

Operação de Sistemas Elétricos

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Adel Mendonça Souza de Oliveira

Luiz Guilherme Barbosa Marzano, Adel Mendonça Souza de Oliveira, Paulo Max Maciel Portugal, Renan Pinto Fernandes

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

No GOP foram apresentados os desafios para o planejamento da operação e para a atuação no tempo real do Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco significativo na integração crescente de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e solar.

Várias análises abordam a mitigação do curtailment e a necessidade de maior flexibilidade dos recursos despacháveis, especialmente hidrelétricas, com estudos sobre a operação de reservatórios, previsões hidrológicas enviesadas e otimização de unidades geradoras (UGs).

Com relação às inovações tecnológicas e digitalização abordadas nos artigos são destacados os seguintes pontos:

O uso de aprendizado de máquina (ML) e Inteligência Artificial (IA) para manutenção preditiva;

A otimização de sistemas de armazenamento por baterias (BESS);

Melhoria dos sistemas de comunicação e monitoramento da rede.

Com mais detalhes, os trabalhos aprovados no GOP podem ser qualificados em doze grupos conforme descritos a seguir:

Otimização e Acurácia de Modelos de Planejamento:

Desenvolvimento de técnicas para reduzir a complexidade computacional do modelo DESSEM, aplicando o conceito de quebra de simetria em unidades térmicas idênticas e desenvolvendo desigualdades válidas para o problema de Unit Commitment Térmico (UCT), apresentando grande redução nos tempos de cálculo, resultando em ganho computacional significativos..

Proposição de uma metodologia que restringe a janela de construção da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA) com base em restrições operativas (volume, vazão, vertimento), visando aumentar a precisão da FPHA e reduzir o esforço computacional do DESSEM, DECOMP e NEWAVE.

Análise detalhada do impacto da inclusão de restrições de Unit Commitment Hidráulico (UCH) no modelo DESSEM, constatando que impõem pontos de operação mais factíveis e que as diferenças nos perfis operativos aumentam com a maior variação da carga líquida (efeito “curva do pato”).

Previsão e Tratamento de Incertezas Hidrológicas:

Criação de um framework metodológico utilizando o método bayesiano Cota-Período-Descarga (SPD) e um modelo de propagação vazão-vazão para gerar previsões de vazões afluentes em curtíssimo prazo, em tempo real, fornecendo bandas de incerteza úteis à tomada de decisão na operação de reservatórios.

Estudo do viés otimista nas previsões de Energia Natural Afluyente (ENA) (modelo PARp-A) e aplicação de um método de correção de viés, que demonstrou a capacidade de aumentar o nível de armazenamento esperado de longo prazo e reduzir a volatilidade dos Custos Marginais de Operação (CMO).

Tecnologias de Armazenamento e Flexibilidade:

Desenvolvimento de uma metodologia inovadora (implementada em Python) para o dimensionamento e operação ótima de BESS (Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias) integrados a fontes renováveis intermitentes, utilizando métricas econômicas (VPL, ROI, LCOE) e um simulador baseado em árvore de decisão que considera a degradação das baterias.

Utilização do software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) para simular a integração de baterias no sistema, indicando redução significativa dos custos operativos e aumento da flexibilidade e resiliência da rede.

Otimização de Manutenção e Operação de Ativos:

Desenvolvimento de uma metodologia para detecção de falhas incipientes em aerogeradores, utilizando a combinação de doze modelos de detecção de anomalias baseados em dados de vibração e segmentação por contextos de potência ativa (técnica que isola a variabilidade operacional). A técnica permitiu detectar anomalias com 90 dias de antecedência.

Aplicação de técnicas de multithread para otimizar a extração de grandes massas de dados operacionais SCADA de aerogeradores via API, crucial para o treinamento rápido de modelos de Machine Learning .

Compartilhamento de Experiências e Destaques Operacionais Relevantes

Digitalização e Automação da Operação:

Criação e consolidação das ferramentas SINapse (plataforma de comunicação digital em tempo real) e GERDIN (apoio à gestão de geração renovável intermitente e automação de cálculos de corte), resultando em ganhos operacionais significativos, rastreabilidade e maior integração dos sistemas.

Automação da supervisão e qualidade dos dados SCADA de transformadores utilizando análise estatística e automação, transformando processamentos manuais e demorados em análises quase instantâneas, elevando o padrão de conformidade e qualidade.

Desenvolvimento de uma prova de conceito para acesso ao sistema de supervisão e controle do Centro de Operação (COT) em dispositivos móveis (tablets) para equipes de campo (ISA ENERGIA), utilizando virtualização de desktops e interface web .

Serviços Ancilares e Flexibilização:

Análise técnico-econômica de 33 unidades geradoras (UGs) para possibilidade de conversão em Compensadores Síncronos (CS), conforme ANEEL RN nº 1.030/2022, resultando na aptidão de 28 UGs e concretização da conversão em usinas importantes (e.g., Xingó, Jaguará). Os benefícios incluiriam a melhoria da estabilidade e o aumento da inércia do SIN, de grande importância para o cenário atual de penetração de IBRs no SIN.

Realização de simulações eletromecânicas, realizadas em conjunto por ONS e EPE, para analisar a flexibilização dos critérios de segurança (N-1 e N-2) para os limites das interligações N/NE e SE/CO em cenários de severa restrição hídrica, visando maximizar a transferência de energia.

Integração de Novas Tecnologias e Infraestrutura:

Proposta e avaliação econômica do uso de Transformadores de Potencial com Aplicação de Potência (TPAP) em derivações (tapes) de linhas de transmissão próximas para interligar áreas isoladas na região amazônica. Esta solução de microssubestação de menor custo e impacto ambiental é apresentada como alternativa sustentável e fomentador de desenvolvimento regional.

Desenvolvimento de um Sistema Especial de Proteção (SEP) para o tronco 345 kV Adrianópolis – Rio Novo do Sul, crucial para identificar e eliminar sobrecargas inadmissíveis e prevenir instabilidade dinâmica, garantindo a operação segura frente à crescente integração de empreendimentos.

Sucesso na utilização de computação em nuvem (AWS) para o processamento em tempo real da região de segurança do SIN, demonstrando ganhos em resiliência,

escalabilidade e capacidade de processamento em comparação com metodologias tradicionais.

Robustez Operacional e Otimização Interna:

Demonstração da alta eficiência e robustez operacional da UHE Jirau no processo de autorrestabelecimento, sincronizando 24 unidades geradoras em apenas 57 minutos após um desligamento completo.

Otimização do cálculo de expurgos hídricos automáticos na UHE Jirau, utilizando PL/SQL para substituir planilhas manuais, melhorando a qualidade e excelência operacional na apuração de indisponibilidades.

Compartilhamento de assuntos que Requererão Especial Atenção nos Próximos Anos para a robustez operacional dos sistemas elétricos.

Discussões a cerca dos desafios do futuro imediato, centrados na necessidade de maior flexibilidade do sistema, na adequação regulatória à complexidade crescente e na mitigação dos riscos climáticos e operacionais.

Necessidade Crítica de Flexibilidade e Armazenamento:

A preservação da confiabilidade e eficiência do SIN exigirá a valorização da flexibilidade, a revisão de critérios regulatórios e o incentivo a soluções de modernização e armazenamento.

Mitigação do risco de sobreoferta e da intensificação das rampas de carga devido à penetração crescente de fontes renováveis variáveis.

Aprimoramento das estratégias de mitigação do curtailment (constrained-off), que se tornou um evento sistêmico em cenários de baixa demanda e alta oferta renovável, e que se intensificou após o blecaute de agosto de 2023.

Impacto de Novas Grandes Cargas e Regulação:

Avaliação técnica detalhada sobre o impacto da entrada em operação dos grandes projetos de produção de Hidrogênio de baixo carbono (H2V), especialmente no Nordeste, que podem representar cerca de 80% da carga total da região em 2030, exigindo análise de tensão, atendimento eletroenergético e o impacto nos intercâmbios entre subsistemas.

Melhorias regulatórias para resolver o descasamento entre o arcabouço regulatório da transmissão (normativos de 2004 e 2018) e as necessidades de operação de uma rede cada vez mais complexa e compartilhada por múltiplos agentes.

Gestão de Riscos Climáticos e Operacionais:

Monitoramento e detecção em tempo próximo ao real de queimadas, que são uma das principais causas de desligamentos na Rede Básica e aceleram a degradação de isoladores, exigindo a exploração de tecnologias como sensores e soluções satelitais.

Constante avaliação e articulação institucional (ONS, agentes, órgãos gestores) para flexibilizar condicionantes operativos hidráulicos relativos a requisitos socioambientais, especialmente em situações de escassez hídrica, para evitar o deplecionamento acentuado de reservatórios.

Redução da elevada frequência de falhas humanas e ocorrências em sistemas de supervisão e controle, o que exige a revisão de procedimentos, a capacitação contínua de operadores e o ajuste das lógicas de proteção do sistema.

Avanço em Modelagem e Integração de Renováveis:

Implementação do Projeto Piloto de Programação Determinativa para definir a geração das renováveis na fase de programação (PDO), buscando maior previsibilidade e controle.

Continuidade dos estudos para incorporar a variabilidade horária das fontes renováveis de forma mais precisa nos modelos de planejamento de curto e médio prazos, sem depender da subdivisão explícita em etapas horárias.

Garantir a qualidade dos dados e os cenários mais impactantes para cada razão de restrição válida para o constrained-off, incluindo o impacto da ausência ou falha de dados meteorológicos em tempo real.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

No GOP foram apresentados os desafios para o planejamento da operação e para a atuação no tempo real do Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco significativo na integração crescente de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e solar.

Várias análises abordam a mitigação do curtailment e a necessidade de maior flexibilidade dos recursos despacháveis, especialmente hidrelétricas, com estudos sobre a operação de reservatórios, previsões hidrológicas enviesadas e otimização de unidades geradoras (UGs).

Com relação às inovações tecnológicas e digitalização abordadas nos artigos são destacados os seguintes pontos:

O uso de aprendizado de máquina (ML) e Inteligência Artificial (IA) para manutenção preditiva;

A otimização de sistemas de armazenamento por baterias (BESS);

Melhoria dos sistemas de comunicação e monitoramento da rede.

Com mais detalhes, os trabalhos aprovados no GOP podem ser qualificados em doze grupos conforme descritos a seguir:

Otimização e Acurácia de Modelos de Planejamento:

Desenvolvimento de técnicas para reduzir a complexidade computacional do modelo DESSEM, aplicando o conceito de quebra de simetria em unidades térmicas idênticas e desenvolvendo desigualdades válidas para o problema de Unit Commitment Térmico (UCT), apresentando grande redução nos tempos de cálculo, resultando em ganho computacional significativos..

Proposição de uma metodologia que restringe a janela de construção da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA) com base em restrições operativas (volume, vazão, vertimento), visando aumentar a precisão da FPHA e reduzir o esforço computacional do DESSEM, DECOMP e NEWAVE.

Análise detalhada do impacto da inclusão de restrições de Unit Commitment Hidráulico (UCH) no modelo DESSEM, constatando que impõem pontos de operação mais factíveis e que as diferenças nos perfis operativos aumentam com a maior variação da carga líquida (efeito “curva do pato”).

Previsão e Tratamento de Incertezas Hidrológicas:

Criação de um framework metodológico utilizando o método bayesiano Cota-Período-Descarga (SPD) e um modelo de propagação vazão-vazão para gerar previsões de vazões afluentes em curtíssimo prazo, em tempo real, fornecendo bandas de incerteza úteis à tomada de decisão na operação de reservatórios.

Estudo do viés otimista nas previsões de Energia Natural Afluente (ENA) (modelo PARp-A) e aplicação de um método de correção de viés, que demonstrou a capacidade de aumentar o nível de armazenamento esperado de longo prazo e reduzir a volatilidade dos Custos Marginais de Operação (CMO).

Tecnologias de Armazenamento e Flexibilidade:

Desenvolvimento de uma metodologia inovadora (implementada em Python) para o dimensionamento e operação ótima de BESS (Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias) integrados a fontes renováveis intermitentes, utilizando métricas econômicas (VPL, ROI, LCOE) e um simulador baseado em árvore de decisão que considera a degradação das baterias.

Utilização do software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) para simular a integração de baterias no sistema, indicando redução significativa dos custos operativos e aumento da flexibilidade e resiliência da rede.

Otimização de Manutenção e Operação de Ativos:

Desenvolvimento de uma metodologia para detecção de falhas incipientes em aerogeradores, utilizando a combinação de doze modelos de detecção de anomalias baseados em dados de vibração e segmentação por contextos de potência ativa (técnica que isola a variabilidade operacional). A técnica permitiu detectar anomalias com 90 dias de antecedência.

Aplicação de técnicas de multithread para otimizar a extração de grandes massas de dados operacionais SCADA de aerogeradores via API, crucial para o treinamento rápido de modelos de Machine Learning .

Compartilhamento de Experiências e Destaques Operacionais Relevantes

Digitalização e Automação da Operação:

Criação e consolidação das ferramentas SINapse (plataforma de comunicação digital em tempo real) e GERDIN (apoio à gestão de geração renovável intermitente e automação de cálculos de corte), resultando em ganhos operacionais significativos, rastreabilidade e maior integração dos sistemas.

Automação da supervisão e qualidade dos dados SCADA de transformadores utilizando análise estatística e automação, transformando processamentos manuais e demorados em análises quase instantâneas, elevando o padrão de conformidade e qualidade.

Desenvolvimento de uma prova de conceito para acesso ao sistema de supervisão e controle do Centro de Operação (COT) em dispositivos móveis (tablets) para equipes de campo (ISA ENERGIA), utilizando virtualização de desktops e interface web .

Serviços Ancilares e Flexibilização:

Análise técnico-econômica de 33 unidades geradoras (UGs) para possibilidade de conversão em Compensadores Síncronos (CS), conforme ANEEL RN nº 1.030/2022, resultando na aptidão de 28 UGs e concretização da conversão em usinas importantes (e.g., Xingó, Jaguará). Os benefícios incluiriam a melhoria da estabilidade e o aumento da inércia do SIN, de grande importância para o cenário atual de penetração de IBRs no SIN.

Realização de simulações eletromecânicas, realizadas em conjunto por ONS e EPE, para analisar a flexibilização dos critérios de segurança (N-1 e N-2) para os

limites das interligações N/NE e SE/CO em cenários de severa restrição hídrica, visando maximizar a transferência de energia.

Integração de Novas Tecnologias e Infraestrutura:

Proposta e avaliação econômica do uso de Transformadores de Potencial com Aplicação de Potência (TPAP) em derivações (tapes) de linhas de transmissão próximas para interligar áreas isoladas na região amazônica. Esta solução de microssubestação de menor custo e impacto ambiental é apresentada como alternativa sustentável e fomentador de desenvolvimento regional.

Desenvolvimento de um Sistema Especial de Proteção (SEP) para o tronco 345 kV Adrianópolis – Rio Novo do Sul, crucial para identificar e eliminar sobrecargas inadmissíveis e prevenir instabilidade dinâmica, garantindo a operação segura frente à crescente integração de empreendimentos.

Sucesso na utilização de computação em nuvem (AWS) para o processamento em tempo real da região de segurança do SIN, demonstrando ganhos em resiliência, escalabilidade e capacidade de processamento em comparação com metodologias tradicionais.

Robustez Operacional e Otimização Interna:

Demonstração da alta eficiência e robustez operacional da UHE Jirau no processo de autorrestabelecimento, sincronizando 24 unidades geradoras em apenas 57 minutos após um desligamento completo.

Otimização do cálculo de expurgos hídricos automáticos na UHE Jirau, utilizando PL/SQL para substituir planilhas manuais, melhorando a qualidade e excelência operacional na apuração de indisponibilidades.

Compartilhamento de assuntos que Requererão Especial Atenção nos Próximos Anos para a robustez operacional dos sistemas elétricos.

Discussões a cerca dos desafios do futuro imediato, centrados na necessidade de maior flexibilidade do sistema, na adequação regulatória à complexidade crescente e na mitigação dos riscos climáticos e operacionais.

Necessidade Crítica de Flexibilidade e Armazenamento:

A preservação da confiabilidade e eficiência do SIN exigirá a valorização da flexibilidade, a revisão de critérios regulatórios e o incentivo a soluções de modernização e armazenamento.

Mitigação do risco de sobreoferta e da intensificação das rampas de carga devido à penetração crescente de fontes renováveis variáveis.

Aprimoramento das estratégias de mitigação do curtailment (constrained-off), que se tornou um evento sistêmico em cenários de baixa demanda e alta oferta renovável, e que se intensificou após o blecaute de agosto de 2023.

Impacto de Novas Grandes Cargas e Regulação:

Avaliação técnica detalhada sobre o impacto da entrada em operação dos grandes projetos de produção de Hidrogênio de baixo carbono (H2V), especialmente no Nordeste, que podem representar cerca de 80% da carga total da região em 2030, exigindo análise de tensão, atendimento eletroenergético e o impacto nos intercâmbios entre subsistemas.

Melhorias regulatórias para resolver o descasamento entre o arcabouço regulatório da transmissão (normativos de 2004 e 2018) e as necessidades de operação de uma rede cada vez mais complexa e compartilhada por múltiplos agentes.

Gestão de Riscos Climáticos e Operacionais:

Monitoramento e detecção em tempo próximo ao real de queimadas, que são uma das principais causas de desligamentos na Rede Básica e aceleram a degradação de isoladores, exigindo a exploração de tecnologias como sensores e soluções satelitais.

Constante avaliação e articulação institucional (ONS, agentes, órgãos gestores) para flexibilizar condicionantes operativos hidráulicos relativos a requisitos socioambientais, especialmente em situações de escassez hídrica, para evitar o deplecionamento acentuado de reservatórios.

Redução da elevada frequência de falhas humanas e ocorrências em sistemas de supervisão e controle, o que exige a revisão de procedimentos, a capacitação contínua de operadores e o ajuste das lógicas de proteção do sistema.

Avanço em Modelagem e Integração de Renováveis:

Implementação do Projeto Piloto de Programação Determinativa para definir a geração das renováveis na fase de programação (PDO), buscando maior previsibilidade e controle.

Continuidade dos estudos para incorporar a variabilidade horária das fontes renováveis de forma mais precisa nos modelos de planejamento de curto e médio

prazos, sem depender da subdivisão explícita em etapas horárias.

Garantir a qualidade dos dados e os cenários mais impactantes para cada razão de restrição válida para o constrained-off, incluindo o impacto da ausência ou falha de dados meteorológicos em tempo real.

2.1 - Utilização de sistemas informatizados nas seguintes funções - 7

2.2 - Operação dos sistemas de potência em condições normais e em contingências - 10

2.3 - Operação em ambiente competitivo - 3

2.4 - Planejamento e programação da operação - 12

2.5 - Disponibilidade de ativos e penalidades - 3

2.6 - Resumo Transferido - 2

- Análise de Correlação entre Eventos de Curtailment e Despachos de Geradores do Sistema Interligado Nacional
- Aplicação da abordagem de Engenharia Guiada por Modelo no desenvolvimento do Controle Automático de Geração da usina de Itaipu
- NOVOS RISCOS OBSERVADOS PARA A OPERAÇÃO E A MANUTENÇÃO DE INSTALAÇÕES TRANSFERIDAS DE USUÁRIOS (GERADORES E CONSUMIDORES) DA REDE BÁSICA, ORIUNDAS DE SECCIONAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE REGULATÓRIA, IMPACTOS E MEDIDAS MITIGADORAS, CONSIDERANDO AS DELIBERAÇÕES DA ANEEL PARA O ÚLTIMO CICLO TARIFÁRIO
- Automação da Concessão de Expurgos Hídricos na Apuração de Mudança de Estados Operativos na UHE Jirau.
- Aspectos da Apuração da Transmissão em Instalações Compartilhadas no Sistema Interligado Nacional.
- Cálculo da Disponibilidade de Potência Hidráulica para Avaliação de Atendimento aos Requisitos de Potência
- Desenvolvimento de Roteiros Operacionais para Subestações Utilizando Inteligência Artificial Generativa
- Estratégias de Otimização Combinatória para a Eficiência Computacional do Problema de Unit Commitment Térmico do modelo DESSEM
- Programação Diária da Operação da Usina Hidrelétrica Jirau
- Programação Determinativa de Usinas Renováveis no contexto da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro
- Análise dos impactos operativos de restrições hidráulicas associadas a condicionantes ambientais nas usinas de múltiplas bacias nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN)
- Efeitos do Viés Otimista nas Projeções de Energia Natural Afluente no Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro
- Quantificação de incertezas para auxiliar na tomada de decisão operativa de reservatórios hidrelétricos: desenvolvimento de um modelo de previsão baseado em curvas-chave probabilísticas traçadas por meio de inferência bayesiana
- Análise do impacto da inserção de restrições de unidades geradoras hidráulicas na programação diária da operação do Sistema Interligado Nacional.

