



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NA REGIÃO NORTE DE MINAS GERAIS: LIÇÕES DA ANÁLISE COMBINATÓRIA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

**LUCAS SIMÕES DE OLIVEIRA(1);SAMIR DE OLIVEIRA FERREIRA(1);RODRIGO RODRIGUES
CABRAL(1);RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO(1);ELÍBIA TERESA MOREIRA COLAÇO(2);LUIZ
FELIPE FERREIRA MARQUES DA SILVA(2);BRUNO CESAR MOTA MAÇADA(1);ANDRÉ
MACAGNAN(2);MAXWELL CURY JÚNIOR(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA - EPE(1);OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS(2);**

RESUMO

Os estudos prospectivos têm sido cada vez mais frequentes na etapa de planejamento da transmissão. O artigo visa apresentar o contexto da expansão solar fotovoltaica na região Norte de Minas Gerais, bem como as análises combinatórias de geração e de transmissão desenvolvidas para avaliar o desempenho da rede e das expansões propostas. Adicionalmente, foram feitas análises de margem de escoamento utilizando a mesma ferramenta computacional empregada para os cálculos de margens de leilões regulados de energia. Com essas avaliações, foi possível otimizar o plano de expansão do sistema de transmissão da região Norte de Minas Gerais, previsto para ser licitado no primeiro semestre de 2022.

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da transmissão, Decisão sob incerteza, Uso do Sistema de Transmissão, Planejamento Elétrico, Cálculo de Margens

1.0 INTRODUÇÃO

Segundo o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2030, foram realizados pela EPE quatorze estudos prospectivos relacionados ao escoamento de fontes renováveis [1]. Esses estudos têm sido cada vez mais frequentes na etapa de planejamento do sistema de transmissão brasileiro, como pode ser visto em [2, 3, 4, 5], pois permitem tanto traçar planos de longo prazo para o dimensionamento da transmissão frente à expansão descentralizada das mais variadas fontes de geração, como mitigar os descompassos temporais entre a geração e a transmissão. Nos últimos anos, o Brasil tem observado um expressivo aumento da participação das fontes renováveis não controláveis em sua matriz elétrica, em especial a eólica e a solar, com expressiva concentração na região Nordeste, atingindo também o estado de Minas Gerais, particularmente na sua parte mais ao Norte.

Ao longo dos últimos 15 anos, embora diversos estudos de transmissão tenham sido desenvolvidos para o escoamento das diferentes fontes de geração, o Sistema Elétrico Brasileiro passa por mais uma importante mudança com o crescimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL) [6]. No que tange a fonte solar fotovoltaica, a Figura 1 ilustra os Despachos de Registro de Requerimento de Outorga (DRO) no Brasil, emitidos pela ANEEL para a fonte solar nos últimos 10 anos.

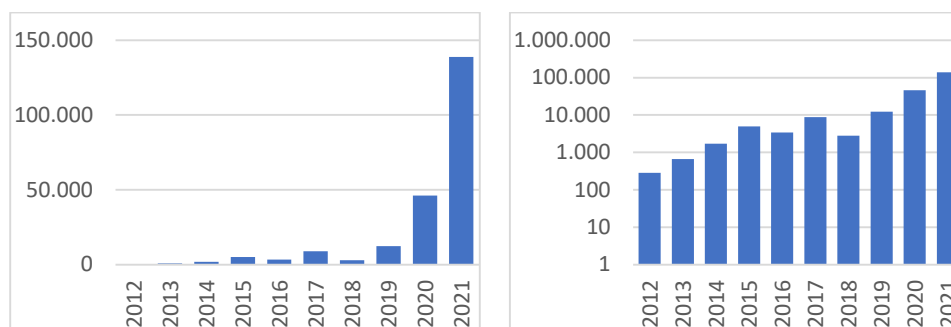


Figura 1 - Potência, em MW, de usinas solares fotovoltaicas registradas por ano via DRO, (a) Escala linear, (b) Escala logarítmica. Fonte: Adaptado de [7].

A mudança do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o ACL também passa a afetar o planejamento da expansão da transmissão pois, se por um lado os consumidores e empreendedores ganham com a agilidade na instalação dos projetos, menores preços e maior flexibilidade contratual, por outro lado não ocorre o processo de habilitação técnica, com calendários de realização de leilões bem definidos, nos moldes do ACR. Com isso, o planejamento passa a trabalhar com maiores incertezas quanto aos montantes de geração, sua localização e necessidade de reforços na rede de transmissão, o que eleva a complexidade na mitigação de possíveis descasamentos entre a geração e a transmissão e os riscos de subutilização da rede. Recentemente, a viabilização de novas usinas, especialmente eólicas e solares, diretamente para o atendimento de contratos do ACL, tem se dado majoritariamente sem a participação desses projetos nos leilões regulados de energia.

