiente para acomodar as necessidades da carga e geração do Sistema Interligado Nacional com o mínimo custo possível.

Contudo, apesar da redução dos fatores de capacidade das fontes renováveis, que tende a reduzir a necessidade de novas linhas de transmissão, observa-se que há crescente necessidade de investimento em equipamentos que permitam explorar toda a oferta de energia com flexibilidade e segurança, destacadamente equipamentos de controle de tensão e armazenamento de energia.

Título - Uso de condutores inteligentes no planejamento da expansão e na recapacitação da transmissão

Entidade(s) - Cemig GT, epsilon composite, Epsilon Composite SA, Cemig Distribuição S.A.

Autor(es) - Carlos Alexandre Meireles do Nascimento, landais matthieu, Baptiste Gary, Maurissone Ferreira Guimarães

Resumo

O uso de condutores inteligentes na expansão, reforma e/ou na recapacitação das linhas aéreas é um tema recente que pode responder as demandas elevadas por smartgrid na transição energética mundial. Uma opção de mudança tecnológica é o uso inteligente de fibras ópticas integradas ao núcleo dos condutores energizados. No Brasil, desde 2014, esse conceito e sua plataforma estão em operação experimental. A otimização do CAPEX e OPEX requeridos pelos setores de energia elétrica e telecomunicações, quando ambos são planejados, construídos e operados de forma conjunta, geram melhores serviços públicos, maior segurança operacional,

melhoria na estética de linhas e redes e, ainda, contribuem para a modicidade tarifária. O emprego de condutores inteligentes com tecnologia de fibras ópticas e novos materiais é particularmente estratégico para a transição energética e já poderia ser considerado nos estudos de planejamento. Os materiais empregados nesses condutores têm coeficiente de dilatação térmica reduzido, como por exemplo, fibras de carbono, e quando associados às fibras ópticas permitem vários ganhos operacionais, seja pelo aumento da capacidade estática de transmissão com a elevação temperatura do condutor, ou pelo aumento da capacidade dinâmica por meio de sensoriamento, pontual e/ou distribuído, ao longo de uma única fibra óptica. Além disso, esses condutores com fibras ópticas permitem diversos canais com baixas perdas na transmissão de dados entre instalações, equipamentos e os usuários do sistema, como já ocorre com os cabos OPGW. Esse artigo apresenta, na dimensão de planejamento de expansão, reforma e/ou recapacitação da transmissão, algumas hipóteses de uso desses condutores inteligentes por meio de comparações, técnicas e econômicas, baseadas em alguns desenvolvimentos experimentais em curso no mundo. Finalmente, a presença dos condutores inteligentes junto aos estudos de planejamento revoluciona a forma de gestão de ativos. Mas para isso é necessário consolidar o uso dessa tecnologia em larga escala nos novos projetos, onde os desafios atuais são: i) pouca disponibilidade do produto no mercado, ii) falta de capacitação do corpo técnico, iii) custos aquisições mais elevados, e iv) modelo mental mais adaptado às tecnologias convencionais.

Perguntas e Respostas

Como a tecnologia de condutores inteligentes pode auxiliar no monitoramento de eventos climáticos extremos e contribuir para a sustentabilidade e resiliência das redes de transmissão?

Dado que as novas Linhas Aéreas e/ou a reforma das existente estão em elevada escalada, praticamente em todo território dos países. Estima-se que agregar fibras ópticas nesses novos projetos irá permitir monitorar fisicamente, por meio dessas fibras ópticas e em toda extensão das linhas aéreas, o real comportamento de alterações climáticas, tais como medir em todos os vãos: i) eventos extremos de elevada velocidade de vento, ii) eventos de grandes tempestades elétricas, e iii) eventos com queimadas, etc. Com essas novas medições será possível entender o que ocorre em campo em mudanças climáticas, para melhorar o grau de resiliência requerida para os projetos na transmissão. Conhecer e propor a melhoria de resiliência do sistema com essa forma inovadora do uso de fibras ópticas integradas e sensores, a sustentabilidade do negócio de transmissão ficará mais atrativo ainda.

Como o conceito de Linhas Aéreas Sinérgicas contribui para a eficiência operacional e a segurança das redes de transmissão, especialmente em áreas urbanas? Pode ser estendida for a da área de atuação da Cemig?

O modelo de negócio da LAS se baseou nos ganhos, operacional e segurança de terceiros, em Linhas Aéreas com religamento especial em regiões metropolitanas. Quando um desligamento ocorre nessas linhas o tempo para reestabelecer o sistema é elevado devido a presença de população nas faixas. Mas com o uso da conceito LAS será possível detectar fisicamente junto à fibra óptica se um condutor inteligente rompeu durante um evento de desligamento. Essa solução é inovadora no mundo e de detecção mais veloz que os procedimento atuais de localização das falhas por ondas viajantes. E de forma ampla, o conceito LAS poderia já estar

presente em todos os estudos de novas Linhas e/ou reformas da Cemig. O modelo CAPEX+OPEX da solução LAS gera esse tipo de conclusão.

Quais desafios atuais o setor elétrico brasileiro enfrenta para a implementação em larga escala da tecnologia de condutores inteligentes, conforme apresentado no estudo?

O primeiro desafio é viabilizar a primeira instalação comercial da tecnologia LAS no mundo, ou seja, mostrar para todas partes envolvidas o que foi feito em P&D no Brasil é uma nova plataforma tecnológica de construir as melhores Linhas Aéreas.

O segundo desafio é a integração ampla dos profissionais, das engenharias de energia elétrica e da engenharia de transmissão de dados em fibras ópticas. A tecnologia LAS irá requerer um profissional sinergista, e não mais dois profissionais distintos como é hoje em dia.

O terceiro desafio é a capacidade da indústria em atender a forte demanda estimada do conceito LAS após obter sucesso na sua primeira instalação comercial.

Título - SOLUÇÃO ESTRUTURAL DE TRANSMISSÃO PARA RESILIÊNCIA DO ATENDIMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA: ESTADOS DO AMAZONAS E AMAPÁ

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - RAFAEL DE CARVALHO CAETANO, Rafael Theodoro Alves e Mello, Fabiano Schmidt, Rafael Rigamonti, Paula Cunha Coutinho de Andrade, Leonardo de Sousa Lopes

Resumo

Os estados do Amazonas e do Amapá são conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através de um tronco composto por um longo eixo em 500 kV, com dois circuitos, implantados em mesma estrutura em toda a sua extensão, de aproximadamente 1.590 km (Interligação TUC-MAC-MAO).

Dada a característica topológica radial da interligação, uma eventual perda dupla geraria impactos significativos, podendo resultar em interrupções descontroladas de carga nos estados do Amazonas e do Amapá, e demandar elevados tempos de recomposição. Visando minimizar esses impactos, o ONS limita o fluxo de importação desses estados a, no máximo, 45 % da carga líquida, sendo o montante restante atendido por geração local, predominantemente térmica.

Este artigo analisa alternativas estruturais de transmissão que eliminam essa restrição, aumentando a confiabilidade e a resiliência da rede, eliminando a necessidade de manutenção de despacho térmico por razão de confiabilidade e da necessidade de contratação futura de geração para esse mesmo fim. Serão descritas as premissas utilizadas, os benefícios e desafios das principais alternativas avaliadas, bem como os critérios utilizados para a tomada final de decisão a respeito das obras a serem recomendadas.

Perguntas e Respostas

Entre as alternativas analisadas (duplicação do sistema existente, travessia Transamazônica e sistema em Porto Velho), qual apresentou maior viabilidade técnica e econômica, e por quê?

A Alternativa 1 (Duplicação do eixo existente) apresentou o menor custo global em uma análise econômica comparativa utilizando o método dos rendimentos necessários. Além disso, ela também apresenta vantagens técnicas em relação às demais em termos de eficácia da solução no longo prazo, permitindo que no futuro,

caso seja identificada a necessidade, seja realizado o by-pass dos Bancos de Capacitores Série do eixo existente após eventuais perdas duplas;
Do ponto de vista socioambiental, a Alternativa 1 é a que apresenta maiores trechos percorrendo áreas já antropizadas e maior facilidade de acessos ao longo do traçado.