- INTEGRAÇÃO DA DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS EM DOIS ESTÁGIOS E PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL PARA O PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO-EÓLICO COM FUNÇÕES DE CUSTO INTRA-ESTÁGIO
- Explorando Micro Subestações para Regiões Isoladas Próximas a Linhas de Transmissão
- Consideração de restrições operativas elétricas e hidráulicas na representação da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada utilizada no planejamento da operação do SIN
- Otimização de Sistemas Híbridos com Armazenamento por Baterias: Uma Abordagem Econômica e Financeira
- Análise do atendimento eletroenergético as Plantas de H2V de grande porte no NE através dos casos de Acesso e Referência do ONS (PAR-PEL 25-29) no horizonte 2029/2030.
- Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional para Controle de Tensão: Análises e Recomendações Técnicas para Usinas Hidrelétricas
- Computação em nuvem para Processamento de Região de Segurança em Tempo Real do Sistema Interligado Nacional (SIN)
- Os impactos das queimadas na operação da ISA ENERGIA e tecnologias disponíveis no mercado para detecção em tempo próximo ao real
- Desafios da operação das fontes renováveis intermitentes: Análise internacional dos cortes de geração e casos reais da operação do Sistema Interligado Nacional
- Flexibilidade operativa na visão do ONS: dificuldades atuais e necessidades futuras frente à alta penetração de geração renovável intermitente
- Estudo de caso para validação metodológica de valoração dos atributos de flexibilidade, confiabilidade e resiliência em um sistema de pequeno porte
- Desafios na operação do Tronco 345 kV Adrianópolis – Rio Novo Do Sul e o impacto no atendimento à carga dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo
- Desbloqueio Assíncrono do Bipolo 01 a partir do Processo de autorestabelecimento da UHE Jirau após a Contingência de 17/07/2024
- Matriz de Riscos e Flexibilização dos Limites da Interligação N/NE/SECO para Atendimento da Ponta de Carga em Cenários de Restrição Hídrica no SIN
- Apuração e análise evolutiva das restrições de geração eólica e fotovoltaica no SIN: a visão do Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Estudo estatístico dos Relatórios de Análise de Ocorrência elaborados pelo ONS: principais causas e pontos de atenção
- PREVISÃO DE CARGA E DESPACHO ECONÔMICO DE UMA MICRORREDE ISOLADA POR MEIO DE REDES NEURAIS E PROGRAMAÇÃO LINEAR
- Estratégias de Combinação Não-Supervisionadas para Detecção Contextual de Anomalias em Aerogeradores
- Estratégias para a extração e preparação de grande massa de dados para Power Performance Assessment
- Aplicação do aplicativo ACERTA na certificação de colaboradores da ARGO
- Utilização de sistema SCADA em dispositivos móveis como um apoio à tomada de decisão em tempo real
- SINapse e GERDIN: Inovação na Comunicação e Gestão de Fontes Renováveis no Sistema Interligado Nacional
- Automação e Análise Estatística na Supervisão do SIN

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - PREVISÃO DE CARGA E DESPACHO ECONÔMICO DE UMA MICRORREDE ISOLADA POR MEIO DE REDES NEURAIS E PROGRAMAÇÃO LINEAR

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria

Autor(es) - Tiago Pitol Mroginski, Caison Rodrigues Ramos, Igor Luiz Dal Forno, Ghendy Cardoso Jr, Gustavo Marchesan, Jean Pereira Rossini

Resumo

As microrredes possuem papel crucial no acesso à eletricidade em comunidades isoladas, podem assegurar o fornecimento de energia estável, de qualidade, e melhorar a qualidade de vida destes usuários. A previsão precisa da carga resulta em redução de custos operacionais e na maior confiabilidade do sistema elétrico, auxiliando na quantidade de energia que deve ser gerada a cada hora ao longo dos dias. Com base nisso, este artigo apresenta um modelo computacional para a operação do despacho econômico das fontes em uma microrrede isolada a partir da utilização da previsão de carga feita com o auxílio de redes neurais recorrentes e programação linear. A topologia da microrrede empregada conta com geração de uma fonte fotovoltaica e uma eólica, além de sistemas de armazenamento baseados em baterias e hidrogênio. Os algoritmos foram implementados em Python, e o resultado da previsão de carga teve alta assertividade, garantindo a confiabilidade do despacho econômico.

Perguntas e Respostas

Vocês usaram dados de uma microrrede real. A ferramenta utilizada já está sendo utilizada então na operação e planejamento dessa microrrede?

Os dados usados foram pegos de uma localidade cuja instalação beneficiaria os residentes uma vez que o acesso desse lugar a energia elétrica é bem limitado ou inexistente. O trabalho foi feito para estudo para posterior implementação na microrrede que esta em processo de construção na UFSM .

Poderia comentar sobre a escalabilidade da metodologia? Ou seja, caso ela fosse aplicada em outra microrrede, seriam necessários muitos ajustes e alterações ou não?

Para fazer a análise de outra microrrede seria necessário a mudança dos dados climáticos, para o lugar em que queira instalar a microrrede e dos dados de carga de forma a modelar a carga conforme o perfil de uso previsto. Cabe destacar que para a realização da previsão de carga necessita de uma grande quantidade de dados. Dessa forma, para utilizar o algoritmo proposto seria necessário apenas mudar os dados de entrada.

Como mudanças climáticas impactariam no modelo desenvolvido?

Impactaria fortemente nas curvas de geração previstas, pois a microrrede analisada no trabalho possui apenas gerações intermitentes dependendo dela para suprir a carga, carregar as baterias e produzir o hidrogênio. Dessa forma em um ano atípico o sistema poderia não suprir toda a demanda causando a interrupção de seu funcionamento. Necessitando assim que haja um superdimensionamento da microrrede ou um outro meio de geração caso queira evitar a interrupção.

Título - Estratégias de Combinação Não-Supervisionadas para Detecção Contextual de Anomalias em Aerogeradores

Entidade(s) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO, CIENCIA E TECNOLOGIA DE PERNAMBUCO - Paulista, Fundacao Para Inovacoes Tecnologicas Fitec, CPFL ENERGIAS RENOVAVEIS S.A., CPFL Piratininga, Fundação para Inovações Tecnológicas - FITec

Autor(es) - Caio Filipe de Lima Munguba, Samuel Bezerra da Gama Neto, Gustavo de Novaes Pires Leite, Rodrigo Cesar Lira da Silva, Frederico Duarte de Menezes, Alexandre Carlos Araujo da Costa, Olga de Castro Vilela, Leonardo José de Petribú Brennand, JOSÉ VAILSON DOS SANTOS JÚNIOR, Fabrício Cristófani, Edgar Lessa Venancio, Isabela Niedo Marchiori, Jefferson Silva Barbosa, Giovanni Moura de Holanda

Resumo

Aerogeradores operam em ambientes complexos, diversos e adversos, exigindo estratégias de manutenção inteligentes para garantir a confiabilidade operacional e a disponibilidade destes ativos. O presente trabalho objetiva desenvolver uma metodologia para a detecção de falhas incipientes em componentes críticos, minimizando o tempo de inatividade (downtime) e os custos de manutenção. Neste sentido, a presente contribuição utiliza a combinação de modelos de detecção de anomalias a partir de dados vibração, de modo a elevar a capacidade de detecção sem a necessidade de conjuntos de dados rotulados. Para isso, os sinais de vibração são coletados por meio de um Sistema de Monitoramento da Condição (CMS) e são processados e segmentados em contextos baseados na potência ativa. A aplicação dos contextos como parte da metodologia proposta neste trabalho objetiva aumentar a visibilidade das anomalias, visto que esta técnica é capaz de isolar a variabilidade operacional. Esta aplicação integra doze modelos de detecção de anomalia, os quais são unidos, posteriormente, através de doze estratégias de ensemble de categorias distintas. E então, todos os modelos e ensembles foram avaliados com base nos limites de vibração da ISO 20816-21 para geração de pseudo-rótulos, calculando métricas como ROC-AUC e especificidade. Os resultados demonstram que por meio das combinações foi possível detectar uma anomalia com aproximadamente 90 dias entre os alertas de detecção e os registros do relatório de manutenção. E que além disso, observou-se uma redução dos erros de classificação.

Perguntas e Respostas

A técnica adotada é específica para um tipo de aerogerador ou pode ser implantada em qualquer tipo?

A técnica adotada se baseia fortemente em dados de acelerômetros de componentes rotativos. Esses dados foram obtidos através do Sistema de Monitoramento de Condição - CMS. Portanto, o único critério é que se faz necessário que o aerogerador o tenha para que seja possível aplicar o pipeline, independentemente do fabricante ou da tecnologia do drivetrain.

Há perspectiva dessa ferramenta de detecção de anomalias em aerogeradores ser implantada em alguma planta eólica?

Essa ferramenta é parte de um conjunto de iniciativas cujos desdobramentos estão e serão aplicados a plantas eólicas reais.

Essa metodologia permite uma manutenção preditiva, mas ainda deve ser mantida a preventiva para o caso em questão?

Essa metodologia permite a detecção de anomalias de funcionamento com semanas e até meses de antecedência e pode ser aplicada a pipelines e sistemas de planejamento de manutenção preditiva. Todavia, o método proposto não é aplicável a todos os componentes da turbina, e nesse caso, se faz necessário distinguir o seguinte: A manutenção preditiva informa quando uma intervenção é necessária devido a um desgaste anormal detectado, nesse caso, componentes rotativos. Mas a manutenção preventiva garante que as tarefas de rotina, que previnem uma vasta gama de outros problemas, sejam executadas em intervalos regulares garantindo o funcionamento correto do equipamento. Portanto, a tecnologia proposta é uma abordagem inteligente que rastreia o aparecimento de falhas, inibindo seu desenvolvimento e evitando prejuízos por quebra ou danos irreparáveis aos quais se aplica a manutenção corretiva.

Título - Estratégias para a extração e preparação de grande massa de dados para Power Performance Assessment

Entidade(s) - Fundação para Inovações Tecnológicas - FITec, Fundação Para Inovações Tecnológicas Fitec, UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, CPFL Piratininga, CPFL ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A.

Autor(es) - Cristina Yurika Konatu Obata Adorni, Alexandre de Albuquerque, Fabrício Cristófani, Eduardo Castilho De Souza Silva, Denis Henrique Guedes de Oliveira, Giovanni Moura de Holanda, Leonardo José de Petribú Brennand, Gustavo de Novaes Pires Leite, Alexandre Carlos Araujo da Costa, Olga de Castro Vilela, Isabela Niedo Marchiori, Edgar Lessa Venancio

Resumo

A extração de grande massa de dados é uma realidade e necessidade para o treinamento dos modelos de Machine Learning (ML) e, quando se trata de dados operacionais do sistema SCADA de aerogeradores, alguns procedimentos específicos são fundamentais. Normalmente, o volume de dados é elevado e requer a definição de uma estratégia para viabilizar sua extração, sobretudo em termos de tempo necessário para descarga dos dados, o que ganha importância quando os prazos para treinamento inicial dos modelos são significativamente curtos. Outro desafio, e bastante relevante, diz respeito a como organizar adequadamente esses dados, onde armazená-los de forma segura e acessível, bem como tratar da higienização desses dados. Quando há necessidade de descarregar esses dados via API, o uso de técnicas como multithread é uma das soluções para reduzir o tempo de extração, sendo a sua parametrização determinante para se obter resultados otimizados e eficazes, bem como a escolha da melhor forma de agregação dos dados. Essas técnicas foram alternativas avaliadas para descarregar séries históricas de dados observacionais de aerogeradores que vinham sendo coletados, via SCADA, durante um longo período, e cujo processo de implementação, parametrização e execução das descargas requeridas apresenta-se neste trabalho. As técnicas e desenvolvimentos aqui apresentados são objeto do projeto CPFL.APE (conduzido no âmbito do Programa de PD&I da Aneel), cujo principal produto é uma inovadora ferramenta computacional automática para Power Performance Assessment e auxílio à tomada de decisão na operação e manutenção

de aerogeradores em tempo real, com base em estratégias de manutenção preditiva.

Perguntas e Respostas

Quais os dados utilizados?

Dados de SCADA referentes ao funcionamento de aerogeradores.

Poderia dar um exemplo de aplicação que utiliza esses dados preparados?

No projeto, os dados preparados estão sendo usados com fonte de dados para modelos de Machine Learning de detecção e diagnóstico de falhas em aerogeradores.

Poderia comentar sobre escalabilidade das técnicas apresentadas, ou seja, como vocês imaginam que o aumento do número de aerogeradores avaliados poderia impactar no tempo de coleta de dados? E se as técnicas atuais precisariam de novos ajustes ou não.

No caso de aumento no número de aerogeradores, o tempo médio de coleta por variável permitiria um cálculo prévio do tempo de coleta de dados, mas sim, impactaria no aumento do tempo de coleta. Um exemplo de ajuste feito foi no período de coleta, de um mês para um dia, a fim de utilizar a técnica de multithread também na coleta de dados para a inferência dos modelos, em regime de operação.

Título - Aplicação do aplicativo ACERTA na certificação de colaboradores da ARGO

Entidade(s) - ARGO TRANSMISSAO DE ENERGIA SA

Autor(es) - Alexandre Gerber Choupina Latorre, Emerson Adolfo Santolin, Danilo Aparecido Barbosa Silva

Resumo

Neste informe técnico apresentamos o aplicativo ACERTA no processo de Certificação de 1ª Parte de Operadores e Mantenedores que irão realizar a operação dos ativos (funções transmissão, equipamentos, sistemas e subestações) sob responsabilidade da ARGO Energia Empreendimentos e Participações S.A., com intuito de atestar a competência dos operadores e mantenedores do sistema e de instalações da Rede Operação, demonstrando que estes estão habilitados para o desempenho de suas funções, através da habilitação técnica e de competência de saúde física e mental, atendendo a rotina operacional "RO-MP.BR.04" (Certificação de 1ª parte de Operadores de Sistema e de Instalações) do ONS.

Perguntas e Respostas

A avaliação para a NR-10 também é feita pela empresa ou é contratada uma empresa certificadora da NR-10?

Uma empresa externa realiza o treinamento de NR-10 para emissão do certificado. A área interna da Argo de Saúde e Segurança é responsável pela gestão da validade do NR-10.

O aplicativo faz um check para indicar que o NR-10 está dentro da validade.

A rotina RO-MP.BR.04 dá um prazo de até três anos de validade para a certificação. O que levou a ARGO a adotar o prazo de dois anos?

A certificação é na Argo é realizada anualmente por agrupamento de concessões. (Argo 1, 2 e 3 sendo um bloco e 4, 8 e 9 outro bloco). Dessa forma a cada 2 anos será realizado todo o processo de certificação garantido que o colaborador esteja sempre atualizado

Mesmo ainda não certificados, os operadores mantenedores realizam atividades práticas sob supervisão?

Sim, dentro de até 6 meses que é o tempo que dura o processo de certificação. Durante o processo de certificação o colaborador não pode assumir o papel de RI (responsável pela instalação), devendo realizar apenas atividades supervisionadas.

Título - Utilização de sistema SCADA em dispositivos móveis como um apoio à tomada de decisão em tempo real

Entidade(s) - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Autor(es) - Amanda Catarina Batista, Marcos Bertinotti

Resumo

O monitoramento dos alarmes de uma subestação consiste em uma rotina realizada em ações conjuntas entre o Centro de Operação em tempo real (COT) e as equipes de campo. Com o objetivo de tornar tais ações mais ágeis, esse trabalho descreve uma prova de conceito que viabilizou às equipes de campo acesso ao sistema de supervisão e controle do COT em dispositivos móveis. Trata-se de uma implementação dos conceitos de virtualização de desktops e acesso remoto a sistemas, com uso de interface web. A solução permitiu que os técnicos de campo em localidades selecionadas da ISA ENERGIA BRASIL pudessem visualizar, a partir de um tablet, o sistema de supervisão de seu centro de operação, durante as inspeções periódicas no pátio das subestações. A prova de conceito fez uso da plataforma Rocket Exceed TurboX como mecanismo de virtualização de servidores, além de elaborar uma robusta estratégia de autenticação de usuários para garantir a segurança cibernética.

Perguntas e Respostas

Quais seriam os próximos passos desse sistema? Considera-se a possibilidade do envio de sugestões de operações ou mensagens para a sala de controle?

Para garantir a efetividade e a aderência da solução no ambiente operacional, temos como próximos passos: (1) a capacitação em larga escala das equipes de manutenção e a evolução contínua do sistema SCADA, com base no feedback dos usuários finais; (2) promover sinergia com o outro projeto da companhia, intitulado Projeto Mobilidade, no qual tem sido realizada a capacitação das equipes de manutenção com o uso do tablet, e também agregar no Projeto Mobilidade a ampliação do número de licenças para acesso à plataforma Rocket Exceed TurboX. A prova de conceito em questão não contempla o envio de mensagens para o Centro de Operação. Entretanto, mensagens entre o COT e as equipes de campo são trocadas pelo sistema ZACCX, e essas tratativas podem se tornar mais ágeis com o uso do tablet.

Existe algum tipo de versão offline, para considerar situações em que o sinal de internet do tablet não está disponível?

Por se tratar de uma plataforma hospedada em um servidor web, e devido à necessidade de atender os requisitos de segurança cibernética apresentados no informe técnico, não há possibilidade de acesso à aplicação principal sem conexão com a internet. No entanto, os tablets utilizados permitem a visualização offline de esquemas unifilares e outros dashboards previamente sincronizados, oferecendo suporte básico mesmo em situações de conectividade limitada.

Durante o teste prático da prove de conceito, durante o treinamento em 2024, como foi a reação das equipes envolvidas? Houve algum tipo de resistência e se sim como isso foi tratado?

Como toda mudança, o processo passou por uma etapa inicial de aceitação, marcada por dúvidas e questionamentos sobre o uso da ferramenta. Após os esclarecimentos e demonstração dos recursos disponíveis, as equipes de manutenção passaram a reconhecer os benefícios, especialmente na comunicação com o Centro de Operação, já que as telas e alarmes acessados são os mesmos utilizados na operação em tempo real. De modo geral, os participantes do treinamento avaliaram a solução de modo positivo e afirmaram ser relevante às rotinas de manutenção, e nos reportaram estar na expectativa de que os investimentos em capacitação e recursos sejam aprovados.

Título - SINapse e GERDIN: Inovação na Comunicação e Gestão de Fontes Renováveis no Sistema Interligado Nacional

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - KAIO KOPKO, Raphael Bottino Arcos

Resumo

A crescente inserção de fontes renováveis, como a energia eólica e solar, tem ampliado a complexidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), exigindo soluções que garantam maior agilidade, padronização e transparência nos processos decisórios. Com o objetivo de enfrentar esse desafio, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desenvolveu duas ferramentas complementares: o SINapse e o GERDIN. O SINapse é uma plataforma de comunicação digital em tempo real que substitui os tradicionais telefonemas operacionais, promovendo uma comunicação mais eficiente e rastreável entre os centros de operação e os Agentes. O GERDIN, por sua vez, foi projetado para apoiar a gestão da geração renovável intermitente, automatizando os cálculos de corte e garantindo um tratamento equânime entre os Agentes. A integração entre as duas ferramentas tem proporcionado ganhos operacionais significativos, com destaque para a redução no uso de telefonemas, aumento da eficiência na tomada de decisão e maior integração entre os sistemas. Em 2025, o SINapse superou a marca de 1 milhão de mensagens trocadas, consolidando-se como ferramenta central na comunicação operacional. Além disso, a disponibilização de APIs ampliou as possibilidades de integração direta com sistemas internos dos Agentes, fortalecendo a autonomia e a colaboração no processo de operação. Este trabalho apresenta os principais resultados e impactos dessas soluções na digitalização do setor elétrico brasileiro.

Perguntas e Respostas

Os autores deste artigo já quantificaram quanto a implantação destas ferramentas aumentou a produtividade do ONS junto aos agentes?

A implantação das ferramentas GERDIN e SINapse trouxe ganhos mensuráveis de produtividade. Reduzimos em mais de 90% o número de telefonemas necessários para controlar a geração renovável. Além disso, os comandos de liberação enviados aos Agentes agora atingem 98% de eficiência no recebimento e ciência, o que representa um ganho de velocidade de cerca de 10 vezes na comparação com o processo antigo, baseado em ligações manuais.

Com isso, além de mais eficiência, ganhamos isonomia: todos os Agentes são informados simultaneamente, sem favorecimento operacional.

No GERDIN poderia ser inserido, por exemplo, controle de hidráulicas ou térmicas e com isso fazer um controle maior em termos de sistema elétrico?

Atualmente, o controle de algumas usinas térmicas e hidráulicas já pode ser feito diretamente pelo SINapse, principalmente quando se trata de atuações pontuais realizadas pelos Centros de Operação.

Para o caso das hidráulicas, estamos desenvolvendo uma nova ferramenta chamada Flow. Essa ferramenta terá uma proposta semelhante à do GERDIN, mas voltada especificamente para o controle da geração hidráulica. Ela também será integrada ao SINapse, permitindo a automação dessas solicitações e garantindo mais agilidade e padronização no processo.

Como se dá essa integração entre o GERDIN e o SINapse e o fluxo de informações entre eles, desde a aquisição das leituras do campo até o envio das mensagens?

A integração entre o GERDIN e o SINapse começa com a aquisição das medidas em tempo real dos conjuntos de geração. Essas leituras são obtidas inicialmente pelo SAGE, sistema de supervisão e controle do ONS, e em seguida são historiadas no PI System, que é a base de dados oficial de tempo real da operação.

O GERDIN consome essas informações diretamente do PI para avaliar a necessidade de limitações de geração. A partir dos dados e das sensibilidades elétricas geradas por ferramentas de fluxo de potência, a ferramenta calcula o montante necessário de redução e realiza o rateio otimizado entre os conjuntos, respeitando critérios de isonomia e segurança.

Com os valores definidos, o GERDIN se comunica com o SINapse por meio do Kafka, uma tecnologia de mensageria de alta performance. Essa integração garante que as mensagens sejam enviadas simultaneamente para todos os Agentes afetados, com rastreabilidade e confirmação de leitura.

Além disso, todas as mensagens trocadas seguem um padrão estruturado, com campos e formatos padronizados, o que facilita a automação.

Título - Automação e Análise Estatística na Supervisão do SIN

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Elias Gabriel Almeida Farias Alves, Altevir Santos Albuquerque Lins

Resumo

A supervisão eficiente das instalações integradas ao Sistema Elétrico Nacional (SIN) é essencial para garantir a operação segura e a disponibilidade de dados em tempo real para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Considerando a complexidade do monitoramento de mais de 100 mil pontos, a automação do processo e a aplicação de métodos estatísticos, como análise descritiva, tendências, correlações e séries temporais, tornam-se fundamentais para assegurar a precisão e a consistência dos dados SCADA em relação ao campo. Uma Prova de Conceito (POC) foi realizada com foco nos dados de transformadores, automatizando análises antes manuais e demoradas. Agora, o processamento ocorre quase instantaneamente, permitindo que os engenheiros se concentrem na validação dos resultados, elevando o padrão de qualidade e conformidade, especialmente com o submódulo 2.12 [1]. Essa automação proporciona avaliações mais rápidas, reduz erros humanos e viabiliza decisões mais acertadas. A futura integração com o portal MQDI irá consolidar o parâmetro de qualidade dos dados, promovendo o monitoramento contínuo no SIN. Além disso, o processo de liberação comercial das instalações se tornará mais eficiente e confiável, ao substituir análises manuais por automação, resultando em maior segurança e excelência operacional. Dessa forma, a análise estatística e a automação fortalecem a confiabilidade do sistema e estabelecem novos padrões de eficiência e qualidade para o setor elétrico brasileiro.