A região Norte de Minas Gerais contou com uma expressiva oferta de projetos de geração nos anos de 2019 e 2020, com sucessivas solicitações de Informação e Parecer de Acesso ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [8], o que levou ao rápido esgotamento da rede de transmissão local, em operação e em construção. O volume e o ritmo de conexão de projetos – tanto dos centralizados quanto dos distribuídos – indicou que era necessária uma solução estrutural robusta para essa rede de transmissão.

2.0 A EXPANSÃO PROPOSTA E AS INCERTEZAS ASSOCIADAS

O estudo [9] propôs obras de transmissão visando aumentar a capacidade de escoamento do sistema de transmissão da região Norte de Minas Gerais, posteriormente revisado em [10]. A expansão recomendada foi dividida em duas etapas de implantação, a primeira está ilustrada na Figura 2 e é composta por obras de caráter determinativo, sendo necessária a instrução imediata de processos licitatórios e autorizativos. A segunda etapa foi composta de obras de caráter indicativo, atreladas à evolução do parque gerador local e sistema de transmissão, que poderá necessitar instalações adicionais para permitir o pleno escoamento dos excedentes adicionais de geração, respeitando os limites de carregamento e confiabilidade vigentes. As obras indicadas Figura 2 totalizam 2.900 km de novas linhas de transmissão, novas subestações ou expansões de subestações existentes, e perfazem investimentos totais da ordem de R\$ 7,65 bilhões. A segunda etapa, planejada para o ano de 2031, contará com investimentos da ordem de R\$ 6,3 bilhões.

Como pode ser observado na Figura 3, ao se contabilizar os prazos de elaboração dos estudos, instrução do processo e construção de empreendimento, podem-se chegar a aproximadamente 80 meses desde o início do estudo até a efetiva operação comercial do empreendimento de transmissão. De tal forma que a tomada de decisão pela licitação, ou não, necessita ser realizada em prazos muito maiores para a transmissão que para a geração, uma vez que projetos solares têm sido viabilizados com prazos totais da ordem de 36 meses.

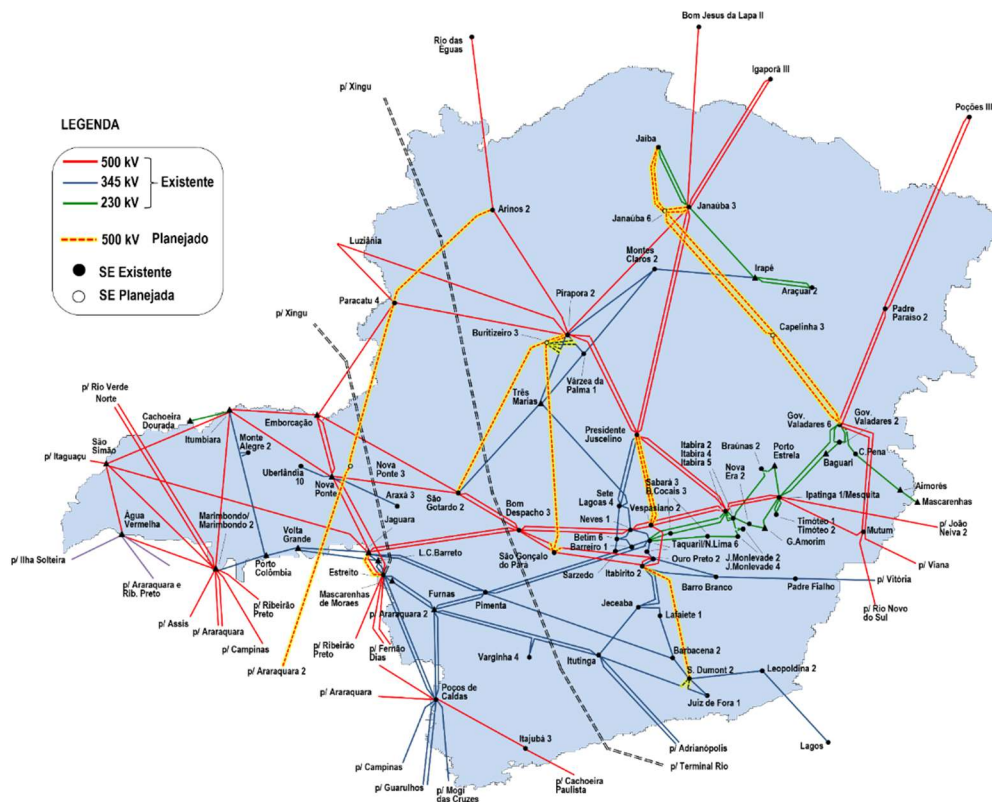


Figura 2 - Representação simplificada da rede de transmissão regional e reforços recomendados originalmente em [9], já considerando as atualizações da sua revisão 1, detalhada em [10].