Quais fatores ambientais e de acessibilidade impostos pelas condições da região amazônica influenciam a definição dos percursos das linhas de transmissão de alta capacidade?

Deve-se buscar percursos que possuam maiores trechos próximos a áreas antropizadas, estradas e/ou rios navegáveis, facilitando o acesso quando da fase de construção do empreendimento e reduzindo a supressão vegetal.

Também é preciso levar em conta o desafio da travessia de grandes rios; Travessias com comprimento muito elevado podem se mostrar extremamente complexo, ou até mesmo, tecnicamente inviáveis. Áreas com presença de florestas preservadas também demandam torres alteadas, diminuindo a supressão vegetal, ao passo que Nesse sentido, também é preciso estimar com algum grau de acuracidade as extensões do traçado que percorrem áreas alagáveis, áreas com florestas e travessias de rios, uma vez que eles impactam consideravelmente os custos de construção e, conseqüentemente, a comparação das alternativas.

Qual a viabilidade técnica de implementar uma destas alternativas no médio prazo?

Dados o processo e os prazos envolvidos no planejamento e construção do sistema de transmissão, envolvendo a elaboração dos relatórios complementares, instrução/execução do leilão, e construção dos empreendimentos, a estimativa é que os reforços entrem em operação entre 2031 e 2032. É importante mencionar que dada a complexidade da obra, a área de meio ambiente da EPE realizou diversas interações com os órgãos ambientais competentes, no sentido de obter insumos e compartilhar previamente as alternativas estudadas. Esse tipo de ação pode facilitar o licenciamento ambiental futuramente.

Título - O Papel das Indústrias de Hidrogênio Verde na Mitigação do Curtailment de Geração Renovável – Caso Nordeste do Brasil

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - ILTHON LUCAS ARRUDA RAMALHO PEREIRA, Roseane de Souza Nunes, Fabricio Andrade Mourinho, Felipe Diógenes de Mendonça

Resumo

Este trabalho avalia o impacto da inserção das futuras cargas de hidrogênio verde (H2V) sobre as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), destacando seu potencial para mitigar o curtailment gerado pelo aumento expressivo da geração renovável na região Nordeste. Utilizando cenários energéticos representativos para o horizonte de 2028 e o conceito de Regiões de Segurança, analisam-se, em regime estático e sob condição normal de operação, os efeitos que a produção de H2V exerce sobre os níveis de tensão e carregamento nas interligações e nos principais troncos de escoamento de geração, explorando o potencial dessas demandas para absorver excedentes de geração renovável e mitigar as restrições impostas pelas atuais restrições do sistema de transmissão. As análises foram conduzidas com o software Organon, por meio de simulações a partir

de variações nos grupos de geração renovável (G1 e G2) e nas novas cargas industriais de hidrogênio (G3). Avaliou-se tanto a inserção individual quanto simultânea das plantas previstas em Pecém II, Parnaíba III, Suape II e Camaçari II. Os resultados indicam que a localização das cargas influencia significativamente os fluxos e os perfis de tensão do sistema. Observou-se que a inserção simultânea das cargas em Pecém II e Parnaíba III impôs desafios adicionais ao controle de tensão na rede de 500 kV do Ceará, enquanto as inserções em Suape II e Camaçari II apresentaram comportamento mais favorável do ponto de vista elétrico.

Perguntas e Respostas

As conclusões do artigo reforçam a necessidade de aprimorar os requisitos de conexão de grandes cargas ao SIN. Quais os principais requisitos o autor entende que precisam ser melhor definidos para conexão de cargas desse porte?

Os requisitos que precisam ser melhor definidos para a conexão de grandes cargas são os de robustez dinâmica, incluindo suportabilidade a variações transitórias de frequência e à taxa de variação de frequência (RoCoF), suportabilidade a variações transitórias de tensão (low and high voltage ride-through) e capacidade de recuperação da potência ativa após distúrbios, por exemplo. Esses aspectos são fundamentais de modo a preservar a confiabilidade do sistema e evitar a transferência de custos adicionais para a rede. Também se destacam requisitos relacionados à limitação de rampas de partida e de variação de carga, uma vez que variações abruptas na demanda de blocos dessa magnitude podem comprometer o equilíbrio do sistema e exigir a necessidade de reservas adicionais de potência.

As simulações realizadas consideraram a presença de grandes cargas em análises individuais e conjuntas, obtendo diferentes resultados a depender da configuração adotada. Dentro desse contexto, os autores entendem que a conexão de grandes projetos deve ser avaliada de forma conjunta? Esse tipo de avaliação seria aplicável ao arcabouço regulatório atual do setor?

A conexão de grandes projetos deve ser avaliada de forma conjunta, pois a inserção simultânea altera significativamente os fluxos do sistema e pode, em alguns casos, superar sozinho a previsão de demanda de determinados estados do Nordeste. No modelo atual, o ONS analisa os projetos pela ordem cronológica das solicitações de acesso, em que os efeitos dos empreendimentos anteriores são considerados nas avaliações subsequentes, enquanto o MME emite portarias de outorga de conexão à Rede Básica de forma individual e os Estudos de Mínimo Custo Global permanecem restritos a análises isoladas de cada projeto, sem capturar o impacto agregado do conjunto.

Uma possível melhoria seria utilizar os estudos de mínimo custo global, que já embasam a emissão das portarias do MME para autorização da conexão, para considerar de forma integrada as informações dos diferentes empreendimentos na área de influência. Essa sistematização permitiria identificar problemas que atualmente são visualizados apenas na fase de acesso. Adicionalmente, a adoção de análises em lote, em substituição à avaliação estritamente cronológica, possibilitaria identificar de forma mais precisa os impactos combinados de múltiplos acessos e definir soluções técnicas mais robustas para a inserção simultânea de grandes consumidores.

Os autores apontaram que mesmo com o suporte de potência reativa das fontes renováveis foi necessário adotar fator de potência unitário para viabilizar a simulação da inserção das cargas. O autor entende que essa necessidade de suporte de potência reativa deve ser suprida pelos acessantes ou deve ser suprido pelo SIN mediante recomendação um planejamento centralizado?

A necessidade de suporte de potência reativa deve ser atendida em primeira instância pelo próprio acessante, uma vez que já existe requisito de fator de potência aplicável a consumidores no arcabouço atual. Entretanto, com a conexão de projetos de grande porte como as plantas de hidrogênio verde, podem surgir impactos adicionais sobre o perfil de tensão decorrentes dos elevados fluxos no sistema de transmissão. A magnitude desses impactos depende do ponto de conexão e da robustez local da rede, sendo menos relevantes em sistemas fortes e interligados e mais críticos em áreas com poucos recursos. Nesses casos, cabe ao planejamento setorial avaliar se a rede existente comporta a nova carga e, quando necessário, recomendar reforços e/ou ampliações capazes de manter níveis de tensão dentro das faixas operativas e preservar margens adequadas de segurança elétrica.

Título - Metodologia para Seleção de Cenários de Geração Representativos para Estudos Elétricos – Utilização de Dados Abertos do ONS

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Arthur Wanderley Ferreira dos Santos, Mateus Lopes Lima, Roseane de Souza Nunes

Resumo

O Brasil é um país com uma matriz elétrica predominantemente renovável e uma participação crescente de fontes variáveis, geograficamente distribuídas, fazendo com que o planejamento da operação elétrica de curto e médio prazos e o planejamento da expansão da transmissão enfrentem um grande desafio para selecionar cenários de geração representativos, que abranjam cenários críticos para escoamento de energia, de potência e de atendimento à carga.

O presente Informe Técnico tem como objetivo avançar na escolha de métricas e metodologias para definição de cenários críticos para despacho de geração adotados em submetido em estudos de médio prazo e de acesso ao sistema de transmissão, baseando-se em dados históricos existentes, com a incorporação da simultaneidade dos fatores de capacidade das diferentes fontes utilizados nos estudos elétricos, procurando identificar o real estresse ao qual o sistema de transmissão será. Para isso foram utilizados dados históricos de geração eólica e solar disponíveis na base de dados abertos do ONS. A metodologia proposta permite analisar combinações de fatores de capacidade simultâneos de fontes e/ou grupos de geração, ou seja, não se avalia apenas o histórico da geração eólica ou fotovoltaica individualmente, mas sim a frequência das possíveis combinações de fatores de capacidade de duas ou mais fontes permitindo a escolha de cenários que possam ser críticos, factíveis e representativos. Embora o estudo inicial aborde dados das gerações eólica e fotovoltaicas da Região Nordeste, o conceito pode ser expandido para qualquer tipo de geração e região do país.