Perguntas e Respostas

Quando está prevista a integração com o portal MQDI ?

Ainda não há uma previsão exata para a integração com o portal MQDI. O cronograma depende da definição orçamentária e da aprovação de recursos junto à ANEEL. Estamos avaliando os requisitos técnicos para aprimorar o sistema

A avaliação da qualidade dos dados elétricos é fase-fase. Existe a possibilidade de virem a avaliar as três fases? Ou seja, fases-neutro?

Sim, é possível e de grande interesse para aprimorar nossas análises. Atualmente, os procedimentos de rede para o SCADA focam em medições fase-fase, mas o ONS já solicita medições detalhadas das três fases em instalações específicas. A tecnologia PMU também permite a coleta das três fases para Linhas de Transmissão, por exemplo

Acredita que neste trabalho a IA poderia de algum modo auxiliar na análise. Caso afirmativo, poderia apresentar uma possibilidade?

Absolutamente. A Inteligência Artificial tem um grande potencial neste trabalho. Uma possibilidade é o uso de Machine Learning para análise preditiva e detecção de anomalias em dados, identificando padrões e prevendo desvios. Além disso, a IA pode auxiliar na validação contínua dos critérios dos procedimentos de rede, como o submódulo 2.12, elevando a precisão e eficiência das análises.

Título - Computação em nuvem para Processamento de Região de Segurança em Tempo Real do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, HPPA CONSULTORIA E DESENVOLVIMENTO EM ENGENHARIA LTDA, Ferrara Desenvolvimento e Integração de Sistemas LTDA

Autor(es) - JEANDERSON SOARES MINGORANÇA, Raphael Bottino Arcos, Guilherme Luiz Gomes Silva Mota, Rodrigo de Oliveira Barbosa, Fábio Andrade

Leite Alves, Erickson Chagas, Graziela Barbosa Cavalcante, Renato Tomaz da Conceição, Jorge Luiz de Araujo Jardim, Carlos Alberto Ferrara

Resumo

Os Sistemas Elétricos de Potência [SEP] estão se tornando cada vez mais complexos, exigindo capacidades de processamento robustas e adicionais para garantia contínua da segurança estática e dinâmica em tempo real. Paralelamente, os custos associados ao uso e à manutenção de servidores físicos têm aumentado de maneira significativa. A computação em nuvem surge, assim, como uma alternativa promissora a ser explorada, fornecendo benefícios adicionais, tais como: resiliência, segurança, disponibilidade, escalabilidade e maior capacidade de processamento. Este trabalho visa apresentar os resultados do desenvolvimento de uma infraestrutura de computação em nuvem para o processamento em tempo real de região de segurança do Sistema Interligado Nacional [SIN]. Os resultados alcançados a partir de um projeto piloto utilizando o sistema em nuvem da “Amazon Web Services” [AWS] serão apresentados, discutidos e comparados com a metodologia tradicional aplicada “on-premises”. A análise feita permite ao ONS analisar os benefícios para apontar o caminho a ser trilhado.

Perguntas e Respostas

Por que foram usadas máquinas de processamento nos EUA? Isso não poderia causar latência no envio de informações e reduzir a taxa de atualização dos nomogramas?

As máquinas localizadas na Virgínia/EUA foram escolhidas por apresentarem menor custo, melhor desempenho computacional e menor tempo de provisionamento. As máquinas no Brasil, além de possuírem valores mais caros (muito função de aspectos de tributação e encargos), não possuem uma mesma infraestrutura de hardware equiparável às disponibilizadas nos EUA (por outras dificuldades de transferência da tecnologia para o Brasil).

A latência foi cuidadosamente avaliada pela equipe de TI do ONS e ficou na faixa de milissegundos não sendo um fator preponderante ou de impacto para simulações de regiões de segurança que ocorrem na faixa de minutos. Para reduzir aspectos de latência, uma possibilidade é utilizar a nuvem 100% pública com máquinas de serviço e máquinas de simulação localizadas na AWS, o que foi testado e garantiu os melhores resultados da PoC permitindo maior estabilidade de comunicação entre as máquinas e melhores resultados. A nuvem híbrida também foi testada e, inicialmente, houve a necessidade de desenvolvimentos no Organon para suprir algumas demandas para que o teste fosse finalizado com 100% de sucesso nos resultados.

- Justificativas técnicas:
 - o Custo-benefício: Instâncias nos EUA são até 40% mais baratas em comparação com o Brasil (São Paulo).
 - o Tecnologia mais recente: Processadores de última geração disponíveis antes nos EUA.
 - o Latência medida: Faixa de milissegundos, sem impacto prático no tempo de simulação.

Conclusão: A escolha foi baseada em dados da PoC e garante desempenho superior, menor custo e nenhuma perda relevante de desempenho operacional.

Quais seriam os próximos passos? Há uma previsão de implementação nas operações diárias do ONS?

O ONS tem estudado cuidadosamente como seguir com os próximos passos. Um ganho significativo é para o contingenciamento entre centros do ONS, o que poderia reduzir a necessidade de se manter um número significativo de servidores reservas para ocasiões de emergência. Por exemplo, no caso de incêndio em um dos centros, a sua operação é assumida temporariamente pelo seu centro back-up. Com isso, seria possível aproveitar a escalabilidade dinâmica proporcionada pelo processamento em nuvem para garantir a continuidade das simulações de regiões de segurança de ambos os centros envolvidos frente à condição de contingenciamento. Esse é um dos focos prioritários de aproveitamento da nuvem. A nuvem se destacou de maneira significativa também pela flexibilidade de testar, implementar e executar novas ideias. O ONS realiza cerca de 3 períodos de homologação, de 8 semanas cada, por ano para validação de novas versões do Organon. Para homologar as novas versões da ferramenta, há a necessidade de disponibilização de um conjunto de máquinas e servidores dedicados à homologação, o que significa que essas máquinas podem acabar ficando subutilizadas durante boa parte do ano. A nuvem ganha grande destaque de aplicação pela flexibilidade, redução de custos e redução da complexidade técnica nesses contextos.

Outro importante destaque do uso em nuvem é para testar, homologar e testar novas demandas no contexto da demanda de uso reprimida do Organon Preditivo para geração de 2 regiões de segurança adicionais para cada região de segurança de tempo real. O teste de uso dessa demanda usando ambiente em nuvem elimina a necessidade de compra de um grande parque de máquinas adicionais para validação em teste, homologação e, posteriormente, entrada em produção.

Os ganhos de flexibilidade, escalabilidade, disponibilidade e, de maneira estratégica, redução de custos foram constatados pela prova de conceito. O ONS vem estudando cuidadosamente como fazer uma transição suave para utilização em ambientes operacionais para aproveitar os benefícios.

Ataques cibernéticos e indisponibilidade da nuvem podem impactar ou até inviabilizar o uso dos nomogramas por parte do ONS e assim impactar na operação do sistema. Como isso está sendo considerado? Como o projeto piloto apresentado considerou a questão da segurança cibernética?

No âmbito da prova de conceito, visando garantir a segurança cibernética a rede de operação (TO) manteve-se completamente fechada e sem comunicação com ambientes externos. Toda a comunicação com a AWS foi realizada por meio da rede de TI do ONS. No âmbito da prova de conceito e visando garantir a segurança cibernética, a rede de operação (TO) se manteve completamente fechada e sem comunicação com ambientes externos. Toda a comunicação com a AWS foi realizada por meio da rede de TI do ONS. Os insumos necessários para simulação de RSEG na AWS foram intermediados pela rede de TI, que proveu diversas regras de firewall para garantir segurança operacional para realização da PoC.

Os provedores de nuvem possuem máquinas espalhadas por zonas distintas com back-up em diferentes regiões para garantia da continuidade da disponibilidade do serviço. Portanto, o próprio back-up entre centros do ONS acaba sendo naturalmente absorvido pela nuvem que já prover backup entre seus servidores para disponibilidade em 100% do tempo.

Já a disponibilidade de internet por parte do ONS é garantida por meio de redundâncias de internet via VPN que são implementadas. No âmbito da PoC, houve redundância de internet a partir de dois túneis partindo do Rio de Janeiro (ONS-Rio/AWS) e dupla redundância por parte da rede de Brasília (ONS-BSB/AWS) com outros dois túneis. A prioridade de comunicação é a VPN do Rio com a AWS, caso esse caia, por qualquer motivo, a redundância de BSB é utilizada. Dessa forma, no âmbito da PoC foram utilizadas 4 redundâncias de rede de internet para garantia da continuidade da rede de internet.

Título - Os impactos das queimadas na operação da ISA ENERGIA e tecnologias disponíveis no mercado para detecção em tempo próximo ao real

Entidade(s) - CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

Autor(es) - Érica Bueno Salles de Oliveira

Resumo

A ISA ENERGIA é uma empresa privada líder em transmissão de energia elétrica no Brasil, com presença em 18 estados e responsável por cerca de 31 mil km de linhas de transmissão. Nos últimos anos, a operação da empresa tem sido impactada significativamente pelas queimadas, que afetam a continuidade do fornecimento de energia e a integridade dos ativos. O acúmulo de fumaça e fuligem causado pelo fogo sob as linhas reduz a isolação elétrica e pode provocar curtos-circuitos, além de acelerar a degradação dos isoladores. Essas ocorrências, muitas vezes identificadas como faltas transitórias pelos sistemas de proteção, podem levar a tentativas repetidas de religamento automático, expondo os equipamentos a riscos, aumentando a necessidade de manutenção e gerando altos custos. Além disso, há riscos regulatórios, com possíveis penalidades por excesso de desligamentos em um mesmo circuito. Dados do ONS mostram que as queimadas são uma das principais causas de desligamentos no setor. Em 2021, por exemplo, foram registrados 632 desligamentos por queimadas na Rede Básica, sendo 232 na ISA ENERGIA. Até outubro de 2024, esse número já chegou a 582 desligamentos no Brasil, o que indica um cenário preocupante. Como resposta, a ISA ENERGIA explora tecnologias de detecção em tempo próximo ao real, como sensores, câmeras e satélites. Apesar das limitações técnicas e dos altos custos, essas soluções têm potencial para beneficiar diversos setores além do elétrico. O trabalho propõe apresentar tecnologias disponíveis para efetivamente detectar queimadas em tempo próximo ao real e a experiência da ISA ENERGIA com uso solução satelital.

Perguntas e Respostas

Segundo os autores, a ISA Energia vem adotando tecnologias como drones, sistemas satelitais, sensores térmicos, câmeras e localizadores de falta para minimizar os efeitos dos desligamentos causados pelas queimadas. Mas a aplicação de tudo isso implica em custo... qual foi o impacto da adoção dessas tecnologias para a ISA em termos desse custo. Os autores poderiam dar uma breve explicação sobre o impacto nos custos da empresa considerando o tamanho do seu sistema de transmissão.

Em 2021 a ISA investiu R\$ 23,6 milhões em projetos de inovação, incluindo o uso de drones, sensores e plataformas digitais como o SMAC. Essa informação é a disponibilizada no portal de Relações com Investidores. A ISA ainda pretende

investir 9 bilhões até 2029 em projetos de transmissão, incluindo reforços e melhorias em linhas existentes, o que pode abranger tecnologias avançadas. Ainda não foi divulgado pela companhia o impacto da implementação destas tecnologias nos resultados da operação.

A empresa vem fazendo algum trabalho de conscientização em relação às queimadas perto/embaixo do sistema de transmissão da ISA?

Sim A ISA realiza campanhas de conscientização sobre queimadas, com foco em comunicação estratégica e engajamento comunitário. O plano inclui investimentos em mídia digital, como publicações em redes sociais e conteúdos web, além de ações de proximidade com comunidades localizadas ao redor das linhas de transmissão.

Entre as ações estão o uso de carros de som, anúncios em rádios locais e inserções em canais de televisão, ampliando o alcance da mensagem e promovendo a prevenção de queimadas em áreas críticas.

É importante destacar que a evidência dessas ações de conscientização é um dos requisitos fundamentais para contestação da Parcela Variável junto ao ONS. Ou seja, além de contribuir diretamente para a redução de queimadas criminosas, a campanha também é uma estratégia essencial para mitigar impactos financeiros decorrentes de desligamentos.

A campanha tem duração aproximada de 7 meses, iniciando em junho e se estendendo até o final de dezembro, período de maior incidência de queimadas.

A ISA ENERGIA tem conseguido sucesso na contestação de multas junto ao ONS considerando a aplicação dessas tecnologias? Poderia dar um comparativo de antes e depois dessas tecnologias aplicadas?

Sim, a ISA tem obtido sucesso na contestação da Parcela Variável por indisponibilidade ao utilizar imagens satelitais do sistema SMAC, que evidenciam focos de queimadas nas proximidades das torres de transmissão. Essas imagens são correlacionadas com os dados elétricos obtidos por oscilografia, que indicam a localização da falta por meio de cálculo de sequência negativa.

Esse cruzamento entre a localização da queimada identificada pelo SMAC e a localização da falta apontada pelos dados elétricos é essencial para validar a causa externa do desligamento. A confirmação em campo reforça a evidência, atendendo aos critérios exigidos pelo Procedimento de Rede do ONS para contestação da penalidade, quando georreferenciado.

Além da contestação, a ISA implementou uma ação operacional estratégica para casos em que há desligamento por queimada. Quando ocorre um desligamento e o religamento automático não tem sucesso, o operador verifica imediatamente no SMAC se há evidência de queimada no trecho afetado.

Caso confirmado, a linha é disponibilizada ao ONS em até 1 minuto, conforme exigido pelo Submódulo 15.1 dos Procedimentos de Rede. Após a autorização do ONS, é aguardado um período de 4 minutos para tentativa de religamento manual, se atentando aos 5 minutos isentos de Parcela Variável após a autorização. Esses 4 minutos são importantes para maximizar o tempo de reestabelecimento da isolação dielétrica em caso de falta por queimada.

Essa prática tem se mostrado eficaz, na maioria dos casos, as linhas são religadas com sucesso.

Título - Desafios da operação das fontes renováveis intermitentes: Análise internacional dos cortes de geração e casos reais da operação do Sistema Interligado Nacional

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Denise Tieko Naruto, Larissa Luíze de Faria Cardoso, LEONARDO DOS SANTOS DE JESUS, Flávio Guimarães Lins, MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAUJO

Resumo

A transição energética é fundamental para que sejam minimizadas as emissões de gases de efeito estufa no planeta. Em vista disso, verificou-se um aumento significativo da capacidade instalada de usinas de geração de fontes renováveis, principalmente fontes renováveis intermitentes como a energia eólica e solar. Essas fontes dependem de parâmetros meteorológicos, como velocidade do vento e irradiação solar e, quando não são acopladas a sistemas de armazenamento de energia, trazem desafios à operação do sistema elétrico devido às suas elevadas variações em um curto espaço de tempo (minutos). Esses desafios incluem redução da previsibilidade e controlabilidade na operação em tempo real. Assim, em muitos casos, observa-se situações de sobreoferta de geração em comparação à demanda do período e de restrições no sistema de transmissão de energia, levando à comandos de cortes ou limitações da geração pelos Operadores do Sistema para manter a segurança da rede. Essas reduções de geração, quando ocorridas de forma substancial, trazem preocupações ao setor uma vez que se trata da não-utilização de uma energia renovável e barata. Esse impacto é verificado em diversos países e no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil e é denominado na literatura e regulamentações do mundo todo como “curtailment” ou “constrained-off”. Diante deste cenário, e considerando as diferentes realidades de cada país e sistemas elétricos, esse Informe Técnico visa mapear as discussões e ações implantadas para o tratamento do curtailment de energia renovável intermitente em diversos países, e adicionalmente, apresentar os desafios atuais da operação do SIN, considerando a geração renovável intermitente centralizada e também a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Perguntas e Respostas

Na grande parte do artigo, os autores citam características de alguns países em relação ao constrained off de renováveis. Na visão dos autores, o que o Brasil poderia aprender e aplicar no seu sistema, em relação ao que é aplicado no exterior e foi abordado no artigo?

Conforme comentado no artigo, o aumento dos cortes de geração renovável intermitente é um desafio global e seu tratamento abrange diferentes planos de ação a depender das características de cada país e sistema elétrico. No caso do Brasil, o Sistema Interligado Nacional – SIN possui características únicas devido ao seu tamanho continental e modelo centralizado de despacho e definição do preço de energia (tigh pool), porém é possível verificar muitas aplicações similares no tratamento do constrained-off de renováveis, como a expansão da rede (investimentos de 60 e 50 bilhões de reais no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo – PAR/PEL de 2022 e 2023, respectivamente, conforme publicado pelo ONS), revisão da despachabilidade das usinas renováveis intermitentes (meta global do ONS para revisão do Submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede, que estabelece a classificação da modalidade de operação das usinas, conforme publicado no site do

ONS), maior integração com os recursos energéticos distribuídos (realização do Projeto ONS-DSO e divulgação do workshop de encerramento no Youtube do ONS), dentre outros. Além disso, uma referência importante ao Brasil é a regulamentação europeia que define uma diretriz a ser perseguida para os indicadores de corte (5% da geração ao ano), considerando determinados cenários (sem comprometer a segurança da rede e desde que a carga bruta seja atendida até 50% por fontes renováveis intermitentes). Outro destaque é a verificação, por parte da Alemanha, de que a implantação de mercados para tratamento dos cortes não é adequada, considerando a previsibilidade dos seus cortes, o que também ocorre no Brasil devido à reavaliação dos limites de transmissão das interligações Nordeste-Sudeste em 2023. Essas ações são importantes cenários de referência ao Brasil, porém ressalta-se que nenhum país conseguiu tratar de forma satisfatória as suas taxas de corte de geração, uma vez que o crescimento das fontes eólicas e fotovoltaicas continua ocorrendo, sendo necessário reavaliações desses planos de ação e melhorias contínuas para garantir sempre a flexibilidade necessária com segurança para operação do sistema.

Os autores citam no artigo que, por causa da MMD, algumas redes que antes tinham fluxo apenas unidirecional hoje apresentam fluxo bidirecional. Essa mudança “operativa” pode alterar consideravelmente a característica da rede até mesmo necessitando de mais reforços. Como o ONS está lidando com isso quando reforços passam a ser necessários? Quem atualmente paga a conta destes reforços?

Os reforços são indicados como resultados dos estudos de planejamento elétrico de médio prazo realizados pelo ONS e publicados no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) conforme Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Rede e no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) conforme Portaria MME nº 215/2020. A remuneração para implantação dos reforços é autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e paga às transmissoras por meio das suas parcelas adicionais na Receita Anual Permitida (RAP) que, por sua vez, é composta, dentre outros componentes, pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que é paga por todos os usuários da rede e cobre os custos da transmissão de energia, incluindo suas modernizações e evoluções.

Diante de tudo visto e debatido neste artigo, os autores consideram que as fontes renováveis variáveis hoje em dia ultrapassaram o seu limite em termos de quantidade?

As fontes renováveis variáveis são importantes fontes de geração com diversos benefícios como rápida implantação, custos reduzidos e combustíveis sustentáveis. A limitação da sua geração ocorre em cenários de sobreoferta devido ao crescimento da sua capacidade de geração ser maior em comparação a expansão da demanda ou em pontos de conexão onde é verificada restrições nas capacidades das linhas da rede elétrica devido aos fluxos de potência. Todas essas informações são analisadas na operação do sistema e também foram publicadas nos estudos de planejamento eletroenergético de médio prazo publicados pelo ONS para o horizonte de cinco anos e nos estudos de longo prazo realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Assim, cabe ao ONS operar o sistema, se preparando e evoluindo seus processos, sistemas e Procedimentos de Rede frente às mudanças vislumbradas da matriz energética visando sempre o menor custo e garantindo a

estabilidade e segurança da rede no fornecimento de energia sem se limitar aos novos desafios e transformações do setor elétrico brasileiro e mundial.

Título - Flexibilidade operativa na visão do ONS: dificuldades atuais e necessidades futuras frente à alta penetração de geração renovável intermitente

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

Autor(es) - Bernard Fernandes Küsel, Matheus Trierveiler, Giuliano Pires, Ciro Jose Froncek Eder, Jardel Cunha Camelo, Pedro de Souza Garrido Neto, Hugo Muzitano dos Santos, Pedro Souza Simon, MATHEUS SILVA VILELLA, Vagner dos Santos Begni, Vitor Silva Duarte

Resumo

A crescente participação de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica brasileira, como solar fotovoltaica e eólica, impõe novos desafios operacionais ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa dinâmica exige que recursos despacháveis, especialmente hidrelétricas, operem com maior flexibilidade para compensar as variações bruscas e a variabilidade dessas fontes. Este artigo apresenta um panorama da flexibilidade operativa no SIN frente à transição energética. A partir de dados históricos (2018–2024), observa-se aumento expressivo da amplitude diária da geração hidráulica, superando 38 GW em alguns dias de 2024, além da intensificação das rampas de carga e das variações horárias. As projeções até 2028 indicam a continuidade desse padrão, com maiores exigências operativas e risco de sobreoferta em horários de baixa demanda. As limitações da flexibilidade hidrelétrica, relacionadas notadamente à existência de condicionantes operativos hidráulicos, bem como a baixa capacidade de resposta rápida do parque térmico, acentuam o desafio. Por fim, são apresentados os impactos da escassez de flexibilidade, como o aumento de custos operacionais e as restrições de geração renovável variável, e propõe ações coordenadas, como valorização da flexibilidade, revisão de critérios regulatórios e incentivo à modernização e armazenamento. O artigo conclui que a preservação da confiabilidade e da eficiência do SIN na transição energética depende de um esforço institucional conjunto para garantir a flexibilidade necessária face a nova configuração do sistema elétrico brasileiro.