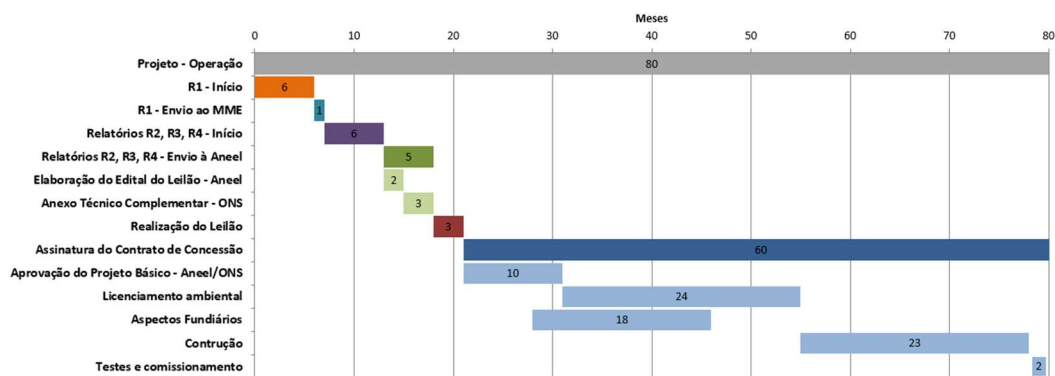


Figura 3 - Prazos processuais típicos adotados para empreendimentos de transmissão a serem licitados.

Tendo em vista os elevados investimentos previstos, bem como a incerteza associada aos montantes de geração que efetivamente serão concretizados nos 80 meses entre a tomada de decisão para contratação dos estudos de detalhamento da solução e a expectativa de operação comercial, constatou-se a necessidade de novas avaliações para mitigar as incertezas relativas à localização e à não concretização dos projetos, como forma de reduzir os riscos de uma eventual subutilização do sistema de transmissão.

O estudo [9] adotou como premissa a entrada dos projetos de geração em cinco grandes regiões de Minas Gerais. O cronograma referencial contemplava a entrada dos novos projetos em dois blocos, nos anos de 2026 e 2031, conforme a Tabela 1, e foi elaborado com base em dados históricos de projetos nas regiões, contatos de empreendedores e levantamento de solicitações de acesso em análise no ONS.

Tabela 1 - Potência instalada de projetos considerados em [9].

Região	Área	Montante 2026 [MW]	Montante 2031 [MW]
Arinos	Oeste	1.400	2.100

Paracatu	Oeste	680	680
Jaíba	Leste	1.400	2.100
Janaúba	Leste	1.400	2.100
Pirapora	Central	1.400	2.100
Total		6.280	9.080

Entretanto, a distribuição espacial e potencial de novas usinas é dependente de diversas variáveis. Assim, torna-se importante avaliar o desempenho da solução proposta frente aos diferentes cenários de concretização de projetos de geração, tanto em termos de potência total quanto de localização, permitindo mensurar a influência das premissas na definição da alternativa vencedora, além de verificar sua real necessidade e robustez frente a novos cenários.

3.0 METODOLOGIAS

Considerando o elevado número de projetos, suas possíveis modularizações e localização, inicialmente foram realizadas análises de carregamos e níveis de tensão em regime permanente e em situações de contingências simples, para estabelecer quais obras já possuíam caráter sistêmico, independentemente da concretização de novos projetos. Em seguida, para as demais instalações propostas, vinculadas ao acesso de novas centrais geradoras, foram desenvolvidas duas análises para avaliar a flexibilidade e robustez do plano de obras recomendado frente a diferentes cenários de contratação.

Como pode ser observado na Figura 4, as obras recomendadas podem ser divididas em três grandes regiões, nas partes Oeste, Central e Leste do estado, assim como os potenciais da Tabela 1.