Perguntas e Respostas

Para o estudo de caso foram avaliados os cenários noturnos do ano intervalo de análise. O que motivou a escolha desses cenários e por que ele seria mais

representativo ou relevante que um cenário diurno?

Buscou-se avaliar um cenário apenas com Eólica para exemplificar a validação da metodologia, porém os cenários diurnos também são representativos para as análises.

O autor afirma que apesar de a metodologia ter sido aplicada para usinas eólicas e fotovoltaicas, o conceito poderia ser aplicado a qualquer tipo de geração. No caso de fontes despacháveis e com despacho centralizado, como usinas termelétricas e hidrelétricas, que tipo de adaptação na metodologia seria necessária?

Para adaptação, ao invés de se utilizar o fator de capacidade, se usaria a potência gerada. Destaca-se que os históricos da geração hidráulica e térmica são influenciados por restrições operativas, necessidade de geração mínima e de despachos para atendimento a ponta, diferente do fator de capacidade das eólicas e fotovoltaicas que se sabe o quanto gerou e o quanto deixou de gerar.

Na matriz de frequências das regiões 1 e 2 foram elencados alguns cenários como tendo pouca representatividade. Qual o critério ou métrica utilizada para definir a representatividade do cenário?

Durante as análises, identificou-se um número reduzido de novos cenários à medida que se aumentavam os fatores de capacidade, principalmente quando se aproximavam dos cenários infactíveis. Contudo, esses cenários ainda são considerados válidos visto que atendem aos critérios estabelecidos na metodologia. Dessa forma, adotou-se como representativo aqueles que apresentavam uma quantidade de novos cenários igual ou superior a 0,1% dos cenários válidos, valor percentual calculado em relação ao total de cenários, o qual poderia variar de acordo com a quantidade de pontos analisados.

Título - Análise Probabilística da Margem de Segurança na Integração de Hidrogênio Verde em Sistemas com Geração Intermitente

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Universidade de São Paulo, Fundação Universidade Federal do ABC

Autor(es) - Maiara Camila Oliveira, Gustavo Gonçalves dos Santos, João Pedro Peters Barbosa, Matheus Rosa Nascimento, Rodrigo Andrade Ramos, Ahda Pionkoski Grilo Pavani, Luís Fernando Costa Alberto

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia baseada no método de Entropia Cruzada (EC), fundamentado na Amostragem por Importância (AI), para estimar a Margem de Segurança de Tensão (MST) mínima do sistema elétrico, considerando a crescente penetração de fontes renováveis intermitentes e a possível integração de plantas de hidrogênio verde (H2V). A proposta visa fornecer subsídios técnicos ao planejamento e à operação segura do sistema, diante de um cenário caracterizado por elevada incerteza e variabilidade na geração não despachável. A metodologia utiliza dados históricos horários de geração renovável e integra simulações realizadas em Python com interface para os programas Anarede e Flupot. Os parâmetros estatísticos das séries históricas são modelados como distribuições normais correlacionadas, alimentando o processo iterativo de EC que identifica combinações de despacho renovável capazes de provocar a violação da MST

mínima. As simulações contemplam tanto a rede completa quanto situações com contingências simples. Os resultados demonstram que a variabilidade intrínseca das fontes renováveis impacta significativamente na MST ao longo do dia. A metodologia proposta mostrou-se eficaz na identificação de cenários críticos e de limites operacionais sob incerteza. Nesse contexto, a inserção de plantas de H2V surge como estratégia promissora, desde que acompanhada de maior flexibilidade operativa, para absorver excedentes renováveis e suporte à transição energética de forma segura e eficiente.

Perguntas e Respostas

Um dos pontos que tem sido fortemente discutidos no setor é a capacidade efetiva de suporte de potência reativa das usinas renováveis como solar ou eólica. Nas simulações realizadas, as usinas foram modeladas como barras PV. A autora poderia comentar sobre os limites de potência reativa considerados na modelagem dessas fontes e o quanto a alteração dos limites utilizados pode alterar os resultados das simulações?

Nas simulações realizadas, as usinas eólicas e fotovoltaicas foram modeladas como barras do tipo PV, com limites explícitos de potência reativa (Q_{min}/Q_{max}), em conformidade com as práticas usuais em estudos de planejamento da operação do sistema. Esses limites refletem a capacidade dos inversores e os requisitos estabelecidos no Ponto de Acesso à Rede (PAC), de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS. Em termos técnicos, a capacidade de suporte reativo dessas unidades é delimitada pela potência aparente nominal do conversor e pela sua curva de capacidade, que se mostra mais restritiva em condições de elevada geração de potência ativa e mais flexível quando a injeção de potência ativa é reduzida, em função das limitações térmicas e de corrente dos inversores.

Do ponto de vista sistêmico, a variação dos limites de reativo exerce impacto direto sobre o desempenho do sistema, em especial no controle de tensão e, consequentemente, sobre a Margem de Segurança de Tensão (MST). Quando os limites de Q são mais restritivos, a probabilidade de violação de tensões em redes fracas aumenta, sobretudo em situações de longas transferências de potência ativa ou após contingências, resultando em uma redução da MST. Por outro lado, um suporte reativo local mais robusto - como, por exemplo, a possibilidade de operar com fator de potência mais capacitivo no PAC - contribui para a elevação dos perfis de tensão, para a redução de perdas reativas e para o aumento da margem, principalmente em áreas sujeitas a carregamentos mais elevados. Vale observar que, uma vez atingidos os limites de capacidade, a barra PV passa a se comportar como uma barra PQ, deixando de exercer controle de tensão e transferindo essa responsabilidade para outros recursos do sistema, como geradores síncronos, compensadores estáticos e bancos de capacitores ou reatores. Essa mudança pode trazer implicações adversas para a estabilidade operativa, na medida em que concentra a regulação em um número limitado de dispositivos da rede.

Importa destacar que, no âmbito das análises realizadas neste trabalho, não foram conduzidas sensibilidades variando a capacidade reativa das usinas nem avaliados cenários com compensação reativa adicional em nível local ou sistêmico. As simulações consideraram apenas os recursos efetivamente disponíveis no sistema planejado à época. Reconhece-se, contudo, que esse é um campo de avaliação altamente relevante, sobretudo no atual contexto do setor elétrico brasileiro,

caracterizado pelo crescimento da participação de fontes renováveis não síncronas e pela necessidade crescente de garantir suporte reativo adequado para preservar a segurança de tensão do sistema.

Uma das conclusões do artigo é que o sistema apresenta margens elevadas para atendimento à carga durante os períodos de alta disponibilidade de geração solar e, em horários com baixa ou nenhuma radiação solar, a margem de segurança se reduz de forma significativa. Essa conclusão está associada efetivamente a disponibilidade de potência ativa por parte das plantas solares ou ao efetivo suporte de reativos que essas plantas estão disponibilizando ao sistema na simulação realizada? A autora poderia dissertar sobre os principais fatores sistêmicos que levaram a essa conclusão?

A constatação de que as margens de segurança são elevadas nas horas centrais do dia, quando há alta disponibilidade solar, e significativamente reduzidas em períodos de baixa ou ausência de irradiação resulta da interação de fatores associados tanto à disponibilidade de potência ativa quanto ao suporte reativo, além de outras características sistêmicas.

Do ponto de vista da potência ativa, a elevada injeção de energia solar durante o pico de geração contribui diretamente para o atendimento às cargas próximas aos polos de produção, reduzindo os fluxos de longa distância entre regiões e mitigando perdas. Esse alívio no carregamento da rede se reflete em menores estresses de tensão e, conseqüentemente, em margens de segurança mais elevadas. Já em períodos de baixa irradiação, a redução da potência ativa altera o padrão dos fluxos, intensifica a necessidade de transferências inter-regionais e, em conjunto com o perfil constante de consumo das cargas, aumenta a solicitação reativa do sistema. Esse comportamento compromete o perfil de tensão e contribui para a redução da margem de segurança.