Perguntas e Respostas

Na avaliação dos autores, seria importante o estabelecimento de um critério de garantia de suprimento de flexibilidade?

Sim. Consideramos fundamental estabelecer um critério de garantia de suprimento de flexibilidade que contemple dois aspectos: (i) a capacidade do sistema em atender às rampas de carga líquida e (ii) a capacidade de alocar geração compulsória. Entre esses, o segundo tem se mostrado o mais crítico, pois já houve situações em que quase toda a geração renovável variável sob comando do ONS precisou ser restringida. Esse cenário se aproxima de uma condição de perda de controlabilidade, com risco de sobrefrequência sustentada ou necessidade de adoção de medidas extremas, como a redução de geração térmica inflexível ou até a violação de condicionantes ambientais em usinas hidráulicas, a fim de preservar a segurança do sistema.

Os autores têm alguma proposta quanto a uma métrica para medir a adequação da flexibilidade?

O ONS vem desenvolvendo indicadores para mensurar de forma objetiva a flexibilidade do sistema. No entanto, ainda não há métricas consolidadas que permitam avaliar a adequação dessa flexibilidade em termos de níveis mínimos necessários para a operação segura.

O que deveria ser feito para que o parque termelétrico possua uma resposta aos comandos do operador?

As usinas térmicas respondem aos comandos do ONS, mas apresentam duas limitações estruturais relevantes: tempos de rampa elevados e tempos mínimos de permanência ligada, muitas vezes superiores a vários dias. Essas características reduzem a capacidade de resposta em tempo real diante de contingências e intensificam o curtailment de renováveis, seja pela necessidade de programar rampas longas para atendimento ao pico noturno, seja pela obrigatoriedade de manter usinas em operação por períodos mais extensos do que a real demanda. Além disso, os recursos térmicos que oferecem maior flexibilidade são escassos e possuem custos significativamente mais elevados.

A Portaria MME nº 88/2024 buscou mitigar esse problema ao permitir que usinas térmicas ofertassem flexibilização de restrições de unit commitment mediante acréscimo no CVU. Apesar da adesão de diversos agentes, os custos ofertados foram tão altos que o mecanismo ainda não teve aplicação prática.

Como encaminhamento, sugerimos que os leilões de capacidade incorporem requisitos mínimos de flexibilidade e que sejam realizados leilões específicos para contratação de armazenamento, abrangendo tanto usinas reversíveis quanto baterias. Esses recursos apresentam maior adequação para atender, de forma simultânea, às necessidades de alocação de geração compulsória, ao acompanhamento das rampas de carga líquida e ao atendimento às pontas de carga.

Título - Estudo de caso para validação metodológica de valoração dos atributos de flexibilidade, confiabilidade e resiliência em um sistema de pequeno porte

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

Autor(es) - Ana Carolina Madureira da Cunha, Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto, Renan Fernandes Pinho

Resumo

Com o aumento da inserção de fontes renováveis, especialmente fontes não ou semi-despacháveis como solar e eólica, a matriz elétrica está passando por uma transformação significativa. Essas fontes, embora essenciais para a descarbonização do setor elétrico, introduzem uma série de desafios operacionais devido à sua variabilidade e baixa previsibilidade. A incerteza da geração cria a necessidade de maior flexibilidade no sistema, além de exigir soluções que assegurem a confiabilidade e a resiliência da rede. Nesse cenário, os sistemas de armazenamento por baterias na rede básica se apresentam como uma tecnologia promissora, capaz de mitigar os impactos dessa variabilidade e oferecer benefícios como o aumento da segurança, confiabilidade e eficiência econômica. Esses sistemas permitem o armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda ou custos mais baixos e sua liberação quando necessário, otimizando o uso dos recursos do sistema. Este trabalho apresenta um estudo de caso que simula a integração de baterias em um sistema de pequeno porte, especificamente o IEEE

118-barras, através do software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), desenvolvido pela PSR. Neste estudo, o SDDP foi utilizado para calcular o impacto da introdução de baterias no sistema, proporcionando uma análise dos atributos de flexibilidade, confiabilidade e resiliência. A análise proposta inicia-se com a confecção da base eletroenergética, a partir das informações da projeção da carga e dos ativos de geração, com a inclusão da rede. Os resultados indicam que a inserção de baterias pode reduzir significativamente os custos operativos, ao mesmo tempo em que aumenta a flexibilidade da rede, mitigando os impactos da variabilidade na geração renovável e aumentando a resiliência do sistema frente a contingências.

Perguntas e Respostas

As térmicas do caso exemplo possuem parâmetros de UCT? Qual a opinião dos autores sobre a consideração dos parâmetros de UCT e UCH na valoração da flexibilidade?

As térmicas do caso não possuem parâmetros de unit commitment, por se tratar de um caso exemplo apenas para teste e validação metodológica. Porém é um parâmetro importante e a ser considerado nas simulações subsequentes em um sistema real.

Por que há diferenças na alocação de baterias considerada nas valorações da flexibilidade, confiabilidade e resiliência?

A alocação das baterias foi realizada de forma a tentar maximizar a utilização da bateria em cada caso, portanto para a valoração da flexibilidade foram avaliadas duas metodologias de alocação baseadas no CMO e na demanda líquida. Já para o caso de confiabilidade foi alocada na barra com maior índice de energia não suprida. Para o caso de resiliência foi utilizada também a metodologia do CMO.

Os autores mencionam que as potências instaladas dos casos foram modificadas para atender critérios de suprimento. Que critérios são esses?

Segundo o Relatório "Critério de Garantia de Suprimento no GT Modernização - dezembro de 2020"

Título - Desafios na operação do Tronco 345 kV Adrianópolis – Rio Novo Do Sul e o impacto no atendimento à carga dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - ADRIANA NAKAZATO, Karina Stockler Herszterg, Edson Ferreira de Oliveira, Mônica Andrade Portella de Araujo

Resumo

O tronco de 345 kV Adrianópolis – Rio Novo do Sul, faz parte do sistema de transmissão que atende à área Rio de Janeiro/Espírito Santo. Este sistema de transmissão em 345 kV vem sofrendo diversas alterações em sua topologia com a integração de empreendimentos de geração e transmissão, ocasionando um aumento significativo em seu carregamento. Consequentemente, foram observadas sobrecargas inadmissíveis e em alguns casos perda de estabilidade sistêmica, frente a contingências simples e duplas nesse tronco. O carregamento das linhas de transmissão que compõem o tronco 345 kV, e o sistema de 138 kV associado, é fortemente influenciado pelos cenários de intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste, pela potência transmitida pelo Bipolo Xingu-Terminal Rio, pelas usinas

localizadas no sistema de 138 kV local e pela geração térmica conectada no tronco 345 kV. São vários fatores que influenciam o comportamento dinâmico, e, portanto, foi necessário conceber um sistema especial de proteção – SEP, a fim de identificar e eliminar sobrecargas inadmissíveis em equipamentos da região, evitar a possibilidade de instabilidade dinâmica e mitigar problemas de sobretensões ou subtensões, evitando assim um possível blecaute dessas regiões. Estão previstos importantes empreendimentos que se conectarão ao tronco de 345 kV, como duas interligações em 500 kV e a integração da UTE GNA II. O artigo pretende apresentar os resultados de simulações e as soluções de engenharia utilizadas pelo Operador para minimizar os riscos e possibilitar uma operação segura e sem restrições de geração, frente a contingências que poderiam levar a perdas de carga não controlada no sistema de 138 kV dessas regiões.

Perguntas e Respostas

Acredita que haveria ganhos no desempenho dos SEPs caso se utilizasse dados provenientes de sincrofasores? Em caso afirmativo, poderia aumentar limites operativos?

No caso do SEP do tronco 345 kV Adrianópolis – Rio Novo do Sul não existem ganhos na utilização de dados de PMU, pois é um SEP projetado em sua maioria para controle de carregamento das linhas de transmissão, tendo apenas uma ação para evitar perda de estabilidade.

O uso de PMU para monitoramento do carregamento das linhas do tronco 345 kV, levaria a necessidade de instalação de PMU nas 3 linhas de transmissão já pré determinadas no estudo, onde a diferença angular apresentada poderia ser usada para identificar os fluxos que demandariam as ações do SEP, no entanto, as ações de corte de geração identificadas no estudo em questão, podem ser facilmente realizadas por relés de proteção, por um custo bem menor do que se comparado a utilização de PMU e de fácil implementação.

Ressalta-se também que a aplicação de PMU com esta finalidade está atualmente em estágio inicial de avaliação de sua aplicabilidade.

Para o tronco 345 kV Adrianópolis/Rio Novo do Sul foi também avaliada a viabilidade econômica de utilizar BESS para controlar a sobrecarga? Poderia vir a substituir o SEP?

A tecnologia BESS (Battery Energy Storage System) encontra-se em estágio recente de aplicabilidade no sistema elétrico brasileiro.

O uso de um sistema de armazenamento de energia em baterias, para o atendimento à carga, levaria à necessidade de instalação desse sistema próximo as cargas do tronco, localizadas na rede de distribuição. Isso demandaria a necessidade de instalação de vários bancos de baterias atendendo as cargas locais, sendo necessária a disponibilidade de espaço físico para sua implantação, o que muitas vezes não é possível, ou seja, haveria a necessidade de instalação de baterias por todo o sistema de distribuição, para resultar na redução do carregamento no tronco 345 kV e da não necessidade de atuação do SEP.

A utilização da tecnologia BESS não foi avaliada, por não ser o objetivo do trabalho.

O SEP sugerido já está aprovado para ser implantado futuramente ou ainda está sob avaliação?

Está em processo de implantação, com previsão de entrada em operação até 31/12/2026.

Título - Desbloqueio Assíncrono do Bipolo 01 a partir do Processo de autorestabelecimento da UHE Jirau após a Contingência de 17/07/2024

Entidade(s) - Energia Sustentável do Brasil S.A., Energia Sustentável do Brasil SA

Autor(es) - Sebastião Santos Alves Junior, João Marcos Alexandre da Silva, Jordan Cândido Nunes, Fabio Hugo Souza Matos

Resumo

Este informe técnico detalha os eventos ocorridos em 17 de julho de 2024, durante os testes de operação da UHE Jirau com o sistema HVDC Back-to-Back em modo Stand-Alone, no Complexo do Madeira. O destaque do documento é o processo de autorestabelecimento da UHE Jirau, iniciado após uma falha no Master Control, que levou ao desligamento completo do complexo. A UHE Jirau demonstrou alta eficiência ao realizar o sincronismo de suas 24 unidades geradoras em apenas 57 minutos, conforme os procedimentos operacionais estabelecidos. A recomposição possibilitou a energização da Subestação Coletora Porto Velho e o posterior desbloqueio do Polo 01 do Bipolo 1. O desempenho do sistema de regulação de velocidade e tensão das unidades foi determinante para a estabilidade da recomposição, evidenciando a robustez operacional da usina diante de cenários críticos.

Perguntas e Respostas

Foi descoberto o motivo pelo qual o Master Control falhou na contabilidade de unidades, o que segundo os autores provocou o bloqueio total do BtB e desligamento da UHE Jirau? Isso não ficou claro no artigo. Foi uma falha de software, um sinal espúrio?

O Master Control é um sistema proprietário da Eletrobras, e sua lógica interna não é totalmente detalhada para nós. O que sabemos é que, durante a atualização para permitir a operação integrada do Complexo do Madeira com a UHE Jirau e o Back-to-Back (BtB) em modo Stand Alone, foram implementadas novas lógicas complementares às já existentes.

Uma dessas lógicas originais está relacionada ao cálculo do potência de corte, baseado na potência da máquina média. No teste mencionado no artigo, todas as unidades geradoras (UGs) de Jirau estavam operando na potência mínima, o que levou a um erro significativo na projeção de perdas internas pelo Master Control. Esse erro impactou diretamente o cálculo da máquina média, resultando em um valor incorreto.

Como consequência, o sistema interpretou que os limites operacionais haviam sido violados, acionando um bloqueio total do Back-to-Back, e não apenas de um bloco, como era esperado. Ou seja, a falha não foi causada por um sinal espúrio isolado, mas por uma inconsistência lógica no algoritmo de cálculo sob condições específicas de operação mínima, associada à atualização das lógicas de controle.

O que foi feito para se aumentar a confiabilidade deste sistema e evitar novamente que erros como esse aconteçam novamente?

Para aumentar a confiabilidade do sistema e evitar a repetição do problema, foi realizado um aprimoramento no algoritmo de cálculo da máquina média para a UHE Jirau. Esse ajuste eliminou a inconsistência que ocorria em condições de operação com potência mínima, garantindo que as projeções de perdas e os limites operacionais sejam calculados corretamente.

Com essa correção, o Master Control passou a ter maior robustez na lógica de controle, reduzindo o risco de bloqueios indevidos do Back-to-Back em cenários semelhantes.

Quando ocorreu o desligamento geral e o início do autorestabelecimento da UHE Jirau, iniciando a recomposição da usina com o sincronismo das unidades geradoras, em que modo de operação ficou ajustado o regulador de velocidade dessas máquinas?

Durante a recomposição, o regulador de velocidade é comutado para o modo de abertura, com a malha ajustada para operação em rede isolada, controlando a rotação da máquina até o sincronismo com o sistema.

Título - Matriz de Riscos e Flexibilização dos Limites da Interligação N/NE/SECO para Atendimento da Ponta de Carga em Cenários de Restrição Hídrica no SIN

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, ATLAS BRASIL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.

Autor(es) - Rafael Zymler, Andre Moreira da Cunha, Alexandre de Melo Silva

Resumo

Em cenários de severa restrição hídrica, o Sistema Interligado Nacional (SIN) enfrenta desafios operacionais que dificultam o atendimento adequado à ponta de carga. Este trabalho apresenta uma análise da flexibilização dos critérios de segurança para definição dos limites das interligações entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, propondo uma matriz de riscos que visa tanto maximizar a transferência de energia quanto assegurar a estabilidade do sistema. A avaliação baseou-se em simulações eletromecânicas que consideraram diferentes critérios operacionais – N-1 e N-2 – permitindo analisar os impactos das alterações dos limites em condições críticas de baixa disponibilidade hídrica. Foram examinados cenários com e sem geração significativa na região Norte, evidenciando a importância de estratégias que otimizem o aproveitamento dos excedentes de energia provenientes das regiões Norte e Nordeste para suprir a elevada demanda das regiões Sudeste e Centro-Oeste. Os resultados demonstram que, embora a flexibilização dos critérios possa aumentar a capacidade de transferência, ela também eleva consideravelmente os riscos sistêmicos associados a eventuais contingências operativas. Assim, este estudo fornece uma análise das possibilidades e dos riscos inerentes à flexibilização dos critérios de segurança da interligação N/NE/SECO, com ênfase no atendimento a carga e na segurança operacional do SIN.

Perguntas e Respostas

O risco de não atendimento a ponta de carga do SIN levou em consideração o despacho térmico ou se limitou ao limite de exportação Norte/Nordeste?

O risco de não atendimento a ponta do SIN levou em conta também o despacho térmico do SIN. As simulações do prospectivo levam em conta toda a capacidade de geração do SIN, incluindo todas as fontes disponíveis. O risco estava associado a um período hidrológico desfavorável em conjunto com uma ponta de carga muito elevada.

A matriz de riscos pode ser uma ferramenta de redução do curtailment?

A matriz de risco pode ser utilizada como insumo nas análises do planejamento do ONS e permitira explorar intercâmbios mais elevados. No entanto, os critérios considerados fogem dos procedimentos de rede do ONS, de forma que uma possível redução de curtailment estaria associada ao aumento considerável de risco de blecaute. Adicionalmente, o estudo focou na análise para atendimento a ponta, de noite, período no qual o curtailment é menor. Durante o dia a análise se torna muito mais complexa, dada as incertezas do comportamento das fontes fotovoltaicas na base de dados.

Os autores identificam outras condições operativas adversas as quais essa metodologia poderia ser adotada?

Além de ser utilizada para garantir o atendimento a ponta de carga, essa metodologia poderia ser usada para evitar cortes de geração. No entanto, como a matriz considera critérios fora dos procedimentos de rede, o ONS não tem autonomia para passar a considerar critérios mais flexíveis.

Título - Apuração e análise evolutiva das restrições de geração eólica e fotovoltaica no SIN: a visão do Operador Nacional do Sistema Elétrico

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

Autor(es) - Raitza Oliveira de Aguiar, Elias Gabriel Almeida Farias Alves, Bernard Fernandes Küsel, Giuliano Pires, Natália de Castro Maciel, Clarissa da Silva Tôres

Resumo

A expansão da matriz elétrica brasileira tem sido impulsionada pelas fontes eólica e solar fotovoltaica, com destaque para a região Nordeste. Atualmente, essas fontes representam 35,9% da capacidade instalada do país — incluindo a mini e micro geração distribuída (MMGD) — e a previsão é que alcancem 42,7% até 2028. No entanto, essa expansão não tem sido acompanhada pelo crescimento da carga nem pela ampliação proporcional da rede de transmissão, resultando em restrições crescentes à geração dessas fontes, que são não controláveis e não armazenáveis, atualmente. Neste contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022 estabeleceu os critérios para apuração e pagamento por restrições operativas (constrained-off). O ONS é responsável pela apuração dos eventos e pela classificação das motivações das restrições em três categorias: confiabilidade elétrica, indisponibilidade externa e razão energética. O artigo apresenta uma análise detalhada da evolução histórica dessas restrições, com estatísticas, exemplos reais de operação e os principais critérios utilizados para apuração. Também são discutidos os impactos para os agentes de geração, incluindo dúvidas recorrentes sobre mudanças de classificação e da utilização de dados meteorológicos em tempo real. A ausência ou falha nesses dados pode reduzir a geração de referência, afetando o valor do ressarcimento. O trabalho conclui com a análise do histórico das restrições ao longo do período analisado, apontando a

qualidade dos dados e os cenários mais impactantes para cada razão de restrição válida.

Perguntas e Respostas

Considerando tudo que foi apresentado brilhantemente neste artigo os autores acham que está na hora de dar um “freio” de arrumação na questão das fontes renováveis intermitentes (eólica e solar)?

A reflexão sobre a participação e os atributos de cada tipo de fonte, seja ela já existente ou futura, é fundamental para o sistema elétrico. Todas as fontes têm seu papel e sua contribuição deve ser avaliada de forma contínua. É importante que o setor, em um debate aprofundado e considerando a complexidade do tema, chegue a soluções consensuais sobre a inserção dessas fontes. Além disso, a capacidade de armazenamento, como a de usinas reversíveis e baterias, também precisa ser considerada nesse contexto.

Diante de tudo visto e debatido neste artigo, os autores consideram que as fontes renováveis variáveis hoje em dia ultrapassaram o seu limite em termos de quantidade?

A análise da quantidade de fontes renováveis variáveis não pode ser feita de forma isolada. Atualmente, o sistema apresenta um cenário de excedente de oferta, principalmente durante o período diurno. No entanto, essa condição pode ser alterada por fatores como o aumento de cargas eletrointensivas ou um cenário hidrológico menos favorável. Portanto, a análise da capacidade do sistema precisa ser dinâmica e considerada no contexto de cenários futuros de demanda e geração.

Uma das coisas citadas no artigo é que a geração renovável variável tem crescido mais que a demanda e o crescimento da rede. O que o ONS vislumbra em fazer além da aplicação do Constrained-off? Existe algo a mais que o ONS planeja fazer para atingir esse equilíbrio?

Além de atuar através de solicitações de restrição de geração, o ONS desenvolve diagnósticos e estudos para aumentar a capacidade do sistema de transmissão. Um exemplo disso é a indicação para a instalação de compensadores síncronos. O ONS também tem participado ativamente no debate sobre o papel dos Operadores de Sistemas de Distribuição (DSOs), que podem se tornar um elemento adicional e valioso para contribuir com o equilíbrio entre geração e demanda no sistema elétrico.

Título - Estudo estatístico dos Relatórios de Análise de Ocorrência elaborados pelo ONS: principais causas e pontos de atenção

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Matheus Trierveiler, André Seiki Figueiredo Komeno, Lana Paula Pereira Gomes, RAFAEL DE MOURA MENDONÇA, Rafael Defensor Moreira Marinho, Bernard Fernandes Küsel

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise dos Relatórios de Análise de Ocorrência (ROs) emitidos pela Gerência de Análise de Desempenho e de Custos das Operação (AOC) do ONS. Os ROs têm como objetivo investigar as causas das anormalidades verificadas na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). As providências emitidas foram classificadas em origem e motivo, destacando-se a elevada frequência de falhas humanas, especialmente na operação de instalações, além de

ocorrências relacionadas a falhas no sistema de supervisão e controle. A análise realizada identificou padrões nas ações realizadas como ações corretivas e preventivas, com predominância de providências voltadas à revisão de procedimentos, capacitação de operadores e ajustes em lógicas de proteção. Foi realizada uma avaliação da distribuição mensal das ocorrências, como objetivo de investigar possíveis padrões sazonais. Ainda que não tenha sido identificada uma sazonalidade, a variação mensal reforça a importância do monitoramento contínuo e a adoção de medidas preventivas. Os resultados evidenciam o papel estratégico dos ROs como instrumento de aprendizado, padronização e melhoria contínua da operação do SIN, promovendo a transparência e colaboração entre os agentes do setor.

Perguntas e Respostas

Uma vez emitida a providência para um agente, o prazo para solução do problema é acordado com este ou o ONS arbitra?

Os prazos são acordados com o agente durante a fase de minuta. O ONS propõe inicialmente um prazo para atendimento da providência, podendo o agente concordar ou sugerir um ajuste. Nos casos em que não há manifestação do agente, prevalece o prazo estabelecido pelo ONS.

A que se deve principalmente o número elevado de ocorrências associadas a manobras não autorizadas pelo ONS? Acredita que não está claro nos Procedimentos de Rede ou é falha na certificação dos operadores?