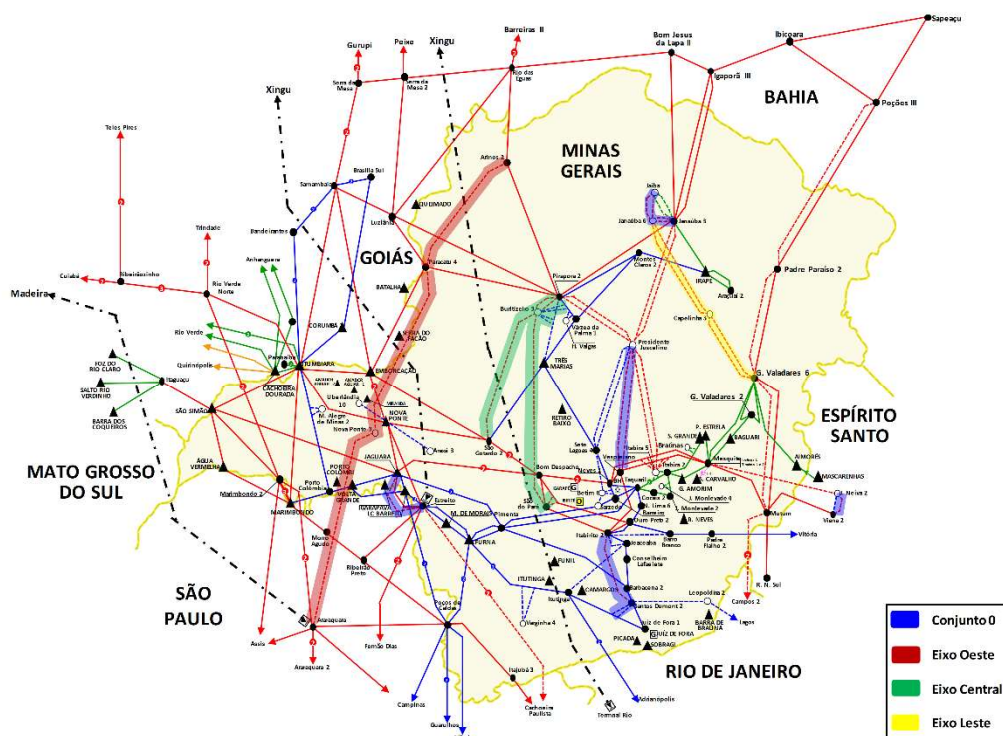


Figura 4 - Expansão planejada e eixos de análise, já considerando as atualizações da revisão 1 [10].

3.1 Avaliação combinatória

Para cada um dos três cenários dimensionadores do estudo foram estabelecidos cenários incrementais de contratação, em intervalos de 10% do potencial de cada uma das áreas, resultando em 3.993 casos operativos distintos (3 cenários dimensionadores, com 11 steps para cada uma das 3 áreas de geração).

Tal como proposto em [2], cada cenário foi avaliado quanto à adequabilidade da rede frente às novas potências simuladas. O critério utilizado se baseou no nível de carregamento das linhas de transmissão responsáveis pelo escoamento da geração. Verificou-se que, de maneira geral, a rede opera com perfil de tensão satisfatório e

distribuição de fluxos adequada até carregamentos 30% acima do SIL (*Surge Impedance Loading*) das linhas de transmissão. Tal indicador pode ser obtido de maneira aproximada sem a necessidade de dados externos aos casos de simulação, de acordo com a fórmula:

$$SIL \sim \frac{100}{\sqrt{\frac{X_{\%}}{B_{Mvar} - Q_{reatores}}}}$$

É importante destacar que os carregamentos acima do percentual adotado não necessariamente violam os critérios operativos vigentes da Rede Básica, apenas indicam cenários mais próximos de uma condição operativa degradada, que se acentua em condições de contingência. Também cabe destacar a sensibilidade locacional deste critério, pois no cenário onde a geração se concretiza em apenas um local da rede, o carregamento das linhas próximas viola rapidamente o nível máximo determinado, mesmo com uma geração global inferior ao total previsto para o ano em estudo.

De posse dos novos casos de trabalho e resultados de margens, foram desenvolvidos novos diagnósticos do sistema de transmissão local, considerando apenas os projetos que já possuíam contratos de geração assinados ou com um caráter de arrependimento mínimo para recomendação de novas obras, como Parecer de Acesso emitido ou em andamento, que totalizavam cerca de 4.582 MW (ACR e ACL).

Para avaliar os efeitos que as contratações em cada uma das regiões tinham nas suas linhas locais, foram selecionados os cenários de concretização local e ausência nas demais áreas. Em seguida, para avaliar o efeito de possíveis frustrações de contratação em uma região e o efeito entre as mesmas, foram selecionadas as simulações com contratação zero em uma das regiões e variando os cenários incrementais das demais.