Em paralelo, o suporte reativo desempenha papel relevante. Nas simulações, as usinas renováveis intermitentes foram modeladas como barras do tipo PV, de modo a contribuir para o controle de tensão dentro de seus limites de capacidade. Nos horários de maior geração ativa, essa contribuição ajuda a manter níveis adequados de tensão; entretanto, quando a produção de potência ativa cai, diminui também a capacidade efetiva de suporte reativo, o que agrava a vulnerabilidade do sistema.

Além desses aspectos, outros fatores estruturais do sistema explicam a redução observada da margem. A topologia da rede e a análise de contingências (N-1) revelam maior exposição a sobrecargas após falhas, especialmente em linhas já esgotadas. O aumento de perdas reativas, decorrente dos maiores fluxos em horários de baixa geração local, também favorece a redução das magnitudes das tensões em barramentos distantes das fontes controladoras de reativo. A operação de equipamentos de controle, como compensadores ou bancos de compensação reativa, pode aumentar a MST, mas não elimina a tendência estrutural. Por fim, as correlações temporal e espacial das fontes intermitentes, tais como a complementaridade parcial entre solar e eólica em diferentes regiões, modifica os caminhos de fluxos, e combinações frequentes desses perfis podem conduzir a violações igualmente frequentes da MST.

Portanto, a redução da margem em horas de baixa incidência solar não se explica

unicamente pela indisponibilidade de potência ativa, mas pela combinação de múltiplos fatores, incluindo padrões de fluxo, suporte reativo, perdas, topologia da rede e correlação das fontes intermitentes. A metodologia aplicada buscou justamente identificar essas condições críticas sob determinadas premissas de contorno. Contudo, não foram conduzidas análises exaustivas para quantificar a contribuição individual de cada fator nas situações de violação da margem de segurança. Reconhecendo a relevância desse aspecto, esse refinamento constitui uma oportunidade para trabalhos futuros no âmbito desta pesquisa.

Os valores de carga admissíveis variaram entre 100 MW e 4.500 MW segundo as simulações realizadas, refletindo o comportamento dinâmico e a oscilação intrínseca dessas fontes ao longo do perfil diário. Todavia, a tendência das plantas de H2V é a de não admitir flexibilidade no montante de carga solicitado do sistema. Como a autora avalia essa questão sob a ótica da avaliação do acesso ao sistema de transmissão? Seria necessário adaptar as análises realizadas pelo ONS considerando abordagens similares a apresentada nesse artigo?

De fato, as plantas de hidrogênio verde (H2V) - especialmente quando associadas a modelos de negócio voltados à produção contínua - tendem a operar com baixa flexibilidade de demanda, o que impõe desafios adicionais tanto ao acesso ao sistema de transmissão quanto à segurança operativa. Esse cenário torna necessário repensar a forma como os estudos de acesso são conduzidos, uma vez que a disponibilidade de capacidade firme em regiões com alta variabilidade renovável e corredores de transmissão congestionados não é constante ao longo do dia nem das estações. Assim, acordos de conexão deveriam refletir essa variabilidade temporal, prevendo condições de potência firme e condições de operação que podem incluir perfis moduláveis, esquemas de redução temporária de carga (quando tecnicamente viáveis), ou ainda arranjos complementados por armazenamento.

Outro ponto relevante diz respeito às metodologias de avaliação de acesso. Estudos tradicionalmente determinísticos, embora essenciais, não capturam adequadamente cenários críticos decorrentes de combinações raras, porém factíveis de ocorrer, de despacho de geração renovável intermitente e topologias degradadas. A incorporação de abordagens probabilísticas, como a proposta no artigo, permitiria quantificar riscos e probabilidades de violação de limites, identificar janelas horárias e condições sazonais mais restritivas, além de dimensionar contrapartidas técnicas como compensação local, reforços de rede ou expansão da transmissão. Esse tipo de análise também pode orientar a definição de procedimentos operativos que assegurem níveis de serviço compatíveis com a inflexibilidade dos processos industriais envolvidos.

No campo das soluções técnicas, algumas medidas se destacam, tais como a implementação de compensação reativa local e estratégias de controle de tensão em áreas de rede fraca e a adoção de armazenamento que ofereça certo grau de flexibilidade da demanda em períodos críticos, por exemplo, e a aplicação de medidas de otimização operativa, tais como ajustes coordenados de controles e redistribuição de geração, desde que sustentadas por análises de custo-benefício.

De modo geral, há clara pertinência em adaptar as análises do ONS para incluir metodologias probabilísticas como complemento às tradicionais. Essa combinação permite definir limites operativos mais robustos, antecipar condições críticas de baixa probabilidade e, ao mesmo tempo, sustentar políticas de acesso mais realistas para empreendimentos inflexíveis e de grande porte, como os de H2V. Contudo, para que essa evolução seja plenamente incorporada no processo de planejamento e operação, é necessário avançar no desenvolvimento de ferramentas analíticas que viabilizem estudos escaláveis, consistentes e eficientes.

Título - Resultados do Newave Híbrido Condicionados às Previsões da Incremental da UHE ITAIPU

Entidade(s) - ITAIPU BINACIONAL

Autor(es) - Daniel Firmo Kazay, Mariana Maria Werlang, Rafael José de Andrade

Resumo

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) aprovou para uso a partir do PMO de Janeiro de 2025 o uso de um aprimoramento do modelo NEWAVE: o NEWAVE Híbrido, o qual permite a representação individualizada das usinas hidrelétricas. No modelo, a representação das incertezas hidrológicas continua a ser feita de forma estocástica, a qual consiste em uma simplificação, necessária para geração de cenários para todas as bacias do SIN-BR. No entanto, existem outras abordagens para a representação de cenários hidrológicos. Uma estratégia adequada quando há dados disponíveis, é utilizar previsões meteorológicas acopladas a modelos de previsão de vazões. O presente trabalho apresenta uma metodologia simplificada para definir pesos aos cenários do NEWAVE Híbrido, de forma a condicionar as estatísticas do modelo estocástico às estatísticas das previsões de vazão para a bacia incremental de Itaipu. Esse processo não altera o esquema de otimização do NEWAVE, apenas realiza um pós-processamento a partir dos resultados da simulação final. O processo foi executado a partir dos Programação Mensal da Operação Energética (PMO) de abril até julho de 2024, nos quais foram comparados os resultados originais do NEWAVE Híbrido com os valores condicionados para as defluências das UHE Porto Primavera e Rosana e a geração em Itaipu. O condicionamento dos resultados do NEWAVE Híbrido às previsões da incremental de Itaipu demonstrou ser um método coerente para incorporar informações de hidrologia na perspectiva de geração de Itaipu.

Perguntas e Respostas

Considerando que a distribuição dos cenários hidrológicos possui relevância para a construção da função de custo futuro, na visão dos autores a abordagem ex-ante poderia trazer resultados diferentes dos apresentados?

Na visão dos autores, a adoção de uma abordagem ex-ante traria resultados diferentes. No entanto, há duas razões principais que justificam a não adoção desse tipo de abordagem:

- A ITAIPU não dispõe de modelos de previsão hidrológica para todas as bacias hidrográficas do SIN-BR. Os modelos atualmente desenvolvidos pela equipe de operação da usina estão focados exclusivamente na previsão da afluência incremental à própria usina. Ressalta-se que essa bacia não conta com reservatórios de regularização e abrange uma área de drenagem de aproximadamente 150.000km².

- A ITAIPU não possui meios para alterar a forma como o NEWAVE constrói a função de custo futuro.

Adicionalmente, destaca-se que a maior dispersão gerada pelo método atualmente empregado no GEVAZP apresenta como vantagem a ampliação da exploração do espaço de busca, permitindo a precificação de estados hidrológicos com baixa probabilidade de ocorrência. Assim, embora os autores reconheçam que a utilização de uma abordagem ex-ante poderia produzir resultados diferentes, argumentam que a ampla exploração do espaço de busca é um aspecto crucial na construção da função de custo futuro. Já na etapa de simulação, atribuir maior peso a determinados cenários pode ser interessante para prospectar a geração das usinas com base em algum critério oriundo de processos externos ao NEWAVE.