Grande parte dos casos está relacionada à falta de atenção das equipes de operação dos agentes, que executam as manobras antes da devida autorização do ONS. Em muitos desses casos, o próprio agente comunica ao ONS que a manobra foi realizada sem a devida autorização. Os Procedimentos de Rede são claros ao determinar que manobras em equipamentos da rede de operação só podem ser executadas com autorização do ONS, estando também explicitados os casos em que essa autorização pode ser dispensada. Em geral, as ocorrências são sanadas através de treinamento ou reciclagem da equipe de operadores, o que normalmente evita reincidências.

Este estudo estatístico está atualmente inserido na rotina de trabalho? Ou seja, será mantida essa avaliação para os próximos anos?

Ainda não está inserido de forma permanente na rotina de trabalho. No entanto, dado a relevância das informações obtidas, estamos nos estruturando para tornar esse processo contínuo e incorporado a relatórios públicos já divulgados pelo ONS.

Título - Otimização de Sistemas Híbridos com Armazenamento por Baterias: Uma Abordagem Econômica e Financeira

Entidade(s) - Universidade Federal de Alfenas

Autor(es) - Izabella Carneiro Bastos, Tiago Sak, Daniel Oliveira Guimarães, Mônica Nassar Machuca

Resumo

Este artigo propõe uma metodologia inovadora para o dimensionamento e operação ótima de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) integrados a fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica. A crescente adoção dessas fontes de geração variável traz desafios relacionados à variabilidade na geração,

exigindo soluções que garantam estabilidade e eficiência no fornecimento. Nesse contexto, o BESS atua como elemento chave, permitindo suavizar flutuações, evitar perdas por curtailment e maximizar o aproveitamento das energias renováveis. A metodologia é implementada por meio de um modelo computacional em Python, desenvolvido com foco na avaliação técnica e econômica de um caso real, que serviu como estudo de caso. O modelo é flexível, adaptando-se a diferentes conjuntos de dados, e utiliza métricas como Valor Presente Líquido (VPL), Retorno sobre Investimento (ROI) e Custo Nivelado de Energia (LCOE) para medir a atratividade econômica do sistema. A análise contempla CAPEX, OPEX e variáveis de mercado, permitindo a avaliação da robustez do projeto frente a diferentes cenários. O estudo também apresenta um simulador baseado em árvore de decisão, desenvolvido com apoio da empresa contratante, que considera aspectos como degradação das baterias, ciclos de carga/descarga e profundidade de descarga. Esse simulador, aliado a um algoritmo de otimização, possibilita simulações realistas de operação. Além disso, o trabalho analisa possíveis fontes de receita e estratégias para garantir a viabilidade econômica, incluindo participação em mercados de serviços ancilares. A conclusão destaca recomendações estratégicas para integrar BESS com geração renovável, promovendo um futuro energético mais sustentável, com garantias de confiabilidade operativa da rede elétrica.

Perguntas e Respostas

Como foi abordada a questão da localização do BESS? Isso foi considerado no trabalho? Como que poderia influenciar nos resultados?

No artigo, a questão da localização física do BESS não foi tratada diretamente como uma variável central da análise. O foco esteve na modelagem econômico-financeira e operacional do sistema, considerando séries temporais de geração de energia solar e eólica, custos (CAPEX e OPEX), degradação das baterias e estratégias de operação (como arbitragem e participação em mercados). No entanto, a localização do BESS pode ter influência significativa nos resultados em um estudo real, porque: Condições da rede elétrica local, A proximidade ou distância de linhas de transmissão pode impactar custos de conexão e perdas de energia e Restrições de capacidade de rede (congestionamentos) podem limitar a injeção de energia e alterar a receita potencial.

Como comentado pelos autores, a viabilidade econômica dos BESS está muito atrelada a uma receita fixa advinda de prestação de serviços ancilares. Como os autores trataram dessa questão, considerando que ainda não há uma definição clara no Brasil sobre como "monetizar" esse tipo de serviço?

Os autores reconhecem que, no Brasil, não há ainda uma definição regulatória clara sobre a remuneração dos serviços ancilares, o que gera incerteza quanto à monetização dessa receita. Por isso, no modelo proposto, a participação do BESS nesse mercado foi considerada de forma hipotética/simulada, como um cenário adicional de receita fixa.

essa questão é como um fator de sensibilidade econômica: Sem serviços ancilares, a arbitragem pura não garante viabilidade financeira em muitos cenários. Não há uma regulamentação existente, mas sim que a definição de um modelo de remuneração para serviços ancilares será determinante para a viabilidade econômica dos BESS no Brasil.

Como o uso da árvore de decisão contribuiu para a otimização da operação dos BESS? Foram avaliados diferentes árvores de decisão?

A árvore de decisão foi usada para simular diferentes caminhos de operação (carregar, descarregar, manter), permitindo escolher a estratégia mais lucrativa e reduzir riscos. Não há comparação de diferentes árvores, considerando que é um estudo de caso com uma estrutura definida para integrar ao modelo de otimização.

Título - Análise do atendimento eletroenergético as Plantas de H2V de grande porte no NE através dos casos de Acesso e Referência do ONS (PAR-PEL 25-29) no horizonte 2029/2030.

Entidade(s) - HITACHI ENERGY BRASIL LTDA., HITACHI ENERGY BRASIL LTDA

Autor(es) - Vinícius Pereira Soares Sobral, Letícia Ribeiro Moog

Resumo

Nos últimos anos, o crescente interesse pelo investimento na produção de Hidrogênio de baixo carbono, que foi popularmente denominado de Hidrogênio Verde, doravante chamado de H2V, vem se destacando como um dos principais ativos de grandes players do setor elétrico. Segundo a Nota Técnica publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [4], estima-se que a consolidação dos projetos de H2V no Porto do Pecém (CE) concentre aproximadamente 4,3 GW em 2030, e no município de Parnaíba (PI), um montante de 9.9 GW também para o ano de 2030. Estes empreendimentos, aglutinados em pontos específicos da Rede Básica do Nordeste, podem representar cerca de 80% da carga total desta região. Logo, à luz das informações apresentadas, este trabalho apresentará um panorama técnico, do ponto de vista da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), em regime permanente, as possíveis restrições energéticas e elétricas nos diferentes cenários de intercâmbio e patamares de carga dos casos de Referência e Acesso do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), bem como as alterações sistêmicas que eventualmente poderão ser observadas após a entrada em operação dessas cargas. Para as análises que seguirão, a conexão elétrica dos consumidores no estado do Ceará será feita na SE Pecém III 500 kV e para as plantas com instalação no Piauí, na SE Parnaíba III 500 kV. Ao final deste trabalho, espera-se que os resultados apresentados como o impacto na tensão, atendimento eletroenergético, comportamento dos intercâmbios entre os subsistemas, pavinchem futuras discussões técnicas sobre a entrada em operação desses grandes consumidores.

Perguntas e Respostas

Foram realizadas simulações dinâmicas para as cargas das plantas de H2V?

Para este trabalho em específico não foram realizadas simulações dinâmicas, apenas estáticas. Contudo, em nossa experiência, temos performado simulações dinâmicas para cargas. A nível de conhecimento, essas análises também apresentam problemáticas nas respostas dinâmicas, principalmente ao que tange contingências de linhas de transmissão no nível de 500 kV.

A conexão das cargas das plantas de H2V no SIN foram feitas por meio de processo de incremento de carga ou alocação direta do montante apresentado no texto?

A conexão das cargas nos pontos elétricos foi feita de forma parcial até chegar no montante total desejado. Não foi utilizado um processo de incremento padrão ou automatizado do ANAREDE. A estratégia foi aumentar a carga em passos não fixos,

de forma que fossem realizados manobras operativas intermediárias (tap de transformador, manobra de banco shunt, etc.) para garantir, pelo menos, a convergência do cálculo do fluxo de potência. É praticamente impossível colocar o montante total da carga diretamente, visto que não é possível chegar em um ponto de convergência numérica.

Quais as possíveis soluções para mitigar os problemas de colapso de tensão associado à entrada em operação dessas cargas de plantas de H2V

Uma delas foi mapeada no próprio trabalho: inserção de um circuito de backup entre as SEs Pacatuba e Jaguaruana II no 500 kV. Esse circuito tem se mostrado bastante importante para as análises de alocação de carga na região do Pecém. Esse elemento concentra mais de 2 GW de potência fluindo no sentido RN - CE (cenário carga média NE exportador), dessa forma a perda desse circuito trará severos problemas para a operação do sistema. Logo, garantir que haja um backup poderá aumentar a confiabilidade do sistema e até possibilitar a expansão dessas cargas. Outra solução é indicar compensadores síncronos para as regiões de maior interesse de acesso para essas cargas, a fim de dar sustentação as tensões de cada região elétrica de interesse.

Título - Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional para Controle de Tensão: Análises e Recomendações Técnicas para Usinas Hidrelétricas

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Flávia Maria Cavalcanti Ferreira, Alexandre Akio Nohara, Alexandre Rodrigues Nunes, Carolina Moreira Borges, Lucas Simões de Oliveira, MARCELO WILLIN HEBNRIQUES SZRAJBMAN, Rafael Theodoro Alves e Mello, Roseane de Souza Nunes

Resumo

A operação de unidades geradoras (UG) hidráulicas como compensadores síncronos (CS) proporciona benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo controle de tensão, estabilidade, aumento da inércia e potência de curto-circuito. Entre 2022 e 2024, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) analisaram a necessidade sistêmica para a contratação de serviço ancilar de suporte de potência reativa e a viabilidade técnico-econômica da conversão de UG para operação como CS. por meio dos procedimentos estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, que define diretrizes para a contratação e para a prestação de Serviços Ancilares, por UG. Foram analisadas 33 UG em seis usinas do SIN, das quais 28 foram consideradas aptas para operar como CS e contribuir para o controle de tensão e a segurança sistêmica. A conversão viável abrangeu as usinas Xingó, Paulo Afonso IV, São Simão, Jaguará e Marimbondo, enquanto a UHE Aimorés não apresentou viabilidade. Os principais benefícios identificados incluem a melhoria da estabilidade elétrica nos subsistemas Nordeste e Sudeste, o aumento da inércia do SIN e a redução da necessidade de abertura de linhas de transmissão para controle de tensão. A análise econômica comparou a conversão das UG com a instalação de novos equipamentos de controle de tensão, considerando custos e tempo de operação. O artigo apresenta com maiores detalhes os estudos das usinas Xingó e Jaguará, demonstrando os impactos positivos da conversão das UG na operação do SIN. A entrada de unidades da UHE Xingó operando como CS comprova a eficácia

da estratégia, destacando a relevância da operação de UG como CS para a segurança e eficiência do SIN.

Perguntas e Respostas

Quais os critérios que definem a viabilidade de conversão de uma unidade geradora em síncrono?

1. Necessidade sistêmica que seja equacionada parcialmente ou integralmente pela operação da unidade geradora como síncrono;
2. Atendimento aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede (Submódulo 3.11);
3. Atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022;
4. A operação da unidade como síncrono deve ser a alternativa técnico e econômica mais indicada para suprir a necessidade sistêmica caracterizada;
5. Ser viável tecnicamente converter e operar o gerador como compensador síncrono.
6. Não existir impedimentos ambientais, como impacto na ictiofauna migratória.

O processo de conversão de uma unidade geradora em síncrono foi apresentado como sendo iniciado pela avaliação técnica do ONS e EPE. Caso um agente tenha o interesse de converter uma unidade geradora em síncrono, isso é possível?

Sim, contudo, a contratação do serviço ancilar somente ocorrerá após a caracterização da necessidade sistêmica. Inicialmente, o Agente deverá declarar a viabilidade técnica para a conversão da unidade geradora e, após isto, o ONS e a EPE passarão a considerar esta alternativa dentro do portfólio de soluções possíveis.

Como os autores consideram que alternativas mais atuais, como BESS e usinas reversíveis, podem influenciar na análise técnico-econômica da conversão de unidades geradoras em síncronos?

As tecnologias de BESS e usinas reversíveis podem ser alternativas à conversão de unidades geradoras existentes em compensadores síncronos, desde que as novas tecnologias solucionem de forma tecnicamente equivalente ou superior o problema sistêmico em questão, e que, na avaliação das alternativas econômicas, realizada pela EPE, seja a solução mais viável.

Título - Cálculo da Disponibilidade de Potência Hidráulica para Avaliação de Atendimento aos Requisitos de Potência

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Arthur Alexandre Lauro da Silva

Resumo

O cálculo da disponibilidade de uma usina hidroelétrica (UHE) depende, além das características físicas da UHE, de parâmetros como altura de queda, disponibilidade de água e disponibilidade das unidades geradoras (UGs). Esses parâmetros, no Sistema Interligado Nacional (SIN), dependem tanto da política energética quanto da situação hidrológica do momento. Como a vazão aos reservatórios é a principal incerteza tanto de curto prazo quanto de longo prazo na operação do SIN, já que é um sistema elétrico predominantemente hidráulico [1], a operação do SIN é influenciada por essa incerteza. Assim, a computação da disponibilidade hidráulica

varia em função do cenário hidrológico estudado, o que se torna um grande desafio para seu cálculo. E essa medida é utilizada na avaliação dos critérios de garantia de suprimento de potência, indicador importante para a expansão do setor elétrico brasileiro. Logo, esse trabalho tem como objetivo propor uma metodologia de apuração da disponibilidade hidráulica em função de um cenário hidrológico, levando em consideração a política energética previamente determinada por um modelo de simulação energética a UHEs individualizadas, o cronograma de manutenção e as regras operativas e ambientais. Para tal, foram identificados no histórico e definidos tipos de operação das UHEs para transformação da vazão defluente energética em vazão “defluente de ponta” e serão utilizadas como apoio as curvas colinas das UGs de cada UHE. Além disso, a metodologia permite ajuste de parâmetros, garantindo flexibilidade em relação à mudança de regras operativa, de características técnicas ou de modo de operação.

Perguntas e Respostas

Nos resultados apresentados, verifica-se uma diferença considerável entre a disponibilidade verificada e aquela definida pelo modelo para Belo Monte nos quatro primeiros dias analisados. Porém no quinto dia analisado, a diferença é praticamente nula. Ainda, nos 5 dias analisados a disponibilidade calculada pelo modelo é a mesma, 1175 MW. O que explica a melhora da estimativa do quinto dia em relação aos anteriores?

A diferença na estimativa da UHE Belo Monte entre os casos exemplos se dá pela ocasional discrepância da sustentação de geração para atendimento de potência entre a metodologia – que é 4 horas – e o programado na operação diária. Nos 4 primeiros casos, a programação diária programou menos de 4 horas de atendimento de potência pela UHE Belo Monte, o que não ocorreu no quinto exemplo.

Todos os dias avaliados são caracterizados por uma disponibilidade hidráulica do SIN da ordem dos 70 GW. Foi avaliada a assertividade do modelo para condições melhores e piores do que esta?

O modelo foi validado utilizando-se de dias críticos de atendimento à demanda no SIN, já que nestes dias garante-se que a programação de geração hidráulica e reserva operativa é realmente a disponibilidade hidráulica. Como os dias críticos usualmente possuem baixa disponibilidade hidráulica, os exemplos coincidentemente eram cenários de disponibilidade hidráulica no SIN de aproximadamente 70GW. No entanto, vale destacar que a metodologia vale para qualquer condição hidrológica do SIN.

No cálculo da disponibilidade de potência da UHE, qual a premissa adotada em relação ao tempo em que a UHE precisa sustentar sua geração para atendimento da ponta de carga?

A premissa para atendimento à ponta de carga é que a UHE sustente a geração por 4 horas, período coincidente com a demanda máxima noturna entre 18h e 22h; com o período de maior criticidade de atendimento identificado pela equipe de programação diária; e com outros produtos de potência ofertados pelo ONS, como o Mecanismo Competitivo de Resposta da Demanda.

Título - Desenvolvimento de Roteiros Operacionais para Subestações Utilizando Inteligência Artificial Generativa

Entidade(s) - Cemig GT

Autor(es) - Ricardo Ernesto Rosa dos Santos

Resumo

As tecnologias de Inteligência Artificial Generativa (IA) têm mostrado significativo potencial para auxiliar e até mesmo automatizar atividades repetitivas. Este trabalho busca avaliar esse potencial na utilização de técnicas de IA no desenvolvimento de roteiros de manobras, a serem utilizados em subestações (SE). A proposta é que tais roteiros não apenas sigam regras gramaticais e de estrutura, mas também sejam precisos, coerentes e seguros, a ponto de serem comparáveis aos produzidos por humanos. O trabalho aborda a elaboração de roteiros para SE nas configurações barra de operação e barra de transferência, disjuntor e meio e barra dupla acoplada. Essas configurações são comuns nas subestações do Sistema Interligado Nacional (SIN). O artigo enfoca aplicações no ambiente dos centros de operação, espaços onde a previsibilidade, a gestão e o monitoramento de manobras são vitais para o sucesso e a segurança das atividades de operação dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Como contribuição, o artigo evidencia os benefícios e as limitações da IA aplicada, fornecendo base para futuras pesquisas ligadas à automação de SE, com o uso seguro de tecnologias emergentes nos centros de operação.

Perguntas e Respostas

Foram testadas configurações de barramentos com vãos incompletos?

Durante a pesquisa não. Vãos incompletos, presentes na topologia disjuntor e meio, são um desafio para os prompts. As simulações a serem conduzidas, agora no EnergyGPT, demonstrarão qual a melhor solução: regras específicas ou roteiros de exemplos para esses vãos incompletos.

A aplicação de IA generativa na elaboração de roteiros para SE tem como objetivo substituir a avaliação humana ou servir de apoio a essa avaliação?

Todos os Roteiros de Manobras na CEMIG são verificados por pelo menos outros dois colaboradores habilitados. Acreditamos que as ferramentas de IA não podem substituir os humanos e sim auxiliar os agentes humanos em tarefas repetitivas e padronizadas.

A necessidade de criar Prompts bem elaborados pode ser visto como uma limitação?

Um dos objetivos da pesquisa foi descobrir o mínimo de informações necessárias para orientar a IA na criação de roteiros de manobras. Prompts com muitas informações podem confundir a IA no processo de criação dos roteiros solicitados.

Título - Estratégias de Otimização Combinatória para a Eficiência Computacional do Problema de Unit Commitment Térmico do modelo DESSEM

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

Autor(es) - Carlos Henrique Medeiros de Sabóia, Danielle de Freitas da Silva

Resumo

O modelo DESSEM é oficialmente utilizado, nas atividades da programação diária da operação, PDO, pelo ONS, e na determinação do preço de liquidação das diferenças, PLD, pela CCEE. A formulação atual do modelo, considera de forma detalhada as restrições de Unit Commitment Térmico (UCT) que introduz

significativa complexidade computacional, devido à sua característica combinatória. Nas atividades da PDO, a solução do modelo DESSEM para a programação do dia seguinte deve ser obtida até as 16h. No entanto, antes desse prazo, há todo um procedimento de montagem do deck, de modo que o tempo efetivamente disponível para a solução do problema é de aproximadamente duas horas. Caso a convergência não seja atingida dentro desse período, o plano de contingência é acionado de acordo com os procedimentos de rede do ONS, pelo qual, no 2º. nível de contingência, o problema de UCT é desconsiderado, sendo de forma análoga, por questões regulatórias, o mesmo procedimento adotado pela CCEE na determinação do PLD horário. No intuito de evitar ao máximo o acionamento de contingências no modelo DESSEM, apresenta-se neste trabalho a aplicação do conceito de quebra de simetria em unidades térmicas idênticas e o desenvolvimento de desigualdades válidas para o problema de UCT com base nas restrições de inflexibilidade e disponibilidade das usinas térmicas. Foram realizadas análises comparativas com uma amostra de mais de 300 casos de PDO de 2024, na qual, observaram-se ganhos significativos de redução do tempo computacional, principalmente nos casos publicados com contingência.

Perguntas e Respostas

Os autores podem discorrer sobre vantagens/desvantagens de se relaxar o gap de convergência em contrapartida a desconsideração do UCT em contingência?

Esse é um ponto importante, pois realmente observamos em diversos casos de PDO em contingência que o tempo excessivo no MILP deveu-se a prova da otimalidade, ou seja, a solução ótima do problema de UCT já havia sido determinada, mas o algoritmo Branch-and-Cut continuava interagindo para alcançar o gap de convergência determinado.

A relaxação do gap de convergência teria o benefício de reduzir o tempo computacional, contudo a solução de status UCT, apesar de viável, poderia não apresentar a precisão adequada requerida pelas instituições. De qualquer forma, esta última seria melhor do que desconsiderar o UCT do problema de PDO, então entendemos que esse é um ponto que deve ser avaliado pelas instituições do setor, podendo ser realizados testes intensivos com os casos de PDO para avaliar qual seria o valor mais adequado para o gap do MILP.

Como pode-se explicar a piora no tempo de processamento de alguns casos quando considerada as estratégias propostas pelos autores?

A estratégia de quebra de simetria aplicada a unidades térmicas idênticas reduz o número possível de combinações entre essas unidades, enquanto as desigualdades válidas desenvolvidas atuam fortalecendo a relaxação linear e beneficiando a heurística do solver ao permitir a geração de novos cortes poliedrais.

Desta forma, intuitivamente, o esperado seria realmente uma redução do tempo computacional em todos os casos. Contudo, é possível que na árvore de enumeração do algoritmo Branch-and-Cut, que resolve a relaxação linear do problema em cada nó, o “caminho” de ramificação seja alterado devido aos novos valores de relaxação linear obtidos com estas técnicas, que pode ocasionar uma menor ou maior (em alguns casos) enumeração em busca da solução ótima. Sendo

assim, por se tratar de um problema combinatório, consideramos uma técnica eficiente se o ganho de tempo computacional ocorrer na grande maioria dos casos.

Com o uso das estratégias propostas obtém-se uma solução mais próxima daquela efetivamente programada pelo ONS (solução mais próxima daquela definida no Pós-Dessem)?