3.2 Cálculo de margens

O conceito de margem de transmissão em leilões de energia no Brasil foi inicialmente estabelecido em [11]. Nos leilões atuais são estabelecidos conceitos de áreas, subáreas e barramentos candidatos para avaliar a influência de múltiplos projetos em diferentes pontos da rede de transmissão. Neste artigo, a avaliação foi realizada a partir do cenário de verão 2025/2026, com baixa geração hidrelétrica na região Norte do país, e elevada exportação de energia da região Nordeste (NE) em direção ao Sudeste (SE), com base em geração de usinas eólicas e solares, aumentando os carregamentos na interligação NE-SE. Nesse contexto, cada barramento foi analisado separadamente e o acréscimo de geração a ser alocado nesses barramentos foi determinado considerando as principais subestações das regiões de interesse no estado de Minas Gerais, bem como diferentes cenários de topologia da rede, tendo em vista as possíveis combinações das obras recomendadas para as três regiões do estado.

Embora o cálculo da margem de transmissão por barramento, sem levar em conta as restrições em subáreas e áreas, não garanta escoamento pleno em situações de simultaneidade do despacho com gerações alocadas em outras subestações próximas, o cálculo de margem por barramento provê informações importantes sobre a viabilidade de escoamento da geração de forma individualizada, em situações de regime normal e contingência, que, aliadas à avaliação simultânea da análise combinatória do item anterior, permitem uma visão ampla das combinações entre geração e transmissão.

4.0 RESULTADOS E TOMADA DE DECISÃO

Ao se avaliar os resultados da análise combinatória relacionados à expansão de geração de forma individualizada em cada uma das regiões do estado, ilustrados na Figura 5, com carregamentos de importantes linhas de Rede Básica das regiões, é possível notar que uma concretização de 30~50% do potencial adotado como premissa para cada um dos eixos em 2026 na Tabela 1, já seria suficiente para justificar as obras propostas.

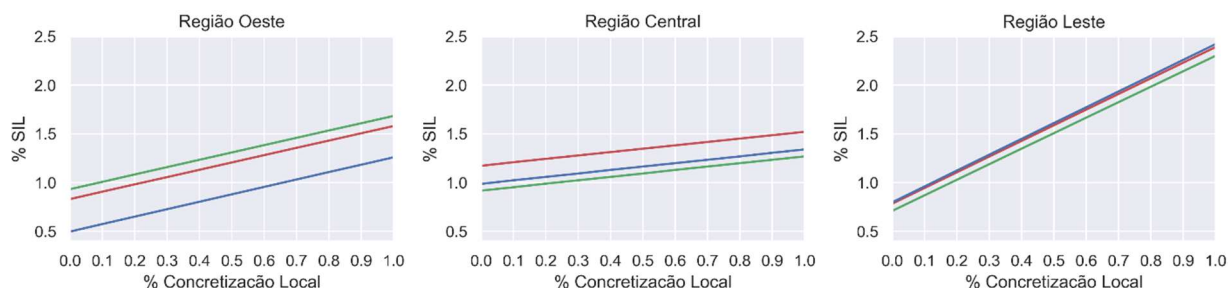


Figura 5 - Carregamentos associados à expansão de geração de forma individualizada em cada uma das regiões do estado.

Já a Figura 6 sintetiza os resultados da análise que visou avaliar o efeito de possíveis frustrações de contratação em cada uma das regiões. Nesta avaliação, para cada uma das regiões, foram selecionadas simulações sem adições de novos projetos locais e contratações nas outras duas regiões, de forma a inferir o grau de dependência de cada uma em relação ao seu potencial. É possível constatar que os reforços dos eixos Oeste e Leste só são necessários caso surjam novas usinas nessas regiões específicas, com montantes totais da ordem dos indicados na Figura 5. Por outro lado, reforços na região Central podem ser necessários mesmo sem novos projetos locais, tendo em vista os efeitos dos fluxos provenientes de eventuais novas usinas nas áreas Leste e Oeste.

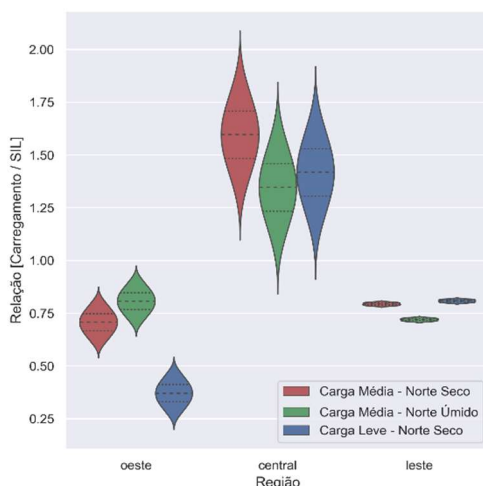


Figura 6 - Carregamentos percentuais (em relação ao SIL) de linhas de transmissão nas regiões do estudo para cenários de contratação apenas nas demais localidades.