Visando um possível uso do método proposto em processos de planejamento (tanto da operação quanto da expansão) é importante avaliar como o sistema compensará a variação da geração da UHE Itaipu em relação a estimativa original. Na visão dos autores, como esse método seria aplicado para essa finalidade?

A princípio, o processo apresentado no artigo não foi pensado para uso no planejamento da operação e da expansão, pois a informações exógena ao NEWAVE diz respeito apenas à vazão incremental de ITAIPU.

Em alguns casos específicos do PMO, nos quais a afluência incremental de ITAIPU exerce influência significativa sobre a operação do sistema, os pesos atribuídos aos cenários com base na previsão dessa afluência podem ser relevantes para aprimorar os resultados do modelo como um todo. No entanto, em outros casos, a aplicação desses pesos pode deteriorar os resultados de geração para outras usinas, sem evidências de que o método traga, de forma consistente, benefícios globais para o planejamento da operação e da expansão do sistema.

A título exploratório, visando manter a parcimônia na aplicação da proposta, seria necessário executar o procedimento N vezes, ou seja, dispor da previsão incremental das N bacias que se deseja analisar, gerando um conjunto de N grupos de parâmetros, cada um associado a uma usina. Ao final desse processo, caso se deseje obter um único grupo de pesos, poderia ser calculada a média ponderada entre os grupos. Sugere-se que essa ponderação seja realizada com base na ENA média prevista para cada incremental.

É importante destacar que esse tipo de abordagem abre espaço para novas aplicações dos resultados do modelo NEWAVE Híbrido em estudos prospectivos da operação do sistema.

O método foi testado para o período seco que, segundo os autores, apresenta significativas restrições de defluência mínima. Qual a expectativa de resultados para uma análise considerando também o período úmido?

O método foi replicado de setembro de 2024 a janeiro de 2025. Nesse período, a melhora nos resultados foi menos expressiva do que a observada no período seco, embora tenha mantido tendência semelhante. Em termos de representatividade (reliability), a faixa de 5% a 95% continuou abrangendo 97% dos valores observados, tanto na versão condicionada quanto na bruta (original). Já a faixa de 25% a 75% apresentou redução na cobertura, passando de 74% no conjunto bruto para 69% no condicionado. O maior impacto continuou ocorrendo na precisão (sharpness), mesmo que menos expressiva, de ambos os intervalos. Tanto na faixa de 5% a 95% quanto na de 25% a 75%, foi observada uma redução de 15%.

Título - Modelos para a Previsão da Demanda de Energia no Setor Elétrico Brasileiro

Entidade(s) - Fundação Universidade de Brasília, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - Eduardo Perez Liberato, Yan Tavares de Oliveira, Matheus Teixeira de Sousa, Matheus Bawden Silverio de Castro, Ronan Gustavo Carvalho Furtado, Thiago Felício de Souza, Eugênio Libório Feitosa Fortaleza, José Oniram de Aquino Limaverde Filho

Resumo

Modelos de previsão de demanda e geração de energia vêm sendo amplamente utilizados por órgãos governamentais e empresas do setor energético no Brasil. No entanto, sua execução geralmente demanda elevado custo computacional, o que tem motivado a busca por alternativas de modelagem capazes de realizar previsões com maior eficiência e boa acurácia. Como resultado, observam-se avanços em estudos que exploram diferentes tipos de modelos, desde os estatísticos clássicos, como o ARIMA, até aqueles baseados em aprendizado de máquina, como Random Forests, LSTMs e redes MLP. O presente estudo propõe a comparação entre esses modelos em simulações de baixo custo computacional, utilizando dados recentes que abrangem períodos antes, durante e após a pandemia de COVID-19. A avaliação do desempenho dos modelos foi realizada com base em métricas amplamente utilizadas na literatura: RMSE%, que representa o erro quadrático médio percentual, e MAPE, que expressa o erro percentual médio. Os resultados demonstram que os modelos baseados em aprendizado de máquina obtiveram desempenho superior aos modelos clássicos, oferecendo previsões mais precisas sem comprometer a eficiência computacional.

Perguntas e Respostas

Qual o critério adotado para seleção das métricas MAPE e RMSE?

A escolha das métricas MAPE e RMSE foi baseada em sua ampla utilização na literatura de previsão de séries temporais e, especificamente, em estudos do setor elétrico brasileiro e internacional. O uso conjunto dessas métricas proporciona uma avaliação mais robusta e complementar dos modelos de previsão: o MAPE expressa o erro médio em termos percentuais, facilitando a interpretação e comparação entre diferentes cenários, enquanto o RMSE mensura o erro absoluto, sendo sensível a grandes desvios e, portanto, adequado para identificar impactos relevantes na operação do sistema elétrico.

Como os modelos baseados em aprendizado de máquina podem servir como ferramentas auxiliares aos modelos tradicionais e como esses modelos poderiam ser implementados e utilizados no Brasil, para melhora na previsão da carga?

Modelos baseados em aprendizado de máquina vêm se consolidando como ferramentas complementares aos modelos tradicionais de previsão de carga no setor elétrico, especialmente devido à sua capacidade de capturar padrões não-lineares e complexos nas séries temporais de consumo de energia. Enquanto os métodos tradicionais, como modelos estatísticos lineares, apresentam limitações

para lidar com variabilidades abruptas e relações não-lineares, os algoritmos de aprendizado de máquina conseguem identificar e modelar essas dinâmicas de forma mais eficiente.

No contexto brasileiro, a integração dessas abordagens pode ser feita de forma híbrida, onde modelos de aprendizado de máquina são utilizados para aprimorar previsões em situações de maior complexidade, como variações sazonais, eventos climáticos extremos ou mudanças no perfil de consumo. A implementação prática pode envolver, por exemplo, o treinamento desses modelos com grandes volumes de dados históricos (consumo, clima, variáveis socioeconômicas), já disponíveis por órgãos como ONS e EPE.

O IT cita sobre aspectos da qualidade da previsão como a precisão relativa em diferentes faixas do sinal, mas não chega a defini-los. Poderiam esclarecer o que significa?

As faixas de sinal foram definidas de acordo com os 6 primeiros meses do ano e os 6 últimos meses do ano. Isso significa que a previsão é avaliada tanto nos primeiros dados previstos como nos últimos dados previstos.

Título - Avaliação de Métricas de Adequabilidade para Monitoramento do Atendimento aos Requisitos de Flexibilidade

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MRTS - CONSULTORIA EM ENGENHARIA S.S.

Autor(es) - Davi José Marques Vieira, Diego Pinheiro de Almeida, Caio Monteiro Leocadio, André Makishi, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Resumo

A operação do sistema elétrico tem se tornado cada vez mais desafiadora devido ao crescimento da demanda por flexibilidade operativa, impulsionado pela crescente participação das fontes renováveis intermitentes. Embora métricas internacionais tenham sido criadas para monitorar e orientar a operação e o planejamento, é necessário adaptá-las para as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro. Este trabalho propõe uma metodologia integrada às análises do Plano Decenal de Expansão da Geração para avaliar essas métricas e discute os resultados, oferecendo uma reflexão sobre as melhores formas de interpretá-los e aplicá-los no contexto nacional.

A partir da análise da Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampas, da Expectativa de Déficit de Flexibilidade e da Expectativa de Horas de Insuficiência, sob diferentes perspectivas e séries hidrológicas, observou-se que a oferta atual de flexibilidade se mostra capaz de atender às rampas de carga até o final do horizonte estudado. Os déficits identificados ocorrem com baixa probabilidade e, embora não desprezíveis, permanecem restritos a cenários específicos. Porém, mais do que apenas apresentar métricas de flexibilidade, o estudo busca discutir abordagens para sua avaliação e, sobretudo, contribuir para a construção de uma metodologia clara e aderente à realidade operativa do sistema elétrico brasileiro.

Perguntas e Respostas

Os autores argumentam encontrar pouco benefício, frente ao aumento de esforço, para a qualidade do resultado ao considerar o armazenamento e afluência. Para demonstrar isso, apresentaram a UHE Belo Monte, que é uma

usina de grande porte, com marcante sazonalidade e sem reservatório de regularização. Para mensurar os ganhos de representar tais variáveis, foram consideradas também outras usinas, em especial aquelas com reservatórios de regularização? As conclusões podem ser mantidas nesses outros casos?