As estratégias mencionadas atuam no sentido de reduzir o tempo computacional na etapa de resolução do MILP, sendo o objetivo reduzir o número de casos de PDO em contingência e não aproximar a solução do modelo DESSEM com aquela efetivamente programada pelo ONS na etapa de pós-dessem. A publicação de casos completos em substituição aos de contingência é que contribui para uma maior aderência ao pós-dessem.

Contudo, as estratégias mencionadas podem ser estendidas ao problema de UCH (Unit Commitment Hidráulico) do modelo DESSEM, permitindo no futuro a sua utilização na PDO e assim aproximando a solução do modelo com aquela efetivamente programada.

Título - Programação Diária da Operação da Usina Hidrelétrica Jirau

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Catarina, INESC P&D Brasil – INSTITUTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTADORES, PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DO BRASIL, Energia Sustentável do Brasil S.A., Energia Sustentável do Brasil SA

Autor(es) - Brunno Henrique Brito, Erlon Cristian Finardi, HENDERSON GOMES E SOUZA, João Marcos Alexandre da Silva, Gizele Ferreira da Silva Pazdziorny

Resumo

No Brasil, a programação diária da operação (PDO) é realizada pelos agentes hidrelétricos com foco na otimização dos recursos hídricos, principalmente nos períodos em que não há vertimento por excesso de vazões. Melhorar a eficiência na geração requer decisões a nível de unidade geradora (UG), envolvendo muitas variáveis, algumas discretas, e uso de funções não lineares e não convexas. No caso da usina Jirau, composta por 50 UGs de dois fornecedores distintos, com diferentes curvas de colina, cujas vazões do Rio Madeira podem variar de 5.000 a 50.000 m³/s ao longo do ano, a PDO é particularmente desafiante pois o problema necessita de centenas de milhares variáveis binárias e restrições não lineares para representar apenas as funções de produção hidrelétrica (FPH). Neste cenário, para se obter uma boa relação entre precisão e tempo computacional, neste trabalho, o problema da PDO é solucionado em duas etapas, ambas baseadas em programação linear inteira mista. Na primeira, cujo objetivo é obter o nível do reservatório ao longo dos estágios, as FPHs são modeladas via aproximação côncava, e o problema é resolvido com técnicas de reformulação de restrições para lidar de maneira eficiente com as dificuldades causadas pela simetria das UGs idênticas de cada margem. Por sua vez, na segunda etapa, com os volumes fixados, resolve-se uma sequência de problemas para cada estágio para determinar o estado on-off e o nível de geração de cada UG. A análise realizada em diferentes cenários operativos mostra que (i) a estratégia de duas etapas obtém os mesmos resultados quando o problema é resolvido em etapa única, mas com uma significativa redução do esforço computacional, (ii) comparativamente a estratégia atualmente empregada

pela usina, são alcançados, em média, ganhos de 1,8% na geração máxima produzida.

Perguntas e Respostas

Os resultados obtidos com o método proposto e o método atual foram comparados com a performance real da usina? Quais os resultados obtidos?

Sim, de maneira preliminar. Os cenários simulados indicam ganhos potenciais da ordem de 1-2%

O que falta para que a metodologia proposta passe a ser utilizada oficialmente na UHE Jirau?

Já está em fase de implementação em interface computacional que será utilizada pelos operadores da UHE.

Para validação da estratégia proposta os autores apresentaram resultados para 8 cenários, representando alguns estados de afluência e nível de montante. A combinação de estados que a usina está sujeita é muito mais amplo do que a amostra apresentada. Qual foi o critério adotado na seleção dos cenários apresentados?

Consideramos cenários de afluências que não geram vertimento. A partir de 25000-27000 m³/s (vai depender da indisponibilidade de UGs), a UHE não tem mais capacidade de turbinar tudo que chega de água e precisa verter. Em cenários de vertimento, o otimizador não se faz necessário, visto que a solução trivial é o despacho de todas as UGs na máxima capacidade de turbinamento.

Título - Programação Determinativa de Usinas Renováveis no contexto da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - ANDREZA SOUSA ANDRADE, Ricardo Polato Thomaz, Leandro Oliveira do Nascimento, Roberto Carlos de Souza Junior, Tiago Oliveira de Medeiros, Janaina Costa Oliveira

Resumo

A expansão das fontes eólicas e solares tem contribuído significativamente para o Sistema Interligado Nacional (SIN), superando 30% do atendimento à carga em 2024. A previsão diária de geração destas fontes é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com base em dados meteorológicos e disponibilidade dos equipamentos. O Programa Diário da Operação (PDO) das usinas eólicas e solares é elaborado conforme previsão do ONS. A esta, são aplicadas restrições de geração quando necessário para garantir a segurança da malha de transmissão, ou quando não é possível alocar toda a geração para atendimento à carga. Diferentemente de outras fontes de geração, os operadores de energia renovável não seguem o PDO, respondendo a comandos do ONS em tempo real, gerando desafios devido à complexidade crescente da matriz e da rede elétrica. Para enfrentar esses desafios e melhorar a previsibilidade da geração, o ONS, em parceria com agentes do setor, lançou em novembro de 2024 o Projeto Piloto de Programação Determinativa. Este projeto visa definir a geração das renováveis na fase de programação, similar ao que ocorre com usinas termelétricas e hidráulicas. Durante o Projeto, foram selecionados dias específicos com programação de restrições de geração por motivos de confiabilidade elétrica e/ou razão energética. Este trabalho faz uma análise do

desenho, da operacionalização e dos resultados dos primeiros testes realizados. São objetos dessa análise a experiência adquirida com a operacionalização desse novo projeto e seus resultados e um mapeamento de aprimoramentos futuros com base na experiência adquirida e possíveis melhorias de sistemas.

Perguntas e Respostas

O projeto piloto foi de adesão voluntária dos agentes de eólica e solar. Existe alguma previsão para que a adesão se torne obrigatória?

O Projeto Piloto teve como principal objetivo avaliar os impactos da implementação da Programação Determinativa para as fontes eólicas e solares. A participação foi voluntária, uma vez que sua adoção obrigatória requer alterações em Procedimentos de Rede, Instruções de Operação, Rotinas Operacionais e Ajustamentos Operativos do ONS, além de eventuais revisões em Resoluções Normativas da ANEEL. Essas modificações serão submetidas à Consulta Pública, o que, por ora, impede a definição de um marco regulatório para a obrigatoriedade da adesão. Todo o processo vem sendo desenvolvido de forma colaborativa entre ONS e agentes do setor.

Quais os principais benefícios da programação determinativa de usinas renováveis?

A implementação da Programação Determinativa para fontes eólicas e solares contribuirá para o aumento da segurança na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), ao permitir que as Salas de Controle operem com fluxos e frequências previamente validados pela Programação Diária da Operação, resultando em uma operação com menor montante de geração redespachada. Além do aumento na segurança da operação, a Programação Determinativa também tende a favorecer um maior equilíbrio entre as restrições de diferentes fontes e garantir maior previsibilidade de geração aos agentes.

Com base nos resultados preliminares do projeto piloto, quais seriam possíveis melhorias e evoluções futuras?

A Programação Determinativa contribuirá para um maior equilíbrio entre as restrições operativas das diferentes fontes de energia, uma vez que a geração será programada, o que possibilitará dar maior previsibilidade aos agentes de geração, além de atenuar as variações características de cada tipo de fonte. Com a consolidação da programação para todas as fontes, será possível avaliar inovações nos processos, como por exemplo, redistribuição de geração entre usinas e/ou conjuntos sob responsabilidade de um mesmo agente. Atualmente, esse processo não é possível de ser realizado nas etapas de programação diária e tempo real.

Título - Análise dos impactos operativos de restrições hidráulicas associadas a condicionantes ambientais nas usinas de múltiplas bacias nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Maria de Jesus Delmiro Rocha, Luana Ferreira Gomes de Paiva, Dayana Martins Nunes, Leonardo Tristão Chargel, Paulo Vitor Morato Melo, Camila Azevedo de Souza, Pedro de Souza Garrido Neto

Resumo

A geração de energia pelas Usinas Hidrelétricas (UHEs) é estratégica para o atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, esse é apenas um dos usos múltiplos da água que podem ser feitos com recursos armazenados nos reservatórios dessas usinas. Este trabalho tem como objetivo avaliar alguns condicionantes operativos hidráulicos, relacionados aos usos múltiplos da água, que são considerados no âmbito da programação e operação em tempo real e que trazem reflexos na operação do SIN. Os casos avaliados são relacionados a limitações de defluências mínimas e de taxas de variação, para os quais foram avaliados impactos hidráulicos, decorrentes da existência desses condicionantes no SIN. Como resultados destaca-se que: i) a manutenção de vazões defluentes mínimas elevadas em comparação às vazões naturais verificadas podem causar o deplecionamento acentuado de reservatórios, podendo comprometer a governabilidade hidráulica da bacia e impactar os usos múltiplos. Nesses casos, há a necessidade de articulação do ONS junto aos agentes de geração hidráulica e destes com os órgãos gestores de recursos hídricos e meio ambiente para flexibilização da vazão defluente mínima na usina; ii) para o atendimento de restrições referentes às taxas de variação de vazão defluente, em alguns momentos, torna-se necessária a prática de vazões defluentes elevadas em horários de menor necessidade energética; e iii) o atendimento aos condicionantes operativos hidráulicos relativos a requisitos socioambientais devem ser alvos de constante avaliação, principalmente em situações de escassez hídrica.

Perguntas e Respostas

Há algo que possa ser feito para atenuar estruturalmente os impactos de condicionantes operativos hidráulicos?

Basicamente, as ações que podem ser realizadas para atenuar os impactos dos condicionantes operativos hidráulicos estão associadas à realização de estudos, de projetos, de obras e de equipes de monitoramento para reduzir ou até eliminar seu impacto na operação do SIN. Como exemplos, podem ser mencionados: a realização de estudos e avaliações ambientais para avaliar os valores mais adequados de limitações de defluências mínimas necessárias para atendimento de requisitos socioambientais; de estudos e projetos para avaliar vazões máximas em pontos de controle; de obras que modifiquem pontos de captações que estão em estruturas fixas para que tenham estruturas flutuantes; e a disponibilização de equipe de monitoramento ambiental para acompanhar a troca da vazão turbinada por vertida e a prática de taxas de aumento e redução de defluência.

Seria viável definir regras operativas que automaticamente flexibilizassem os condicionantes operativos hidráulicos em função do estado das afluições e níveis de armazenamentos dos reservatórios?

Atualmente, em sua atividade de contínuo monitoramento das condições hidroemeteorológicas e de armazenamento das bacias hidrográficas brasileiras nas quais há aproveitamentos hidroelétricos que integram o SIN, o ONS busca sempre se articular, com os agentes de geração hidráulica, com a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, e indicar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) ações que busquem flexibilizar condicionantes operativos hidráulicos em situações desfavoráveis de afluições e armazenamento de reservatórios do SIN.

Existem critérios e metodologias para avaliação dos impactos dos condicionantes operativos hidráulicos?

Encontra-se em curso, ao longo de 2025, a realização de atividades de serviço de consultoria contratado pelo ONS, que tem como um de seus objetivos aprimorar as diretrizes e metodologias para elaboração de pareceres técnicos de análise de condicionantes operativos hidráulicos para diversas condições de operação do SIN. Atualmente, é apresentada uma avaliação simplificada do impacto da incorporação do condicionante operativo hidráulico em condições normais de operação do SIN.

Título - Efeitos do Viés Otimista nas Projeções de Energia Natural Afluenta no Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

Entidade(s) - FACULDADES CATOLICAS, PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda

Autor(es) - Arthur de Castro Brigatto, Joaquim Masset Lacombe Dias Garcia

Resumo

Este artigo investiga os impactos do viés otimista nas previsões de Energia Natural Afluenta (ENA) utilizadas no planejamento de longo prazo da operação hidrotérmica no Brasil. Evidências empíricas e simulações controladas mostram que o modelo PARp-A, atualmente utilizado, superestima sistematicamente as ENAs nos subsistemas Sudeste e Nordeste. Utilizando-se um método de correção de viés, criamos um benchmark para simular as vazões de forma mais aderente aos valores observados sem deteriorar a qualidade probabilística do modelo. Assim, para testar a hipótese de que previsões enviesadas distorcem o valor da água e induzem políticas operativas que esvaziam os reservatórios, simulamos quatro políticas com diferentes combinações de modelos de previsão e representação das restrições dos reservatórios. Os resultados mostram um potencial de aumento expressivo no nível de armazenamento esperado de longo prazo quando o viés otimista na previsão de vazões é corrigido. Esse resultado é acompanhado de uma menor volatilidade e variabilidade nos custos marginais de operação (CMO), proxy para os preços spot. Na política com previsões desenviesadas, nota-se um efeito de aumento do CMO esperado nos períodos úmidos e forte redução dos picos no período seco. Esse efeito é acompanhado de uma tendência de redução geral dos níveis de preço no longo prazo em contrapartida à tendência de crescimento nos picos de CMO da política com previsões enviesadas. Por fim, o estudo reforça a necessidade de aprimorar a governança dos modelos, com monitoramento contínuo da acurácia das previsões e das discrepâncias entre planejamento e operação.

Perguntas e Respostas

Os autores realizaram um back-test, comparando os resultados obtidos com cada uma das políticas simuladas com os valores efetivamente verificados?

Para este trabalho o back-test não foi feito.

Como foi considerada a aversão ao risco nas avaliações?

Foi considerado apenas o valor esperado na função objetivo. Nosso intuito é destacar que um planejamento realizado com base em uma política realista — isto é, com o viés de previsão reduzido — já incorpora uma forma de aversão ao risco de maneira natural. Isso não significa, contudo, que métricas explícitas de risco, como o CVaR, deixem de ser relevantes ou necessárias. O ponto que buscamos enfatizar é que também é fundamental considerar modelos que reflitam adequadamente as

novas condições e realidades do sistema.

Qual o motivo de considerar número de iterações fixa?

Optamos por utilizar um número fixo e elevado de iterações porque comparamos políticas geradas a partir de dois modelos de previsão distintos. O objetivo foi assegurar que ambas as políticas estivessem plenamente convergidas, evitando que diferenças nos resultados fossem atribuídas a estágios diferentes de convergência do algoritmo, em vez de refletirem unicamente as características das políticas construídas utilizando os modelos considerados.

Título - Quantificação de incertezas para auxiliar na tomada de decisão operativa de reservatórios hidrelétricos: desenvolvimento de um modelo de previsão baseado em curvas-chave probabilísticas traçadas por meio de inferência bayesiana

Entidade(s) - UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, Cemig GT, SiDi

Autor(es) - Iago Alberte A Rodrigues Eleutério, Flavia Ciqueira

Resumo

A qualidade e eficiência da operação de reservatórios depende da confiabilidade das previsões de vazão afluente, principalmente as de curtíssimo prazo. No entanto, as previsões tradicionais estão sujeitas a incertezas que nem sempre são devidamente contabilizadas. Nesse contexto, este trabalho propõe um framework metodológico que busca utilizar o método bayesiano Cota-Período-Descarga (SPD, do inglês Stage-Period-Discharge) para modelar curvas-chave probabilísticas para as estações fluviométricas da rede hidrológica de monitoramento a montante dos reservatórios hidrelétricos e, a partir de um modelo de propagação vazão-vazão, realizar previsões, em tempo real, das vazões afluentes a esses empreendimentos. A abordagem foi aplicada a dois reservatórios de características distintas operados pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), a saber: a UHE Peti, com uma estação fluviométrica a montante, e a UHE Três Marias, com quatro estações a montante. Os resultados indicaram que o uso do método de propagação juntamente com o método SPD foram capazes de gerar previsões de curto prazo com razoável aderência aos dados observados, gerando bandas de incerteza que podem contribuir para uma melhor tomada de decisão na operação dos reservatórios.

Perguntas e Respostas

Esse framework apresentado para realizar a previsão de vazões afluentes em reservatórios pode ser aplicado para outras usinas do setor elétrico ou ele foi desenvolvido especificamente para as usinas de Peti e Três Marias? Ou para outras usinas devem ser feitos alguns ajustes?

O framework pode ser utilizado para outras usinas do setor elétrico, desde que exista ao menos uma estação fluviométrica de montante com medições suficientes para definir curvas-chave com a abordagem Bayesiana apresentada no texto. Vale reforçar que, em decorrência da Resolução Conjunta ANA/ANEEL nº 127/2022, praticamente todas as usinas atendem a esse requisito. Exceções valem somente para casos específicos de impossibilidade técnica de se instalar estação de montante, que são raros. Um exemplo são os casos de reservatórios em cascata, onde o reservatório de montante encontra-se no remanso do reservatório de jusante, impossibilitando a instalação de uma estação fluviométrica entre os dois.

Na leitura do artigo dá-se a entender que quanto maior o número de estações de montante maior “poderá” ser a confiabilidade no processo. Os autores poderiam descrever melhor sobre essa relação número de estações x confiabilidade no processo... ou não necessariamente existe essa relação?

A confiabilidade das previsões tende a aumentar à medida que mais estações de montante sejam instaladas, tanto nas regiões mais próximas, quanto nas regiões mais afastadas do barramento. Isso ocorre por 3 motivos: (i) quanto maior o número de estações de montante, maior é a representatividade da área de drenagem delas em relação à área de drenagem do barramento; (ii) a existência de estações mais próximas ao barramento permite elevada acurácia da previsão (valores mais próximos da afluência real), mas com pouco tempo de antecipação dos eventos de cheia; (iii) a existência de estações mais distantes, apesar de gerar previsões com menor acurácia, permite uma boa antecipação dos eventos de cheia, dando mais tempo para os operadores tomarem suas decisões. Assim, pensando tanto na acurácia, quanto na antecipação, o ideal é que existam pelo menos duas estações em cada curso d'água, sendo uma mais próxima, e outra mais distante do barramento.

Outro ponto que influencia na confiabilidade é a dispersão e a disponibilidade de medições de descarga líquida de cada estação. Estações muito recentes ou estações com elevado grau de instabilidade hidráulica tendem a gerar curvas-chave com bandas de incerteza muito largas, especialmente no ramo extrapolado, o que também prejudica a confiabilidade das predições.

Por que o gráfico 5 referente a predição da usina de Peti (vazão afluente) mostrou os anos hidrológicos de 2021/2022 e para Três Marias foram mostrados os anos hidrológicos de 2022/2023? Tem algum motivo especial para essa diferença? Porque as curvas apresentadas para Três Marias não apresentam as curvas de “intervalo Credibilidade” e “Mediana Predição” no centro das curvas?

Na verdade, a questão dos anos hidrológicos se deu devido a um erro nos nomes dos gráficos. As análises tanto de Peti quanto de Três Marias foram feitas considerando os anos hidrológicos de 2022 (início em out/21 e final em set/22) e 2023 (início em out/22 e final em set/23), pois foram os anos com cheias mais representativas em ambas as bacias. Inclusive gostaria de saber se podemos reenviar o arquivo corrigindo os nomes dos gráficos. Para a segunda questão, temos duas interpretações, a primeira relacionada ao fato de as medianas preditivas não estarem no centro dos Intervalos de Credibilidade, e a segunda relacionada ao viés (diferença entre a mediana preditiva e a afluência real) do modelo. Quanto às medianas não estarem no centro do Intervalo de Credibilidade, isso provavelmente acontece porque a distribuição a posteriori gerada pelo MCMC (Monte Carlo com Cadeias de Markov) não é simétrica para alguns parâmetros. Ou seja, pode ser que existam mais "realizações" de curvas-chave nas regiões das caldas do intervalo de credibilidade, o que acaba por fazer com que a mediana não seja exatamente o ponto médio do Intervalo de Credibilidade (ponto central entre os limites inferior e superior). Quanto ao viés, acreditamos que isso aconteça principalmente em decorrência das incertezas dos cálculos de vazão afluente, já que Três Marias é um reservatório de grandes dimensões e monitorado por apenas um sensor de nível, estando sujeito a oscilações que não representam o nível médio do reservatório como um todo.

Título - Análise do impacto da inserção de restrições de unidades geradoras hidráulicas na programação diária da operação do Sistema Interligado Nacional.

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

Autor(es) - Angelo Gabriel Soares da Silva, Luís Fernando Elyas Cerqueira da Silva, Amaro Olimpio Pereira Junior, Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Resumo

Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto da inserção de restrições de unit commitment hidráulico (UCH) nas decisões operativas do modelo DESSEM, oficialmente utilizado para a Programação Diária da Operação (PDO) e cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). É realizada uma análise estatística de diversos casos oficiais da PDO para o ano de 2022, com e sem UCH, para todas as UHEs do Sistema Interligado Nacional (SIN). Adicionalmente, com o intuito de avaliar o efeito do crescimento da variação da carga líquida do SIN devido ao aumento da representatividade de fontes intermitentes de geração de energia na matriz elétrica, efeito conhecido como “curva do pato”, nas decisões do parque hidráulico considerando as restrições de UCH, é executada uma análise de uma amostra de casos oficiais para cálculo do PLD do ano de 2024. Diversos aspectos operativos foram avaliados nas configurações e suas diferenças: geração hidráulica, geração térmica, custo marginal da operação, dentre outros. Observa-se que o modelo passa a determinar pontos de operação mais factíveis, decorrente da imposição de restrições associadas às unidades geradoras das hidrelétricas, em especial, as restrições de geração mínima e máxima e tempo necessário que essas unidades devem permanecer ligadas ou desligadas. Por fim, verifica-se que conforme a variação de carga líquida aumenta e, conseqüentemente, a necessidade de flexibilidade operativa por parte do SIN, maiores são as diferenças entre os perfis operativos obtidos pelo modelo, com e sem UCH. Conclui-se que o UCH será uma ferramenta importante, contribuindo para reduzir o tempo gasto pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) na PDO na etapa de “pós-dessem”.

Perguntas e Respostas

As análises apresentadas mostraram resultados de geração térmica muito próximas da inflexibilidade térmica? Os autores avaliaram condições operativas com maior despacho térmico? Como a relação entre o despacho térmico e a inflexibilidade impacta os resultados da avaliação?