Ao se avaliar os resultados das margens nos barramentos das principais subestações de Rede Básica das regiões, ilustradas nas Figuras 7, 8 e 9 para as diferentes topologias de transmissão candidatas, nota-se, como esperado, os maiores benefícios em subestações próximas aos respectivos eixos. Entretanto também é possível constatar a sinergia da solução completa, com a extração de margens adicionais no sistema, através da comparação das margens verificadas na topologia com a solução completa e com os subconjuntos dos eixos.

Embora seja possível notar que as obras que compõem o 'Conjunto 0' liberem margens em barramentos de algumas subestações, as mesmas visam apenas garantir o atendimento mínimo aos critérios de planejamento e operação vigentes, e não são suficientes para atender a forte expansão da geração no estado, tendo em vista que diversas outras linhas e subestações também se encontram próximas dos seus limites de escoamento.

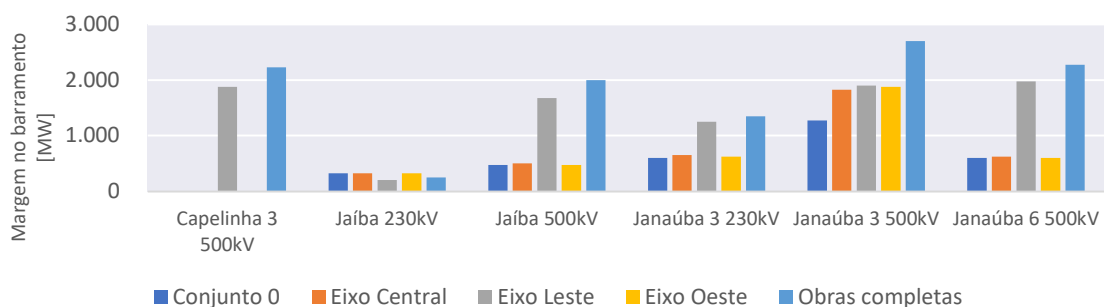


Figura 7 - Margens por barramento em subestações de Rede Básica da área Leste para diferentes topologias de obras.

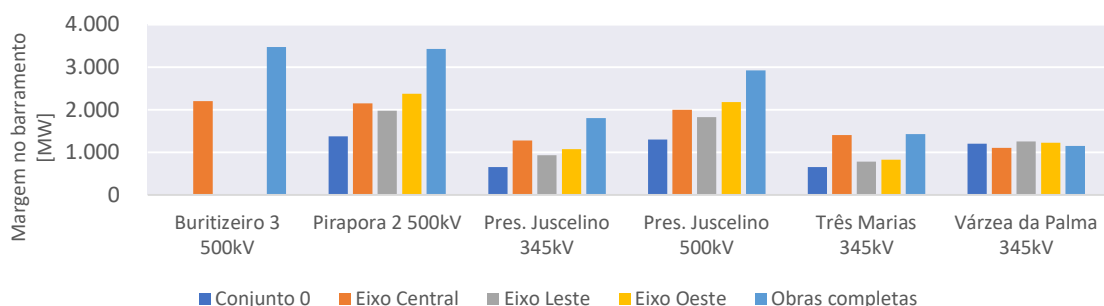


Figura 8 - Margens por barramento em subestações de Rede Básica da área Central para diferentes topologias de obras.

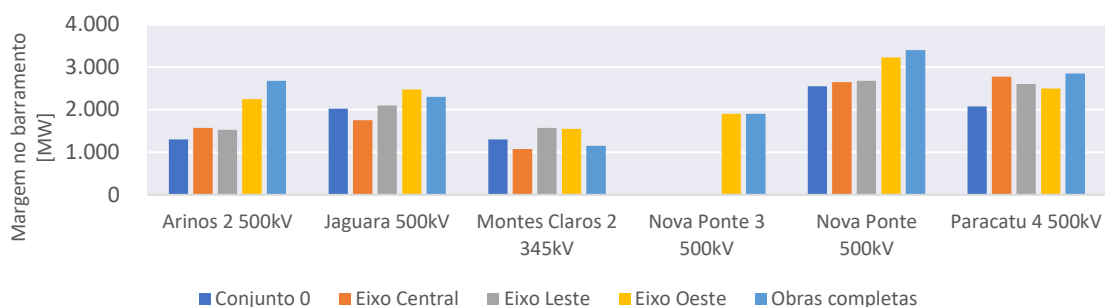


Figura 9 - Margens por barramento em subestações de Rede Básica da área Oeste para diferentes topologias de obras.