A principal dificuldade da metodologia reside no fato de se tentar medir a capacidade de um recurso apenas a partir do histórico de operação. No procedimento adotado, considera-se, para um dado nível de geração, a maior rampa observada para aquela hidrelétrica. No entanto, o histórico pode não contemplar as máximas rampas hidrelétricas possíveis, sobretudo por não ter ocorrido situações em que o recurso foi demandado ao seu limite. Ao incluir outras dimensões, como a afluência, a complexidade aumenta ainda mais, pois o histórico cobre de maneira limitada as diversas combinações possíveis.

A UHE Belo Monte foi usada unicamente para exemplificar essa dificuldade: mesmo em condições de afluência muito baixas, a usina ainda foi capaz de fornecer rampas relativamente elevadas. Esse resultado, no entanto, não captura a intuição de que, com afluências reduzidas, a capacidade de modulação tenderia a se degradar. Além disso, ao se incluir a dimensão da afluência, a função resultante pode ser mal mapeada, já que o histórico, em geral, não é suficiente para representar de forma adequada toda a gama de combinações relevantes. Esse efeito não se restringe a Belo Monte e pode ser observado também em usinas com reservatórios de maior regularização.

Considerando que a política operativa (geração por patamar e armazenamento) impacta na oferta de rampa, como os autores avaliam que as métricas propostas podem ser utilizadas na definição dessa política?

Os autores destacam que há dificuldades em incorporar fenômenos de escala horária nas simulações mensais por patamar. Por conseguinte, a integração de suas saídas a análises em escala horária, como as realizadas neste trabalho, são ainda um desafio.

Um exemplo muito ilustrativo deste desafio é a disponibilidade de potência, que nos estudos de planejamento normalmente é estimada a partir da defluência média mensal. Se o modelo não captura adequadamente a necessidade de potência em determinados momentos, ele pode deixar de refletir os benefícios de se defluir um pouco mais para atender à ponta, falhando em representar decisões integradas reais. A EPE, em seus estudos de planejamento, começou a adotar restrições operativas hidráulicas baseadas em histórico e a introduzir metas de geração, conduzindo o modelo a soluções mais factíveis, capazes de capturar o efeito de maior defluência quando há maior demanda por potência.

A dificuldade, porém, aumenta quando se consideram as restrições de rampa entre patamares, que não estão implementadas nos modelos oficiais de simulação mensal com patamares não cronológicos. Uma abordagem inicial seria mapear a maior rampa possível (ascendente e descendente) de um patamar para o outro como dado de entrada, incluir curvas de disponibilidade de rampa (lineares por partes, por definição) e criar restrições de atendimento às rampas por subsistema no modelo. Embora essa implementação não pareça tecnicamente complicada, os autores não exploraram em detalhes essa possibilidade em seu estudo.

Não obstante, apesar da ausência de uma política que integre as dimensões de energia, potência e flexibilidade, as métricas estabelecidas possibilitam avaliar os efeitos de restrições e dados de entrada no modelo energético, como metas de armazenamento e de geração, permitindo equilibrar o uso dos recursos com as diferentes necessidades sistêmicas.

Em caso de concretização de um cenário onde não haja recurso suficiente para atender aos requisitos de rampa, quais seriam as consequências para o sistema? Haveria, necessariamente, corte de carga ou medidas como corte de geração renovável ou revisão de estratégia operativa poderia mitigar o problema?

No horizonte de planejamento de médio e longo prazo, a preocupação principal é garantir que existam recursos para atender os requisitos de rampa do sistema, de forma semelhante ao que ocorre hoje com os critérios de suprimento de potência. Para isso, é fundamental que essas métricas sejam acompanhadas e incorporadas como condicionantes para futuras contratações.

Uma forma de operacionalizar essa ideia, como já foi feito no LRCAP 21 e proposto no LRCAP 26, é incluir requisitos de flexibilidade entre as condições para participação nos leilões. Dessa forma, ao contratar potência, o sistema assegura também a aquisição de atributos de flexibilidade.

No desenho do leilão, pode-se calcular o montante a ser contratado e, considerando os atributos dos empreendimentos habilitados, estimar se a contratação será suficiente para trazer as métricas de flexibilidade aos patamares definidos pelo critério previamente estabelecido. Há ainda a possibilidade de se pensar em leilões combinatórios, que poderiam integrar múltiplos atributos simultaneamente, mas os autores não exploram em profundidade essa alternativa nem as complexidades adicionais que ela poderia trazer.

Já no horizonte de programação diária, a complexidade é maior, pois se trabalha apenas com os recursos efetivamente disponíveis no sistema. A primeira alternativa é realizar um redespacho, buscando maximizar a contribuição das usinas com maior capacidade de rampa, procedimento análogo ao que já ocorre no pós-DESSEM para o cálculo de reservas. Para garantir a viabilidade desse redespacho, pode ser necessário recorrer a cortes de geração de fontes renováveis intermitentes, de forma a liberar espaço para usinas com maior flexibilidade. Caso ainda assim não se encontrem soluções adequadas, e a resposta da demanda não seja suficiente para mitigar o problema, a última alternativa seria acionar a ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), ou seja, o desligamento controlado de parte da carga para preservar a segurança do sistema.

É importante ressaltar que estratégias operativas só podem ser eficazes com o conhecimento dos limites e capacidades de cada recurso. Dessa forma, apesar das necessidades de aprimoramentos nos modelos computacionais, é também importante um mapeamento aprofundado dos ativos, incluindo dados técnicos e testes em campo, além de mecanismos regulatórios que favoreçam a disponibilização da flexibilidade.

Título - AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE EM CENTRAIS DE GERAÇÃO A DIESEL NOS SISTEMAS ISOLADOS POR MEIO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Entidade(s) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, ELEC NOR DO BRASIL LTDA, Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A

Autor(es) - Albert Cordeiro Geber de Melo, Leonardo Falbo Alves de Oliveira, Dimitri Rocha Justa de Souza, MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA, Harold Dias de Mello Junior

Resumo

O Brasil possui cerca de 200 Sistemas Isolados (SISOL), a grande maioria localizada de forma dispersa na região amazônica, em uma área maior que a Índia. Usinas a diesel continuam sendo a principal fonte de energia para os SISOL, resultando em custos operacionais elevados e subsidiados, além da oferta de energia elétrica depender de uma logística complexa de suprimento de combustível. Um programa de transição energética para os Sistemas Isolados foi lançado com o objetivo de reduzir o uso de combustíveis fósseis e as emissões de GEE (gases de efeito estufa) na Amazônia Brasileira, e.g., por meio de usinas híbridas de energia solar fotovoltaica/diesel. Este artigo apresenta uma abordagem para a avaliação da viabilidade econômica de reduzir as emissões de GEE provenientes de usinas a diesel nos SISOL, integrando uma planta solar fotovoltaica, considerando tanto a perspectiva do Regulador quanto a do Investidor. Inicialmente, é realizada uma análise determinística com base no fator de capacidade médio anual do local da planta solar fotovoltaica. Em seguida, é proposta uma avaliação probabilística, considerando a incerteza na irradiação solar como um risco não sistemático. Foi desenvolvido um esquema de simulação Monte Carlo, no qual a geração de cenários sintéticos de irradiação/produção de energia fotovoltaica é realizada por meio da técnica de reamostragem Bootstrap. A aplicação da abordagem probabilística a um estudo de caso na Amazônia indicou uma redução razoável na atratividade econômica quando comparada à avaliação determinística, destacando o papel crucial da avaliação de riscos ao considerar a incerteza inerente à irradiação solar.

Perguntas e Respostas

Na metodologia do IT, o dimensionamento da planta solar se baseou em reduzir as emissões da planta a Diesel até níveis típicos de uma planta a gás natural. Os autores avaliaram outras possibilidades de dimensionamento como, por exemplo, maximização do benefício econômico? Na visão dos autores, quais seriam os impactos esperados para outras possibilidades de dimensionamento?

Sim, nós avaliamos outras possibilidades de dimensionamento da planta solar FV, tanto de forma analítica quanto executando o programa computacional desenvolvido.