Uma das principais motivações para analisarmos casos em diferentes épocas do ano, tanto em 2022 quanto em 2024, foi justamente capturar diferentes condições operativas. Portanto, houve casos com uma porcentagem de inflexibilidade térmica muito alta frente à geração térmica total, com alguns submercados, notadamente o NE, tendo 100% da geração térmica por motivos de inflexibilidade, e casos com um maior despacho termelétrico por ordem de mérito. Esses últimos casos são mais frequentes no segundo semestre do ano, quando observamos o período seco dos submercados SE/CO, N e NE, em um contexto de maior demanda energética em decorrência de temperaturas mais elevadas nos principais centros de carga. Esse contexto favorece um maior despacho termelétrico por ordem de mérito em decorrência de uma disponibilidade energética menor (baixas aflúências em diversas partes do país) e demanda maior.

Para os casos de 2022 e de 2024, não verificamos relação significativa entre

variação do montante de geração térmica inflexível e mudanças nas decisões operativas do DESSEM ao considerarmos o UCH.

Na visão dos autores, qual o motivo de ao se considerar custos de partida haver uma grande redução do tempo computacional?

Esse é um resultado por vezes esperado em um problema de programação linear inteira mista (MILP), caso resolvido pelo modelo DESSEM. O algoritmo utilizado pelos solvers comerciais, como o IBM/CPLEX, para a solução deste problema é chamado de Branch-and-Cut que realiza um processo de enumeração implícita em busca da melhor solução, e as regras de enumeração utilizadas buscam a diminuição do custo ao longo do processo. Desta forma, principalmente em um contexto de abundância hídrica, podem existir inúmeras soluções de despacho hidráulico com mesmo custo prejudicando o desempenho deste algoritmo, já quando considera-se custo de acionamento com UCH as soluções de despacho hidráulico passam a ter valores de custo diferenciados beneficiando o desempenho do algoritmo referido, conduzindo a uma enumeração menor na busca da solução ótimo, consequentemente reduzindo o tempo computacional como observado.

Apesar do benefício observado em relação ao tempo computacional, ressalta-se que a determinação destes custos de acionamento das unidades hidráulicas não é simples, dependendo de vários fatores. Além disso, seria necessário um esforço de validação e regulatório, por parte das instituições e agentes do setor, para a utilização deste parâmetro na programação da operação.

Como a consideração ou não da rede elétrica impacta o tempo de processamento do modelo DESSEM ao se considerar o UCH? Havendo restrição de tempo de processamento, na visão dos autores seria melhor representar a rede elétrica ou o UCH?

A consideração da rede elétrica aumenta consideravelmente a complexidade do problema resolvido pelo modelo DESSEM que se traduz no aumento do tempo de processamento, como pode ser observado diariamente nas diferenças de tempo de execução dos casos de PDO do ONS (com rede) e de PLD da CCEE (sem rede). A consideração do UCH aumenta mais ainda essa complexidade, principalmente nos casos com rede, pois as unidades hidráulicas passam a ter injeções mínimas obrigatórias nas barras e por um tempo mínimo determinado podendo ocasionar conflitos com restrições de transmissão.

Havendo restrições de tempo de processamento, na visão dos autores é mais importante representar a rede elétrica, mantendo-se o que já é adotado de forma oficial pelo ONS na operação do SIN, principalmente em um contexto de penetração cada vez mais acentuada de fontes de geração eólica e solar na matriz elétrica. Contudo, a representação do UCH é importante principalmente para reduzir a etapa de pos-dessem, nesse sentido uma possibilidade poderia ser representar o UCH de forma agregada por unidades equivalentes, reduzindo o número de variáveis binárias e consequentemente o tempo computacional.

Título - INTEGRAÇÃO DA DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS EM DOIS ESTÁGIOS E PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL PARA O PLANEJAMENTO HIDROTÉRMICO-EÓLICO COM FUNÇÕES DE CUSTO INTRA-ESTÁGIO

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico, UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA UFJF, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

Autor(es) - Carlos Alberto de Araújo Júnior, bruno henriques Dias, ANDRE LUIZ DINIZ

Resumo

O aumento da participação das fontes renováveis de geração eólica e solar introduziu desafios no planejamento e na programação da operação de sistemas elétricos, especialmente devido à alta variabilidade horária dessas fontes. Tradicionalmente, essa variabilidade horária é considerada apenas na programação da operação (curtíssimo prazo). No entanto, seus impactos não se restringem a essa etapa, estendendo-se de forma significativa por todo o horizonte de planejamento. Com base no trabalho [1], que apresenta uma abordagem que combina a decomposição de Benders em dois estágios com a Programação Dinâmica Dual, combinação cujo objetivo é gerar Funções de Custo Intra-Estágio de forma iterativa em substituição às tradicionais Funções de Custo Imediato, busca-se representar de forma mais precisa as características horárias das fontes renováveis nos modelos de planejamento de curto e médio prazos, sem a necessidade de subdividir explicitamente o planejamento em etapas horárias. Em relação aos trabalhos [2], [3] e [4], que também exploraram essa linha de pesquisa, a principal contribuição do trabalho [1] é evitar a necessidade de discretizar, a priori, todos os pontos de operação da geração hidrelétrica em múltiplos subsistemas, uma abordagem que se torna inviável em problemas de grande porte. Este trabalho dá continuidade aos estudos realizados em [1], aplicando a metodologia proposta, e analisando de forma mais detalhada os resultados. O objetivo é analisar de forma mais detalhada os impactos da introdução de fontes renováveis de energia, considerando a variabilidade horária não apenas no curtíssimo prazo, mas ao longo de todo o horizonte de planejamento.

Perguntas e Respostas

Os autores poderiam discorrer sobre as vantagens/desvantagens da metodologia proposta em relação a solução do problema com discretização horária?

A principal vantagem da metodologia proposta em relação à discretização horária está na capacidade de incorporar as características típicas do problema em base horária à PDD ou PDDE por meio da formulação convexa das Funções de Custo Intra-Estágio (FCIE), sem a necessidade de subdividir explicitamente a PDD/PDDE em estágios horários. Nesse caso, os efeitos horários são representados por funções lineares por partes, o que permite capturar a dinâmica horária com uma grande redução do esforço computacional. Essa abordagem visa evitar a explosão combinatória que ocorreria caso o problema fosse formulado diretamente com estágios horários. Como principal desvantagem, destaca-se a impossibilidade de obtenção direta do Custo Marginal de Operação (CMO) em base horária.

Qual a viabilidade da consideração da metodologia proposta na solução dos problemas de médio/curto prazos empregados no planejamento/programação da operação pelo ONS?

A viabilidade da aplicação da metodologia proposta está condicionada à sua extensão para a PDDE, para uso no planejamento de médio/longo prazos, e a própria consideração de cenários de vazão na PDD, para uso no curto prazo, visto que no trabalho considerou-se um problema determinístico em relação às vazões. Além disso, são necessários avanços na eficiência da implementação, como a inclusão de processamento paralelo para resolver os subproblemas independentes associados a diferentes cenários de geração eólica e solar, bem como a reprogramação do código em uma linguagem mais eficiente, com o objetivo de reduzir o tempo computacional.

A metodologia proposta pode ser interessante para avaliação da flexibilidade operativa do SIN, principalmente em estudos de planejamento. Para isso, seria importante a consideração de parâmetros de UCT. Existe alguma dificuldade/restrrição para incorporação do UCT ao problema?

A incorporação do UCT, assim como do UCH, ao problema é viável. No entanto, é importante destacar que a introdução de variáveis inteiras pode comprometer a convexidade tanto das Funções de Custo Intra-Estágio (FCIE) quanto das Funções de Custo Futuro (FCF). Caso isso ocorra, será necessário convexificar a FCIE/FCF ou, alternativamente, substituir a metodologia PDD/PDDE pela Programação Dinâmica Dual Inteira Estocástica (PDDIE), mais adequada para problemas de programação dinâmica com variáveis inteiras. Essas análises foram consideradas como propostas para trabalhos futuros.

Título - Explorando Micro Subestações para Regiões Isoladas Próximas a Linhas de Transmissão

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, SIEMENS ENERGY BRASIL LTDA, Trench Brasil Ltda.

Autor(es) - Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Lucas Simões de Oliveira, Michele Almeida de Souza, Rafael Theodoro Alves e Mello, Tiago Santos Guimaraes, Leandro Henrique Oliveira

Resumo

No Brasil, sistemas isolados: em áreas remotas, longe da Rede Básica e com baixa demanda, não são conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e dependem de usinas térmicas a diesel para suprimento elétrico. Os altos custos desse suprimento são cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) [1], que reembolsa gastos com combustível, geração, tributos e apoia projetos para modernizar a oferta elétrica. Este artigo apresenta uma tecnologia candidata para interligar regiões isoladas com pequenas demandas por meio de Transformadores de Potencial com Aplicação de Potência (TPAP) em derivações nas linhas de transmissão próximas. O TPAP é um equipamento monofásico, com potência suficiente para atender centenas de quilowatts (kW). Trata-se de um método mais viável e de menor custo, baseado em microssubestações que eliminam a necessidade de grandes áreas e dos equipamentos convencionais presentes nas soluções tradicionais com transformadores de potência. A interligação das áreas isoladas próximas às linhas de transmissão, além de garantir o fornecimento de energia e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, pode impulsionar o desenvolvimento econômico e social local, com mínimo impacto ambiental e sem a necessidade de grandes obras. O estudo aborda aspectos de regulação, operação, risco e proteção envolvendo tapes em linhas de transmissão e o funcionamento de

uma microssubestação, incluindo referências e exemplos internacionais de adoção desta tecnologia em Portugal, Senegal, República Democrática do Congo e Índia. Foram avaliadas três localidades na região amazônica com relação à interligação pelo sistema, contemplando Mocambo (AM), Cabori (AM) e Urucumacua (RO), com demandas entre 413kW e 660kW e localizadas a poucos quilômetros de linhas de transmissão de 500kV e 230kV. Atualmente essas localidades são atendidas por distribuidoras que mantêm a infraestrutura elétrica e a rede conectadas a termelétricas locais. Este artigo propõe uma análise econômica que justifique a conexão dessas áreas isoladas por meio de tapes em linhas de transmissão de alta tensão afim de promover uma alternativa energética sustentável, preservar áreas verdes e reduzir as disparidades sociais, impulsionando o desenvolvimento regional.

Perguntas e Respostas

Foi realizado estudo de viabilidade econômica comparando a adoção dos TPAPs com micro estação de painéis solares e banco de baterias nessas localidades isoladas?

Não. Estudos anteriores da EPE indicam que a solução com painéis solares e banco de baterias é financeiramente inviável para garantir fornecimento 24/7, pois exigiria bancos de baterias de grande porte. Ademais, a solução híbrida demanda área extensa para instalação, o que, em se tratando de regiões preservadas, aumentaria o impacto ambiental.

O TPAP, por sua vez, apresenta menor área ocupada e menor impacto socioambiental garantindo a plena alimentação enquanto a linha seccionada por tap estiver energizada.

Há algum projeto em andamento para instalação dessa solução em alguma comunidade isolada?

Sim, conforme apresentado, energizou-se na Índia, em Nova Dehli, a primeira micro subestação do país em 18/06/2025.

Há um projeto similar, parceria da ABB e Hitachi no Congo:

<https://new.abb.com/news/detail/45967/abb-enables-access-to-electricity-in-africa> .

Os custos de O&M também foram considerados no projeto? Há necessidade de se manter pelo menos dois operadores mantenedores em cada comunidade?

Os custos de O&M não foram considerados no projeto, embora entendamos que não há necessidade de manter operadores dedicados em cada comunidade, uma vez que a micro subestação pode ser operada de forma remota, com recursos de supervisão e monitoramento à distância.

Título - Consideração de restrições operativas elétricas e hidráulicas na representação da Função de Produção Hidrelétrica Aproximada utilizada no planejamento da operação do SIN

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL

Autor(es) - Pedro Tiago Macedo Lira, ANDRE LUIZ DINIZ, Lilian Chaves Brandão dos Santos, Diego Nunes Gonçalves Freitas

Resumo

O planejamento da operação de sistemas elétricos visa determinar uma política de operação que minimize o custo total de operação do sistema, atendendo às

restrições operativas e critérios de segurança. Neste contexto, é fundamental uma modelagem tão acurada quanto possível da função de produção hidrelétrica nos modelos computacionais de planejamento da operação do SIN, onde atualmente se utiliza um modelo linear por partes, denominado Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA). Este trabalho propõe a consideração das restrições operativas de volume armazenado, vazão turbinada, vertimento e geração para restringir a janela de construção da FPHA, buscando-se dois objetivos: (i) aumentar a precisão da representação da FPHA, caso se mantenha o mesmo número de pontos na grade de discretização da função; (ii) reduzir o esforço computacional pela diminuição do número de hiperplanos que modelam a FPHA, já que estará sendo construída em regiões operativas mais restritas. Apresentam-se resultados de aplicação da metodologia para casos oficiais de Programação Diária da Operação do modelo DESSEM, considerando as restrições operativas hidráulicas e elétricas atualmente utilizadas pelo ONS. Inicialmente, constatou-se uma redução relevante no número de restrições da FPHA com a metodologia proposta. Observou-se também uma redução geral dos desvios médios da FPHA em relação à função exata, que são mais significativas para as usinas sujeitas a restrições operativas mais severas. Verificou-se também que a metodologia proposta mantém valores muito similares de custo total de operação e custos marginais dos casos oficiais, o que é esperado, visto que o problema original não se altera. Esta metodologia é extensível, sem alterações relevantes na metodologia, aos modelos DECOMP e NEWAVE, também utilizados pelo ONS e CCEE nos processos de programação diária da operação (PMO) e formação de preço de liquidação das diferenças (PLD).

Perguntas e Respostas

Já tem havido entendimentos para futuramente estender a aplicação da metodologia aos modelos DECOMP e NEWAVE?

Sim, é possível estender a aplicação da metodologia aos modelos DECOMP e NEWAVE. No caso do DECOMP, espera-se ainda um benefício mais direto na redução do tempo computacional na resolução dos problemas de programação linear quando houver uma diminuição no número de pontos utilizados na construção da envoltória convexa. Já no caso do NEWAVE, embora também se espere uma redução no tempo computacional com a diminuição da quantidade de pontos, é necessário avaliar cuidadosamente a utilidade e o desempenho da técnica adotada. No algoritmo de programação estocástica utilizado (PDDE), pressupõe-se a visita a cenários com condições hidrológicas desfavoráveis, nos quais é comum a violação de restrições operativas. Nessas situações, a aplicação da FPHA com número reduzido de pontos pode ser prejudicada, elevando os desvios em relação à função de produção exata, especialmente considerando o horizonte de planejamento mais longo adotado por esse modelo.

Quais os ganhos que podem advir se houver uma investigação mais detalhada do número de pontos a ser considerado quando há redução no domínio da janela da FPHA?

Ao reduzir o número de pontos, o principal objetivo é diminuir o tempo computacional, uma vez que este está diretamente relacionado ao número de restrições utilizadas para representar a FPHA de cada usina. No entanto, essa redução deve ser realizada com cautela, de modo a não comprometer a acurácia da representação da geração hidrelétrica.

Existem algumas restrições hidráulicas sazonais. É possível implementar esse tipo de restrição no modelo?

Com certeza é possível. Como a FPHA é diferente para cada período, o impacto das restrições sazonais no cálculo da FPHA será observado em todos os períodos em que essa restrição atuar.

Título - NOVOS RISCOS OBSERVADOS PARA A OPERAÇÃO E A MANUTENÇÃO DE INSTALAÇÕES TRANSFERIDAS DE USUÁRIOS (GERADORES E CONSUMIDORES) DA REDE BÁSICA, ORIUNDAS DE SECCIONAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO – ANÁLISE REGULATÓRIA, IMPACTOS E MEDIDAS MITIGADORAS, CONSIDERANDO AS DELIBERAÇÕES DA ANEEL PARA O ÚLTIMO CICLO TARIFÁRIO

Entidade(s) - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - ANGELA CRISTINA DE SOUZA LEITÃO GUIMARÃES, Fabiana Toledo Sermarini, Rafael Takasaki Carvalho, GISELA GONZAGA RODRIGUES

Resumo

O segmento de transmissão destaca-se por seu complexo arcabouço regulatório, estando o acesso de usuários sujeito a um longo processo até a sua efetiva incorporação ao SIN, incluindo à autorização do MME, estudo de margem e mínimo custo global pela EPE e o ONS, além do estudo de impacto, pelos agentes de transmissão, submetidos à regulamentação e fiscalização da ANEEL. Observa-se que, a regulamentação associada a esses casos tem demonstrado, particularmente, um descasamento com as necessidades intrínsecas à operação cada vez mais complexa de uma Rede, que requer o compartilhamento entre múltiplos agentes. Destacamos que não há aprimoramentos significativos destes Normativos desde 2004, com a publicação da ReN nº 67, e em 2018, com a publicação da ReN nº 815. A publicação das Regras dos Serviços de Transmissão, em 2020, trouxe uma organização temática dos regramentos, mas sem inovações. Em meio às dificuldades do processo, as últimas deliberações ANEEL demonstraram um novo entendimento da Agência, para os casos de acesso de instalações da Rede Básica, através de seccionamento de linha em operação. Considerando as últimas decisões, o acessante passa a compartilhar, com a transmissora, a responsabilidade pela operação e manutenção da nova subestação seccionadora, incluindo o controle sobre disjuntores e o Módulo Geral da subestação. Este artigo vem apresentar uma avaliação sobre o que preveem os principais regulamentos vigentes, que regem o acesso ao SIN, além de identificar os impactos que as últimas deliberações da Agência podem causar sobre a operação de subestações seccionadoras, juntamente com propostas de medidas mitigadoras a serem implementadas sobre as instalações em operação e sobre o planejamento de acesso futuros.

Perguntas e Respostas

O que motivou a mudança no entendimento da agência sobre a transferência de responsabilidades de operação e manutenção para as transmissoras em casos de seccionamento de linha da Rede Básica por usuários?

De acordo com as notas técnicas juntadas aos processos de pedido de estabelecimento de receita de O&M na ANEEL, o entendimento sobre os módulos associados ao seccionamento de LT, implantados por usuários da Rede Básica, que devem ser transferidos para a transmissora, se intensificou apoiado na publicação de um Memorando da Superintendência de Regulação da Transmissão (STD). O

documento datado de 2019 afirma que, de acordo com o entendimento da Superintendência, inexistia na Regulamentação vigente a obrigatoriedade explícita sobre a transferência do Módulo Geral (MIG) completo implantado por usuário da Rede Básica, para a transmissora responsável pela linha de transmissão em operação seccionada. E ainda que, componentes associados ao Módulo Geral como áreas de uso comum, a totalidade do barramento e módulos de Interligação de Barra (IB) são de uso exclusivo do usuário acessante, não cabendo à sua incorporação à Rede Básica e ônus aos demais agentes conectados ao SIN. Entretanto, considerando que é possível encontrar nos processos de reconhecimento de transferência de instalações de seccionamento e estabelecimento de receita de O&M, a transferência do Módulo Geral completo (MIG) da subestação seccionadora para a Rede Básica, mesmo após a publicação desse Memorando, como é o caso do Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Senhor do Bonfim II – Irecê, sob a concessão da Eletrobras Chesf, por uma Usina de Geração Eólica (usuário), cuja transferência da subestação SE Campo Formoso completa, incluindo a IB, foi homologada pelo Despacho nº Dsp nº 1.172 em 2022, observa-se que o entendimento interno à Agência sobre o tema é ainda conflitante.

A constatação pela necessidade de aprofundamento sobre o tema pode ser observada no voto do Diretor Relator dos processos nº 154, 569, 165 e 218 de 2024, que demonstra a possibilidade de que a efetiva responsabilidade sobre as instalações de seccionamento pela transmissora da linha seccionada e o estabelecimento de receita proferido pela ANEEL, podem não estar sendo compatíveis: [...] a decisão “não exclui a possibilidade de haver aprimoramentos regulatórios no sentido de melhor refletir o escopo da transferência e mais adequadamente remunerar o transmissor pelo serviço prestado”[...].

Na visão dos autores era melhor ter mantido a metodologia anterior?

A responsabilidade pela implantação, operação e manutenção das instalações da Rede Básica pelas transmissoras é intrínseca à concessão dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica, conforme Lei nº 9.074/1999. O parágrafo 1º da Art. 17. da Lei determina que as instalações de transmissão de energia elétrica componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN sejam objeto de concessão e funcionem integradas ao Sistema Elétrico, com regras operativas aprovadas pela Aneel, sendo o poder concedente quem deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica e as de interesse restrito.

Em 2004, a Resolução Normativa ANEEL nº 67 definiu no Art. 3º que, integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, as linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV. E ainda no Art. 3º que, não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão tais como linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo.

O Art. 7º deste mesmo Normativo determina ainda que a conexão de consumidor livre ou de central geradora à Rede Básica, por meio de seccionamento de linha de transmissão, incluindo a implantação do barramento, as entradas, as extensões de linhas até a nova subestação e também os eventuais reforços e modificações na própria linha de transmissão serão classificados como integrantes da Rede Básica. E ainda que, o empreendimento deverá ser autorizado em favor da concessionária de transmissão, responsável pela linha em operação, mas que, em comum acordo entre as partes, a usuária, mediante manifestação formal prévia, poderá implantar e transferir de forma não onerosa.

Além disso, em 2005, o Decreto de Lei nº 5.597 ratifica o entendimento sobre o destino das instalações de seccionamento, implantadas por usuário acessante da Rede Básica, como é o caso de consumidores. De acordo com os parágrafos 1º e 3º do Art. 4º, os bens e instalações necessários ao seccionamento e acesso serão cedidos sem qualquer ônus ao concessionário de transmissão responsável pela linha acessada, na forma de doação, e incorporados à Rede Básica, não fazendo qualquer restrição parcial de equipamentos e ou funcionalidades que deverão permanecer sob a responsabilidade do usuário.

Em 2020, as Regras do Serviço de Transmissão republicaram os referidos Normativos nos Módulos 3 e 5, de modo que, permanece vigente a prerrogativa da concessionária de transmissão implantar, operar e manter as instalações oriundas de seccionamento de linha da Rede Básica, para permitir o acesso de usuários ao SIN.