De posse dos resultados de ambas as análises, inicialmente cogitou-se o acompanhamento dos projetos com contratos assinados, por eixo, para que só após determinado montante de contratação fossem iniciados os demais relatórios complementares (R2 a R5). Entretanto, após uma análise mais criteriosa dos resultados descritos nesta seção, constatou-se que tal opção seria problemática dada a influência de projetos de uma região nas demais, as margens reduzidas fornecidas pelas obras incompletas, e o risco de arrependimento dados os prazos diferentes para a geração e transmissão.

Assim, considerando os prazos necessários para a preparação da documentação técnica dos leilões de transmissão, o contínuo e elevado interesse de projetos na região Norte de Minas Gerais, os riscos e custos envolvidos em situações de atraso de soluções estruturais, bem como o ritmo e a evolução esperada do sistema de geração até a data de realização do certame de transmissão, a EPE e o ONS concluíram que a decisão de menor arrependimento aos usuários do serviço público de transmissão de energia elétrica era a solicitação de todos os relatórios complementares para as obras recomendadas na primeira etapa de implantação, mesmo as que ainda possuem dependência da expansão da geração.

Caso sejam verificados níveis de contratação consideravelmente inferiores aos previstos durante o período de instrução do processo licitatório até a realização do certame, de cerca de 12 meses, é possível postergar algumas das obras previstas, e já estudadas, para o horizonte indicativo, mitigando os riscos de subutilização do sistema.

Por fim, constatou-se a aplicabilidade das metodologias descritas nesse trabalho em outros estudos prospectivos para escoamento de geração, como forma de prover uma maior segurança quanto ao momento ideal para a licitação das obras e as influências locais dos diferentes projetos na rede. Adicionalmente, essas metodologias poderão servir de insumo para guiar discussões a respeito de leilões combinatórios geração/transmissão, face às complexidades de processamento das diversas combinações de cenários e topologias possíveis.

5.0.CONCLUSÕES

O setor elétrico vem, nos últimos anos, sofrendo alterações regulatórias com o intuito de trazer uma maior abertura de mercado. Tais alterações têm reflexos no planejamento da transmissão devido às incertezas relacionadas aos projetos desenvolvidos fora do ACR, no qual há maiores informações e controle sobre os prazos, localização e potência dos projetos. Com isso, têm sido necessárias análises adicionais com objetivo de se verificar o uso efetivo das expansões de transmissão recomendadas em estudos prospectivos, a fim de avaliar a robustez e a necessidade efetiva das soluções de transmissão frente a diferentes cenários de concretização de potenciais de geração.

Com o estudo de caso em questão foi possível constatar que as diversas instalações de transmissão recomendadas em [9], confirmadas e atualizadas em [10], são necessárias mesmo com cenários de baixa concretização de novos projetos, tendo em vista o esgotamento iminente da rede de transmissão local. Também foi possível perceber a dependência entre os reforços na região Central do estado e os eixos Oeste e Leste, uma vez que mesmo sem novos projetos no primeiro, a depender do quantitativo contratado nos demais eixos, podem ser verificadas sobrecargas em equipamentos.