Constatou-se que o Valor Presente do Benefício Econômico na Perspectiva do Investidor (VPBEI) varia aproximadamente de forma linear em relação à capacidade da planta solar FV, ou seja, quanto maior a capacidade da planta PV, maior é o investimento e também maior é o benefício econômico associado. Em consequência, o Retorno sobre o Investimento (Return on Investment – ROI) na perspectiva do investidor fica aproximadamente constante em função da capacidade

da planta solar FV.

Por exemplo, no Caso Base, com a planta solar FV gerando 30% da energia contratada, o VPBEI e o ROI encontrados foram R\$ 20,4 milhões e 56,67 %, respectivamente. Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria Normativa GM/MME Nº 92, de 21 de novembro de 2024, que estabeleceu diretrizes para a realização de Leilão para aquisição de energia e potência elétrica e a execução de outras medidas destinadas à garantia do suprimento eletroenergético nos Sistemas Isolados; entre outros requisitos, esta Portaria preconiza que a solução de suprimento deverá prover participação mínima de 22% da energia a ser gerada a partir de fontes renováveis, com ou sem dispositivos de armazenamento. Assim, dimensionando a planta solar FV para produzir 22% da energia contratada (73% do Caso Base), o VPBEI reduziu para R\$ 14,7 milhões, i.e., 72% do valor para o Caso Base; já a nova ROI encontrada foi de 56,17%, muito próxima do correspondente valor do Caso Base.

Considerando que a produção de energia fotovoltaica é bem definida ao longo das horas do dia, foi realizada alguma avaliação de correlação dessa produção com o consumo de eletricidade local? Os autores consideram possíveis impactos relevantes nos resultados?

Como o objetivo do trabalho foi propor e aplicar uma abordagem para avaliar a viabilidade econômica (e os riscos associados) da integração da energia solar fotovoltaica em usinas a diesel, a utilização de uma granularidade mensal para a irradiação solar é adequada. Assim, não houve necessidade de se estudar a correlação da produção de energia solar FV ao longo das horas do dia com o consumo de eletricidade da localidade isolada. Entretanto, uma vez que se constate a viabilidade econômica do empreendimento, a análise da curva de carga diária é fundamental posteriormente, para o estabelecimento da estratégia de operação da planta híbrida em cada hora do dia, e também para se avaliar a inserção de tecnologias de armazenamento, como baterias.

Chamamos a atenção que, dado o caráter intermitente e também sazonal da irradiação solar, faz-se necessário a adoção de metodologias probabilísticas nessas avaliações.

O método proposto poderia ser utilizado para comparar diferentes alternativas de hibridização como, por exemplo, utilizando biocombustíveis ou incorporando tecnologias de armazenamento?

Sim, a abordagem geral da metodologia proposta pode ser empregada para comparar diferentes alternativas de hibridização como, por exemplo, utilizando biocombustíveis ou incorporando tecnologias de armazenamento. Faz-se necessário modelar adequadamente os riscos sistemáticos inerentes a cada tecnologia de geração e de armazenamento. No caso específico de baterias, conforme comentando anteriormente, pode ser necessário a utilização de discretizações menores, e.g., horária.

Título - Avaliação do uso de drivers climáticos e aprendizagem de máquina na previsão do vento em parques eólicos do Litoral do Nordeste

Entidade(s) - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ, CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., CPFL ENERGIA S.A., CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.
Autor(es) - Venize Buzato, Bianca Maske, Aline Macedo de Oliveira, ALECSANDRI DE ALMEIDA SOUZA DIAS

Resumo

Este estudo desenvolveu um modelo preditivo utilizando redes neurais recorrentes do tipo Long Short-Term Memory (LSTM) para prever a velocidade do vento mensal sobre o litoral do NE para até 18 meses à frente. O modelo foi treinado e testado com dados históricos de vento e da temperatura da superfície do mar no Niño 1+2, TSA e TNA (porções oceânicas utilizadas nos cálculos desses mesmos índices climáticos) de 2000 a junho de 2024. Os resultados foram promissores, identificaram que drivers climáticos e passado recente do vento podem ser boas variáveis de entrada para antecipar impactos no comportamento do vento, principalmente em parques eólicos localizados no litoral do CE, onde a correlação média anula foi superior a 0,9 e o MAPE foi baixo de 5,5% no período da “safra dos ventos”. Além disso, o modelo desenvolvido obteve um desempenho superior ao CFSv2 em termos de assertividade. O erro médio absoluto (MAE) foi reduzido em mais de 50% e o viés entre os valores previstos e observados do vento diminuiu.

Essa metodologia oferece uma alternativa inovadora para o mercado de energia, especialmente no planejamento de parques eólicos do litoral do Nordeste, promovendo eficiência e inovação no setor de energia renovável.

Perguntas e Respostas

Segundo os autores "Na Figura 3, é possível observar que o modelo Sarimax se mostrou bastante assertivo na previsão da TSA". Entretanto, tal conclusão não fica clara. Os autores poderiam detalhar como chegaram a esse resultado?

O Gráfico 3 apresenta, no eixo 7, os valores de MAPE e BIAS das previsões realizadas com o modelo SARIMAX para a temperatura das regiões Niño 1+2, TSA e TNA. Os dados foram obtidos nos sites sstoi.indices e sstoi.atl.indices, respectivamente.

As previsões foram feitas a partir de diferentes datas de partida (No eixo X tenho as datas de partida para jul/2019, 2020, 2021 e 2022), com o horizonte de 18 meses à frente. Para cada rodada, obtive os valores previstos mês a mês e, em seguida, calculei as métricas de MAPE e BIAS para cada uma das três variáveis, por mês. Depois, obtive a média mensal dessas métricas, para os 18 meses de previsão. Plotando no gráfico, o desempenho para 18 meses por partido e a média das métricas considerando todas as partidas, conforme o eixo X.

Os resultados mostram que a variável TSA apresentou os menores valores médios de MAPE e BIAS, indicando que, nesse cenário de previsão com horizonte de 18 meses, o modelo SARIMAX foi mais preciso na estimativa da temperatura oceânica da região TSA em comparação com Niño 1+2 e TNA.

Atualmente, tanto o planejamento da expansão como da operação definem estratégias através de abordagens probabilísticas. Na visão dos autores, quais os benefícios do método proposto em relação à abordagem tradicional?

Os autores propõem um método baseado em LSTM que aprimora as previsões determinísticas atualmente utilizadas para a velocidade do vento no Nordeste, especialmente a partir do segundo mês à frente. Diferente da abordagem tradicional,

que utiliza no DECOMP a previsão determinística do WEOL_SM para o primeiro mês e a média dos últimos cinco anos nos demais meses, e não capta mudanças recentes nos padrões oceânicos, o novo método permite incorporar essas variações, oferecendo previsões mais atualizadas e potencialmente mais precisas para o comportamento médio mensal. Assim, o principal benefício é a maior sensibilidade do modelo às variabilidades climáticas recentes, superando a limitação da abordagem tradicional que assume padrões históricos estáticos. Além disso, vale ressaltar que as "abordagens probabilísticas" se restringem a hidrologia. As demais grandezas (carga, geração eólica, geração solar, por exemplo) são todas estimadas de forma determinística.

De forma objetiva, na visão dos autores, como o método proposto pode ser aplicado ao planejamento?