Ou seja, embora o regramento vigente defina de forma clara o papel dos Agentes de transmissão, a Agência vem mantendo a decisão de separar as instalações de seccionamento, implantadas pelo usuário, em 02 partes: aquelas que aparentemente são de uso exclusivo do acessante e aquelas incontestavelmente de Rede Básica, sem fazer distinção ao tipo de arranjo da subestação, função das IB e até mesmo considerar a necessidade de intervenções do Operador Nacional ao longo da concessão e a previsão de novos acessos na instalação.

Entretanto, entendemos que, para a Operação adequada e o endereçamento do uso das novas instalações implantadas, é necessário definir que a totalidade das instalações do acesso, através do seccionamento de linha da Rede Básica, incluindo o Módulo de Infraestrutura Geral - MIG, seja de responsabilidade exclusiva da transmissora acessada. E que, é necessária uma sensibilização da Agência para os problemas causados para os agentes envolvidos e a busca por uma solução conciliadora.

Uma medida que poderia ser adotada, por exemplo, de forma temporária, é a adoção da premissa de que, enquanto o atendimento da instalação for para um único usuário (Consumidor ou Gerador), a classificação da parte incontroversa das instalações seja como de Rede Básica (RB) e os demais módulos como Demais Instalações de Transmissão (DIT). Dessa forma, a responsabilidade pelos encargos associados às instalações seria alocada, mesmo que de forma temporária, unicamente para o usuário, mas sob a gestão da transmissora.

Na visão dos autores o impacto regulatório com essa mudança é negativo?

A “nova interpretação” além de violar os princípios da concessão de serviços públicos de energia elétrica, impacta na otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

A decisão de não reconhecer a transferência da totalidade das instalações de

seccionamento implantadas pelo acessante traz problemas para a Operação das instalações, relacionamento com os agentes Acessantes e com o Operador Nacional, além da necessidade de implantação de reforços em curto prazo, onerando os demais agentes do SIN, desnecessariamente.

Considerando as últimas decisões, novos projetos de subestações seccionadoras de usuários da Rede Básica tiveram que ser redesenhadas, de modo que o Módulo Geral e as novas entradas de linha (EL), terminais das novas linhas do seccionamento, tenham a operação segregada, a partir de Centros de Operação distintos. Destaca-se que, quando da entrada de um novo acessante à subestação, a instalação deixará de ser de uso exclusivo e, de acordo com a regulamentação vigente, deverá ser transferida para a transmissora. Ou seja, num curto espaço de tempo, uma obra de reforço deverá ser implementada, de modo que a transmissora consiga operar a totalidade das instalações.

Além disso, destacam-se os casos das subestações seccionadoras com arranjo BD4. Da forma como foi estabelecida a responsabilidade da transmissora pela ANEEL, o disjuntor de transferência (IB) foi classificado como instalação de uso exclusivo do usuário conectante, mesmo tendo o ONS emitido Termo Liberação de operação para a transmissora. Na prática, no caso de indisponibilidade de disjuntores (IB) que compõem a FT – Módulo Geral, será aplicada PVI utilizando como base o Pagamento Base (PB) da Função de Transmissão Módulo Geral (FT-MIG -A) estabelecida, com tratamento similar ao de Rede Básica.

Considerando o último ciclo tarifário, desde 2019, acumulam-se para as empresas do grupo Eletrobras, apenas de casos de seccionamento de usuários, a gestão de 11 subestações com o reconhecimento apenas de Módulo de Infraestrutura Geral de Acessante (MIG-A) e 08 subestações com arranjos BD4 sem o reconhecimento da responsabilidade da operação da Interligação de Barra (IB) como sendo da transmissora, sem ganhos significativos para a modicidade tarifária.

No caso concreto, a opção de reverter para o acessante às despesas com as instalações seccionadoras é temporária e equivale a economia da diferença entre as RAP dos módulos completos ou incompletos a serem transferidos, sendo a parcela de O&M da RAP, que cabem a esses casos, o equivalente à 2% da RAP total.

Título - Automação da Concessão de Expurgos Hídricos na Apuração de Mudança de Estados Operativos na UHE Jirau.

Entidade(s) - Energia Sustentável do Brasil SA, Energia Sustentável do Brasil S.A.

Autor(es) - Thayná Baptista Moroso, João Marcos Alexandre da Silva

Resumo

A operacionalização da apuração das mudanças de estados operativos das Unidades Geradoras é essencial para o cômputo das informações sobre operação da planta e acompanhamento das manutenções. A apuração mensal de indisponibilidades é baseada na consistência das taxas de indisponibilidades programadas e forçadas. Conforme Rotina Operacional do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), RO-AO.BR.04, algumas origens de indisponibilidades são desconsideradas para o cálculo das taxas de indisponibilidades programadas e forçadas, como a origem "GIS", aplicada também às determinações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Na Usina Hidrelétrica de Jirau (UHE Jirau), é preconizado a plena conversão energética da disponibilidade hidráulica da usina,

assim paradas de unidades não necessárias ao atendimento dos requisitos do Sistema Interligado Nacional (SIN) são expurgadas por restrições hídricas, características quando as vazões do rio Madeira são insuficientes para conversão de toda disponibilidade de máquina. A metodologia de expurgo convencionada com o ONS é simplificada na ausência de vertimento, pois todas as indisponibilidades são expurgadas. No entanto, com vertimento, é necessário determinar as unidades responsáveis pelo vertimento turbinável para penalizá-las proporcionalmente, e as indisponibilidades que não interferirem na conversão energética serão expurgadas. A análise é realizada em base horária nas 50 turbinas de Jirau e requer uma análise refinada de 36.000 horas mensais, demandando grande envolvimento dos colaboradores. O princípio do cálculo dos expurgos hídricos compara a disponibilidade hidráulica estimada do rio Madeira com a disponibilidade real da usina, desenvolvido inicialmente em planilhas Excel. A Jirau otimizou o cálculo de expurgos automáticos com o desenvolvimento de uma linguagem de programação Procedural Language (PL)/ Structured Query Language (SQL), resultando em um relatório simplificado, indicando todas as possibilidades de expurgos das 50 máquinas, hora a hora, e mensalmente. Essa funcionalidade melhorou o desempenho das rotinas de apuração, qualidade e excelência operacional.

Perguntas e Respostas

Os autores citam no artigo que a potência a penalizar seria dada pela potência hidráulica disponível menos a potência disponível na usina. Os autores poderiam explicar um pouco melhor quais restrições operativas nas máquinas da usina são consideradas para redução na potência da usina?

Indisponibilidades de origem interna, como manutenções de unidades geradoras (urgência), indisponibilidades intempestivas (emergência e automático), restrição parcial de potência oriunda de perda de carga nas grades.

O artigo debate sobre a forma como são feitos, atualmente, os expurgos hídricos da usina de Jirau. Pelo que está descrito no artigo esse processo é feito automaticamente por linguagens de programação (PL e SQL). Como era feito esse cálculo antigamente, antes da implementação dessa automação? Os autores poderiam dar uma breve explicação sobre os ganhos que foram obtidos com esse novo processo?

Esse cálculo era realizado via planilha Excel, com desenvolvimento de Macros, porém, era uma solução não sistematizada, lenta, e que a saída de resultado ainda dependia de tratamento da informação para compilar o resultado na linguagem de Apuração de Mudança de Estado e viabilizar a consolidação junto ao Operador (ONS). A otimização nos trouxe maior potencialização de expurgos hídricos e propiciou condições operacionais mais favoráveis ao time (agilidade e assertividade).

Esses cálculos de expurgo devem ser aplicados para todas as usinas hidrelétricas do País, pelo ONS. Se algum agente solicitar aos técnicos de Jirau essa planilha para automatizar os seus cálculos, isso poderia ser cedido ou o ONS já disponibilizaria essa planilha para os agentes?

Essa parcela de expurgo foi concedida via Despacho nº 1.274-2017 da ANEEL e aplicável à UHE Jirau.

A tratativa de automatização de expurgos hídricos poderia ser trabalhada junto ao

Operador (ONS) para sistematização e aplicabilidade junto ao sistema Oficial SAGER do ONS.

Título - Aspectos da Apuração da Transmissão em Instalações Compartilhadas no Sistema Interligado Nacional.

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Antônio Alves de Souza Neto, Claudemario Gomes de Brito Junior, Silvia Sonohara Campones do Brasil, Patrícia Guimarães Peixoto, Nithyane Rayssa Pires Barros, Robson Luís da Silva, Hamilton Celerino da Fonseca Neto

Resumo

Este trabalho aborda um componente vital para o sistema elétrico, a transmissão de energia, e tem como objetivo abordar a complexidade da apuração da transmissão em instalações do Sistema Interligado Nacional (SIN) que são compartilhadas por mais de um agente, o que tem tomado espaço devido ao aumento da demanda por soluções sustentáveis e eficientes. Essa medida trouxe desafios para a operação, bem como para a atividade de apuração da transmissão, que resulta na aplicação da Parcela Variável (PV). Assim, tem-se como objetivo fornecer conhecimento sobre a apuração da transmissão em instalações compartilhadas entre mais de um agente, e apresentar as diferentes formas de aplicação de PV para indisponibilidades e restrições operativas, além das variáveis que impactam nas análises do processo de apuração. Este Informe Técnico (IT) tem sua análise fundamentada em apurações reais do SIN, utilizando dados provenientes de estudos de caso e de indisponibilidades e restrições operativas das instalações. Essa metodologia permite uma compreensão aprofundada dos desafios enfrentados na apuração da PV e sua relação com a qualidade da energia, contribuindo para um debate mais robusto sobre melhorias a serem propostas. Além disso, objetivo deste IT é apresentar como é realizada a apuração da transmissão em instalações e funções transmissão compartilhadas, proporcionando mais clareza sobre as questões relacionadas a esta temática.

Perguntas e Respostas

Como é feita a informação da disponibilização dos ativos, por todos os agentes para o ONS, no caso da instalação compartilhada? Considerando que numa instalação há muitos agentes, o tempo deve ser elevado para tal ação por todos.

Os Agentes (proprietários ou operadores) disponibilizam cada Função Transmissão para o ONS por meio de contato telefônico. Se a causa da indisponibilidade do ativo foi motivada por fatores internos à FT, a disponibilização deve ocorrer em tempo inferior ou igual a 1 minuto para essa indisponibilidade ser passível de isenção de parcela variável. Nos casos em que a indisponibilidade foi motivada por fatores externos à FT, a disponibilização deve ocorrer em até 5 minutos para a indisponibilidade ser passível de isenção de parcela variável.

No caso de vários agentes em uma mesma FT como é feita a divisão da aplicação da PV entre esses diversos agentes? O ONS é responsável por essa ação ou isso é interno aos agentes da instalação?

A apuração da Parcela Variável (PV) é realizada por FT e o desconto de PV é aplicado à parcela de receita de cada agente de transmissão responsável pelo evento de indisponibilidade ou restrição operativa. Sim, o ONS é responsável por

coletar, consistir e classificar os dados e informações relativos aos eventos de indisponibilidade, restrição da capacidade operativa, cancelamento de intervenção e sobrecarga em instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica e das Interligações Internacionais. Além disso, é responsável por disponibilizar aos agentes de transmissão, para análise e validação, os demonstrativos de cálculo das parcelas variáveis.

No artigo ficou bem claro a economicidade do uso de instalações compartilhadas entre vários agentes. Os autores acham que isso é uma tendência cada vez maior no SIN por causa de custos? E em relação ao exterior, os autores têm alguma análise em relação a outros países sobre esse tema?

Acreditamos que os custos são um fator motivador para o crescente número de instalações compartilhadas no SIN, mas não é o único fator. Além desse tópico, podemos destacar que há o aumento da eficiência das instalações, facilidade de integração de novos agentes ao SIN, uma vez o sistema de transmissão vem sendo ampliado ao longo dos anos e o crescimento significativo da geração descentralizada de fontes renováveis é uma realidade no sistema.

Neste IT não foram realizadas análises com relação ao tema de instalações compartilhadas nos sistemas elétricos de outros países, entretanto podemos utilizar o questionamento como base para trabalhos futuros.

Título - Análise de Correlação entre Eventos de Curtailment e Despachos de Geradores do Sistema Interligado Nacional

Entidade(s) - Universidade de São Paulo, Universidade Federal de Mato Grosso, totalenergies EP Brasil Ltda

Autor(es) - Ellen Cristina Cruz de Souza, Wandry Rodrigues Faria, Antônio Eduardo Ceolin Momesso, EDUARDO NOBUHIRO ASADA, Benvindo Rodrigues Pereira Junior, Rodrigo Andrade Ramos, João Carlos C. Gonzaga

Resumo

Nos últimos anos, a matriz elétrica brasileira tem experimentado um crescimento significativo na geração eólica e solar fotovoltaica, impulsionado pela necessidade de diversificação da matriz e pela redução da dependência das hidrelétricas, especialmente em períodos de escassez hídrica. No entanto, a maior penetração dessas fontes intermitentes impõe desafios operacionais ao Sistema Interligado Nacional (SIN), resultando em eventos de curtailment, que se intensificaram após o blecaute de 15 de agosto de 2023. Este estudo investiga os fatores associados aos eventos de curtailment no Brasil, analisando sua relação com a operação de diferentes fontes de geração e com os níveis de carga nos subsistemas Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro-Oeste (SCO) e Sul (S). A metodologia consiste na análise de correlação entre os eventos de curtailment e variáveis operacionais do SIN, considerando valores de despacho de geração, carga e intercâmbio. Os cortes por razões de confiabilidade demonstram que a alta exportação de energia do NE para os subsistemas SCO e N impacta a segurança operacional, sendo possível diferenciar os eventos causados por limitações dentro do próprio NE daqueles decorrentes de restrições impostas pelas condições operativas dos subsistemas receptores. Já os cortes por razões energéticas ocorrem principalmente em cenários de baixa demanda e alta oferta renovável, afetando simultaneamente diferentes

fontes e subsistemas, o que evidencia seu caráter sistêmico. Os resultados desta pesquisa contribuem para a compreensão dos padrões de curtailment e seus impactos na operação do SIN, oferecendo subsídios para o aprimoramento de estratégias de mitigação e maior eficiência na integração de fontes renováveis.

Perguntas e Respostas

Considerando as análises apresentadas, quais seriam as principais medidas que poderiam ser tomadas para reduzir a ocorrência dos curtailments no sistema brasileiro?

Com base nas análises apresentadas, os eventos de curtailment podem ser agrupados em dois tipos principais, cada um demandando medidas distintas de mitigação.

No caso dos cortes por razões energéticas, trata-se de situações em que a geração disponível excede a demanda do sistema. Esses cortes são inerentes a contextos de excedente de oferta e, muitas vezes, as fontes renováveis intermitentes são reduzidas em maior proporção do que as usinas despacháveis, a fim de preservar a inércia do sistema. Uma medida que pode contribuir para reduzir a frequência desse tipo de corte é o incentivo à instalação de grandes consumidores próximos às áreas de maior concentração de geração renovável, como data centers no Nordeste, promovendo um consumo mais local e diminuindo a necessidade de escoamento em longas distâncias.

Já os cortes por requisitos de confiabilidade mostraram-se fortemente associados a condições de elevado intercâmbio de potência a partir do subsistema Nordeste. Embora parte das restrições decorra das limitações dos subsistemas receptores, os cortes mais significativos ocorrem em nível local, no próprio Nordeste. Como este trabalho não investigou diretamente a natureza dessas restrições, não foi possível identificar se decorrem de suporte insuficiente de potência reativa, congestionamentos ou outros fatores. Por isso, a primeira medida necessária é a realização de simulações em cenários de alto intercâmbio para diagnosticar precisamente essas limitações. A partir desse diagnóstico, será possível avaliar soluções de curto e médio prazo, como a utilização de compensadores síncronos, inversores grid-forming e dispositivos FACTS, além da otimização do despacho reativo das usinas eólicas. Em longo prazo, reforços estruturais na transmissão podem ser necessários para ampliar a capacidade de escoamento da geração renovável.

Foi feita uma análise comparativa dos resultados de correlação entre as variáveis e o curtailment antes e depois do blecaute de agosto de 2023?

Sim, foi realizada uma análise de correlação considerando também o período anterior ao blecaute de 15/08/2023. Contudo, os resultados apresentaram correlações muito fracas, em grande parte porque os cortes de geração eólica por confiabilidade no Nordeste eram pouco representativos nesse intervalo: entre 01/10/2021 e 31/07/2023, totalizaram apenas 116 GWh, cerca de 0,17 GWh/dia. Após o blecaute, esses cortes se intensificaram de forma expressiva, alcançando 6.212 GWh entre 01/09/2023 e 31/12/2024, ou 12,7 GWh/dia. Esse aumento está relacionado à atualização do Manual de Procedimentos de Rede do ONS, que passou a considerar restrições operativas adicionais associadas ao intercâmbio de potência entre o Nordeste e os demais subsistemas, bem como em corredores críticos para o escoamento da geração eólica. Por essa razão, apenas o período posterior ao blecaute foi considerado na análise apresentada no artigo, já que

somente então os cortes se tornaram suficientemente expressivos para revelar associações estatísticas consistentes com as variáveis operativas.

Foi feita algum tipo de análise de correlação considerando as duas fontes de energia, ou seja, foi identificado se existe alguma variável do sistema que influencia fortemente o curtailment tanto de eólicas quanto de solares?

Sim. Conforme apresentado na seção de resultados, foram realizadas análises de correlação considerando conjuntamente as fontes eólica e solar, com foco nos períodos de maior incidência de curtailment no subsistema Nordeste. Observou-se uma correlação elevada entre os eventos de corte das duas fontes, em especial nos cortes por confiabilidade (0,88) e nos cortes por razões energéticas (0,90). Esses valores indicam que, na maioria das vezes, eólica e solar são afetadas simultaneamente e no mesmo sentido, sendo influenciadas por variáveis operativas comuns, como o intercâmbio de potência entre subsistemas. Além disso, verificou-se que os cortes energéticos reduzem ambas as fontes de forma proporcional à sua disponibilidade, resultando em aproximadamente 20% da potência disponível limitada em cada caso.

Título - Aplicação da abordagem de Engenharia Guiada por Modelo no desenvolvimento do Controle Automático de Geração da usina de Itaipu

Entidade(s) - ITAIPU BINACIONAL, Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil

Autor(es) - PAULO HENRIQUE GALASSI, Gabriel Sgarbossa, Paulo Neis, Robson Almir de Oliveira

Resumo

Este trabalho apresenta o desenvolvimento e a integração de um Controle Automático de Geração (CAG) baseado em Engenharia Guiada por Modelos (Model Driven Engineering – MDE), utilizando a plataforma Ptolemy II, com o sistema de simulação Dispatcher Training Simulator (DTS). O objetivo principal é apoiar o processo de modernização tecnológica da Usina Hidrelétrica de Itaipu, que inclui a substituição do sistema SCADA/EMS e requer reimplementações do CAG com alto grau de customização. A abordagem baseada em MDE permite modelar o controle em alto nível de abstração, utilizando diagramas de blocos e funções de transferência, facilitando a atuação de especialistas sem conhecimento aprofundado em linguagens de programação. O modelo do CAG foi desenvolvido com base na arquitetura orientada a atores do Ptolemy II e integrado ao DTS por meio de comunicação OPC-UA, possibilitando a leitura de medições e o envio de pulsos de controle às unidades geradoras. Os testes realizados, em malha aberta e malha fechada, demonstraram a estabilidade e a aderência do modelo frente aos controles existentes no Anatem e no CAG nativo do DTS. Apesar de simplificações adotadas, os resultados obtidos mostram desempenho satisfatório na regulação da frequência e na resposta dinâmica do sistema. Conclui-se que a abordagem baseada em MDE representa uma alternativa viável e flexível para o desenvolvimento e adaptação de sistemas de controle em projetos de atualização tecnológica no setor elétrico.

Perguntas e Respostas

No modelo foi considerada a alta inércia das Ugs de Itaipu no retardo do tempo de resposta?

Sim, em todos os ambientes de simulação foi incluído o efeito da inércia sobre a resposta da regulação de frequência, via equação de swing.

Será adotada a solução apresentada para a modernização de Itaipu?

Como etapa inicial, a solução apresentada será utilizada para fins de comparação e ajuste do CAG do novo sistema SCADA/EMS de Itaipu. Posteriormente, será avaliado o uso mais intensivo da metodologia para customizações, como, por exemplo, a inclusão de lógicas adicionais na aplicação CAG.

A adoção de envio de pulsos para as máquinas será para o controle conjunto ou o CAG enviará para cada UG?

O envio de comando por pulsos refere-se aos comandos do controlador CAG para cada UG (RV). No setor de 60Hz, o CAG (controle conjunto) recebe comandos externos por setpoint do ONS.

4.0 – Constatações

Várias análises abordam a mitigação do curtailment e a necessidade de maior flexibilidade dos recursos despacháveis, especialmente hidrelétricas.

Várias análises abordam a mitigação do curtailment e a necessidade de maior flexibilidade dos recursos despacháveis, especialmente hidrelétricas.

Evidenciadas iniciativas de otimização de manutenção e operação de ativos permitindo mais eficácia na detecção prematura de falhas incipientes.

Evidenciadas iniciativas de otimização de manutenção e operação de ativos permitindo mais eficácia na detecção prematura de falhas incipientes.

Ações implementadas de digitalização e automação da operação com uso de IA e processamento em nuvem já são uma realidade, demonstrando ganhos em resiliência, escalabilidade e capacidade de processamento.

Ações implementadas de digitalização e automação da operação com uso de IA e processamento em nuvem já são uma realidade, demonstrando ganhos em resiliência, escalabilidade e capacidade de processamento.

A gestão de riscos climáticos vem sendo integrada cada vez mais à operação em tempo real e com aprimoramentos no uso de ferramentas de IA.

A gestão de riscos climáticos vem sendo integrada cada vez mais à operação em tempo real e com aprimoramentos no uso de ferramentas de IA.