Por fim, tem-se que as análises aplicadas permitiram traçar um plano otimizado de expansão do sistema de transmissão da região Norte de Minas Gerais, equilibrando os prazos para elaboração dos relatórios complementares, instrução do processo licitatório e implementação dos empreendimentos de transmissão, bem como as necessidades sistêmicas imediatas e as incertezas envolvidas na efetiva concretização dos projetos de geração.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MME/EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/32gYm72>. [Acesso em 15 11 2021].
- [2] EPE, “EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 - Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo,” Rio de Janeiro, 2018.
- [3] EPE, “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial de Fotovoltaica/Biomassa na Região Noroeste do Estado de São Paulo,” 23 04 2015. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-400/EPE-DEE-RE-027-2018-rev0%20-%20Estudo%20Prospectivo%20Biomassa%20e%20Solar%20-%20Noroeste%20de%20SP.pdf>. [Acesso em 01 10 2021].
- [4] EPE, “Estudo Prospectivo para Escoamento do Potencial Solar das Regiões Norte e Noroeste de Minas Gerais,” 07 06 2017. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-348/EPE-DEE-RE-031_2017-rev0.pdf. [Acesso em 01 11 2021].
- [5] EPE, “Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste,” 08 12 2014. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-349/Estudo%20para%20Escoamento%20do%20Potencial%20E%20C%20B3lico%20da%20C%2081rea%20Le%20ste%20da%20Regi%20C%20A3o%20Nordeste.pdf>. [Acesso em 1 11 2021].
- [6] Canal Energia, “Mercado livre cresce e lidera expansão da geração no país,” 05 04 2021. [Online]. Available: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53168472/mercado-livre-cresce-e-lidera-expansao-da-geracao-no-pais>. [Acesso em 02 11 2021].
- [7] ANEEL, “Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA - Empreendimentos em Estudo,” 10 11 2021. [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibjI4OGYyYjQ0YWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. [Acesso em 10 11 2021].
- [8] ONS, “Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN PAR/PEL - Volume III - Tomo 7,” 02 2021. [Online]. [Acesso em 10 11 2021].
- [9] EPE, “EPE-DEE-RE-064/2020-rev0 – Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais,” 26 10 2020. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-548/EPE-DEE-RE-064-2020-rev0_Expansao-Capacidade-Transmissao-Regiao-Norte-MG_Socioamb.pdf.
- [10] EPE, “EPE-DEE-RE-064/2020-rev1 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais,” Rio de Janeiro, 2020.
- [11] MME, “Portaria N° 132, de 25 de abril de 2013,” 25 04 2013. [Online]. Available: <http://antigo.mme.gov.br/documents/72128/268761/Portaria+132%2C+de+25-04-2013%2C+Publicado+no+DOU+de+26-04-2013.pdf/b9a6b1f8-e533-39b7-bab4-2109761c48d6?version=1.0>. [Acesso em 05 11 2021].

DADOS BIOGRÁFICOS



Lucas Simões de Oliveira possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande – UFCG (2014), MBA em Gestão Empresarial pela FGV (2019) e em 2021 ingressou como aluno especial do mestrado em Engenharia de Produção na Universidade de São Paulo – USP. Trabalha desde 2015 com o planejamento de sistemas de transmissão na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no Rio de Janeiro, Brasil.

(2) MAXWELL CURY JÚNIOR

Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Uberlândia - MG (2006) e MBA em Administração do Setor Elétrico Brasileiro pela FGV (2018). Atualmente trabalha como Consultor Técnico na área de Planejamento de Sistemas de Transmissão da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, tendo mais de 13 anos de experiência realizando e coordenando atividades de planejamento de transmissão do sistema elétrico brasileiro.

(3) SAMIR DE OLIVEIRA FERREIRA

Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE e mestre em Engenharia Elétrica pelo Instituto Militar de Engenharia (IME), na área de sistemas de controle e estudos dinâmicos de sistemas elétricos de potência. Atuou como Professor na Universidade Tecnológica Federal do Paraná e atualmente trabalha com estudos de planejamento da expansão da transmissão na Empresa de Pesquisa Energética.

(4) RODRIGO RODRIGUES CABRAL

Rodrigo Rodrigues Cabral engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal Fluminense em 2011; mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2015. É Analista de Pesquisa Energética desde 2013 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE onde desempenha atividades relacionadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia.

(5) RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO

Rafael Mello é engenheiro eletricista graduado pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), com mestrado em Electrical Power Engineering, pela University of Edinburgh. Possui 10 anos de experiência no setor elétrico, com passagens em empresas de projetos de subestações e pelo ONS, onde atuou na área de pré-operação do CNOS. Desde 2013 é Analista de Pesquisa Energética na EPE, onde atua em estudos de planejamento do sistema de transmissão do Brasil.

(6) ELÍBIA TERESA MOREIRA COLAÇO

Elíbia Teresa Moreira Colaço, natural de Campina Grande – PB, nascida em 1987, é engenheira eletricista formada pela Universidade Federal de Campina Grande – UFCG em 2010. Trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desde 2012. Curso de Qualificação Profissional em Sistemas Elétricos – QPSE em 2017, pela Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – FUPAI, em Itajubá – MG. Atualmente, é mestranda no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Tem experiência na área de simulação computacional aplicada a estudos elétricos de sistemas de potência. E-mail: elibia@ons.org.br.

(7) LUIZ FELIPE FERREIRA MARQUES DA SILVA

Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência (2013) e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (2021) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Atualmente é engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e atua na Gerência de Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo.

(8) BRUNO CESAR MOTA MAÇADA

Formado em Engenharia Elétrica e desde 2015 trabalhando na EPE como analista de pesquisa energética responsável por estudos de planejamento da expansão da transmissão.

(9) ANDRÉ MACAGNAN

André Macagnan possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2019) e atualmente é aluno de mestrado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ. Atua na área de planejamento da operação elétrica no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desde 2019.