O método proposto pode ser diretamente aplicado no planejamento e programação da operação, diretamente nos modelos oficiais, substituindo os valores atuais (baseados no histórico) por valores previstos que consideram tendências climatológica/meteorológicas

Título - Análise de alternativas para fixação de Tarifas de Uso da Rede Elétrica em comparação com a metodologia aplicada no Sistema Brasileiro (Nodal)

Entidade(s) - MRTS - CONSULTORIA EM ENGENHARIA S.S., Daimon Engenharia e Sistemas SS Ltda, MARANGON ENGENHARIA LTDA

Autor(es) - Mateus Henrique Balan, Pedro Souza Rosa, Luís Fernando A. M. Nogueira, Daniel Rodrigo Falconi, Jose Wanderley Marangon Lima, Luana, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Resumo

Este artigo apresenta a análise e comparação de metodologias para o cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) no Brasil, com o objetivo de aprimorar os sinais econômicos de uso da rede elétrica. O estudo parte da metodologia Nodal vigente e analisa três novas alternativas desenvolvidas no âmbito do projeto de P&D "Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – Segmento Transmissão" (SIASE-T). A Alternativa I introduz um modelo de despacho Multicenário com Tarifas Nodais, incorporando variabilidade hidrológica por meio de simulações com o programa NEWAVE, representando uma visão com maior acoplamento em relação aos aspectos energéticos. A Alternativa II propõe uma composição entre os custos marginais de curto e longo prazos, integrando decisões operacionais e estruturais, com potencial para sinalização locacional mais eficaz. Já a Alternativa III aplica o método Aumann-Shapley, baseado na Teoria dos Jogos Cooperativos, promovendo alocação justa e proporcional dos custos pela contribuição marginal de cada agente. O estudo de caso apresentado considera premissas do ciclo tarifário 2024-2025 do Sistema Interligado Nacional (SIN), avaliando as metodologias com base em critérios como arrecadação, sinal locacional e dispersão tarifária. Os resultados destacam o potencial da Alternativa III em termos de justiça distributiva e recuperação de receitas, enquanto a Alternativa I se sobressai na representatividade física do sistema. A Alternativa II mostra-se promissora para aplicações de tarifação dinâmica. Conclui-se que a escolha da metodologia deve considerar os objetivos regulatórios, sendo recomendada a continuidade de estudos para maiores refinamentos e aplicações práticas.

Perguntas e Respostas

Os autores citam a versão 5.0 do programa Nodal e o uso de apenas despacho nacional na metodologia atual. Por que não usaram a versão vigente, com mais de um cenário de despacho?

A metodologia nodal, em si, isto é, o cálculo da tarifa marginal, não sofreu alteração nas versões mais recentes do programa. De fato, deveríamos ter feito referência à versão 6.2, que era a mais atual na época da escrita. No entanto, a comparação foi realizada com a versão “sombra” desenvolvida no âmbito do projeto, a qual é equivalente à versão 6.2, conforme registrado na Consulta Tomada de Subsídio ANEEL nº 022/2024. Quanto ao uso do despacho, optamos por comparar com o cenário Nacional, pois entendemos que o despacho Regional se afasta ainda mais de condições reais de operação.

Os autores não evidenciaram as premissas adotadas nas simulações com a versão vigente. Mudanças nas premissas poderiam mudar as constatações comparativas?

As premissas principais foram apresentadas na Tabela 1 e no primeiro parágrafo do estudo de caso. Uma premissa não explorada no artigo, mas que poderia influenciar os resultados, é o fator de rampa utilizado. Entretanto, esse fator é comum às Alternativas 1 e 2. O projeto de P&D dedicou uma seção à análise de diferentes fatores de rampa, que poderiam emular alguns efeitos de sinal locacional. Contudo, trata-se de um parâmetro arbitrário e sem embasamento físico, diferentemente de um cenário alternativo de despacho.

Os autores citam a justiça distributiva na alocação das tarifas de uso. Qual foi a heurística utilizada para se obter esta conclusão?

A justiça distributiva refere-se ao princípio de cobrar mais de quem mais onera o sistema. Na Alternativa 3, esse critério foi operacionalizado por meio do cálculo da contribuição marginal incremental de cada agente ao custo total da transmissão, considerando todas as ordens possíveis de entrada. O resultado é uma alocação proporcional ao uso efetivo da rede, promovendo maior equidade entre os usuários. Ainda assim, a metodologia permanece dependente do cenário de despacho. No contexto do artigo, a justiça distributiva foi evidenciada pelo uso da Teoria dos Jogos Cooperativos, em comparação com os demais métodos. Ressalte-se que não foi definida uma heurística para cálculo, uma vez que essa avaliação depende de escolhas institucionais, como critérios de expansão e cenários de despacho que demandam reforços distintos em diferentes momentos.

4.0 – Constatações

A relação entre o crescimento dos recursos inflexíveis e a demanda por flexibilidade traz a necessidade de adaptação do setor elétrico brasileiro para um novo contexto com foco em descarbonização e segurança de suprimento.

A relação entre o crescimento dos recursos inflexíveis e a demanda por flexibilidade traz a necessidade de adaptação do setor elétrico brasileiro para um novo contexto com foco em descarbonização e segurança de suprimento.

A flexibilidade operativa é uma questão central para o SIN e possui desafios em todas as esferas, seja, planejamento, operação, comercialização, regulação.

A flexibilidade operativa é uma questão central para o SIN e possui desafios em todas as esferas, seja, planejamento, operação, comercialização, regulação. O acesso de grandes cargas requer o aprimoramento de aspectos técnicos e regulatórios da conexão. Vislumbra-se a possibilidade de que essas grandes cargas possam contribuir para a solução de problemáticas já existentes.

O acesso de grandes cargas requer o aprimoramento de aspectos técnicos e regulatórios da conexão. Vislumbra-se a possibilidade de que essas grandes cargas possam contribuir para a solução de problemáticas já existentes.

Aspectos ambientais e climáticos tornam-se cada vez mais relevantes no planejamento dos sistemas elétricos, envolvendo tanto a preparação para os eventos quanto a mitigação na emissão de GEE.

Aspectos ambientais e climáticos tornam-se cada vez mais relevantes no planejamento dos sistemas elétricos, envolvendo tanto a preparação para os eventos quanto a mitigação na emissão de GEE.

Conclui-se pela relevância da busca por metodologias para diagnóstico e soluções de expansão de rede que tragam maior eficiência para fazer frente ao aumento integração de renováveis. Questão que se relaciona com um dos principais desafios atuais do setor, que é o curtailment de geração renovável.

Conclui-se pela relevância da busca por metodologias para diagnóstico e soluções de expansão de rede que tragam maior eficiência para fazer frente ao aumento integração de renováveis. Questão que se relaciona com um dos principais desafios atuais do setor, que é o curtailment de geração renovável.

O desenvolvimento tecnológico tem possibilitado novos modelos de negócio tanto nas infraestruturas elétrica e de gás natural como na produção de energia.

O desenvolvimento tecnológico tem possibilitado novos modelos de negócio tanto nas infraestruturas elétrica e de gás natural como na produção de energia.

Os estudos de planejamento da expansão da transmissão em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental requerem análises multidisciplinares abrangentes de modo a cobrir os diversos aspectos da expansão e as especificidades locais.

Os estudos de planejamento da expansão da transmissão em áreas sensíveis do ponto de vista socioambiental requerem análises multidisciplinares abrangentes de modo a cobrir os diversos aspectos da expansão e as especificidades locais.

A utilização de novas tecnologias de transmissão, como cabos especiais e dispositivos FACTs, se mostra como alternativa promissora para solucionar os desafios da expansão da transmissão.

A utilização de novas tecnologias de transmissão, como cabos especiais e dispositivos FACTs, se mostra como alternativa promissora para solucionar os desafios da expansão da transmissão.

As novas características do parque gerador exigem maior assertividade na previsão de recursos para operação e na estimativa da contribuição para o sistema no médio e longo prazo.

As novas características do parque gerador exigem maior assertividade na previsão de recursos para operação e na estimativa da contribuição para o sistema no médio e longo prazo.

As ferramentas de gestão de ativos tem ganhado grande relevância no setor e se mostram essenciais para os processos de planejamento, operação, e programação de manutenções e intervenções nos sistemas elétricos de potência.

As ferramentas de gestão de ativos tem ganhado grande relevância no setor e se mostram essenciais para os processos de planejamento, operação, e programação de manutenções e intervenções nos sistemas elétricos de potência.

A intensificação da sinalização locacional das tarifas de uso do sistema de transmissão requer uma discussão setorial visando aprimorar questões metodológicas, regulatórias e de alocação de custos.

A intensificação da sinalização locacional das tarifas de uso do sistema de transmissão requer uma discussão setorial visando aprimorar questões metodológicas, regulatórias e de alocação de custos.

A adaptação da forma de representação e previsão da carga tem crescido em importância frente às mudanças climáticas.

A adaptação da forma de representação e previsão da carga tem crescido em importância frente às mudanças climáticas.