

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

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

Tiago Campos Rizzotto; Thaís Pacheco Teixeira; Rodrigo Rodrigues Cabral; Roney Nakano Vitorino; Renata de Azevedo Moreira da Silva; Glaysson de Mello Muller; Empresa de Pesquisa Energética

RESUMO

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

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

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

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

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

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da transmissão, geração eólica, geração solar, geração renovável variável, carga líquida.

1.0 INTRODUÇÃO

A composição do parque gerador de energia elétrica brasileiro vem se diversificando, com destaque para o crescimento da participação de fontes renováveis variáveis (VRE – Variable Renewable Energy), principalmente eólica e solar fotovoltaica.

Em 2024, essas fontes atingiram o percentual de 31% da capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN), se consideradas as fontes centralizadas eólica e solar, juntamente com a fonte solar classificada como Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Além disso, a tendência é que a participação crescente dessas fontes se mantenha, dada a maturidade tecnológica e a competitividade da energia proveniente desses recursos, o que reforça a importância de aprimoramento das metodologias e dos modelos de planejamento da operação e da expansão do SIN, para acompanhamento da evolução das características operativas e identificação dos requisitos do sistema elétrico.

Neste contexto, é possível citar os avanços já obtidos na representação da variabilidade da geração associada às fontes VRE, através da incorporação da metodologia de carga líquida no tratamento de dados de entrada utilizados nos modelos energéticos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A referida metodologia tem sido utilizada nos estudos de planejamento desde o PDE 2030 [1], que analisou curvas de demanda com discretização horária. Adicionalmente, no documento anexo ao plano PDE 2031 [2], a metodologia é descrita, bem como citada em estudos que avaliaram a flexibilidade operativa do Sistema Elétrico Interligado (SIN) [3].

Devido à necessidade de estudos cada vez mais integrados de geração e transmissão de energia elétrica em um ambiente de diversificação tecnológica da matriz elétrica, oportunamente, é apresentada, neste informe técnico, uma alternativa para a definição de fatores de capacidade a serem adotados para as VRE nos cenários dimensionadores dos estudos de expansão da rede de transmissão. Com a metodologia apresentada, a definição de cenários para estudos elétricos se baseia na probabilidade de ocorrência simultânea de carga e de geração, em condições de maior *stress* da rede de transmissão.

2.0 NOVO PARADIGMA PARA CONCEITUAÇÃO DE PATAMARES DE CARGA

Tradicionalmente os patamares de carga, ou níveis da curva de carga, são definidos em intervalos horários ao longo do dia. Essa parametrização é baseada na demanda horária bruta de eletricidade para os dias úteis, sábados e domingos, sendo essa agregação determinante dos patamares de carga leve, média e pesada.

A Figura 1 apresenta os intervalos horários dos patamares de carga pela metodologia tradicional.

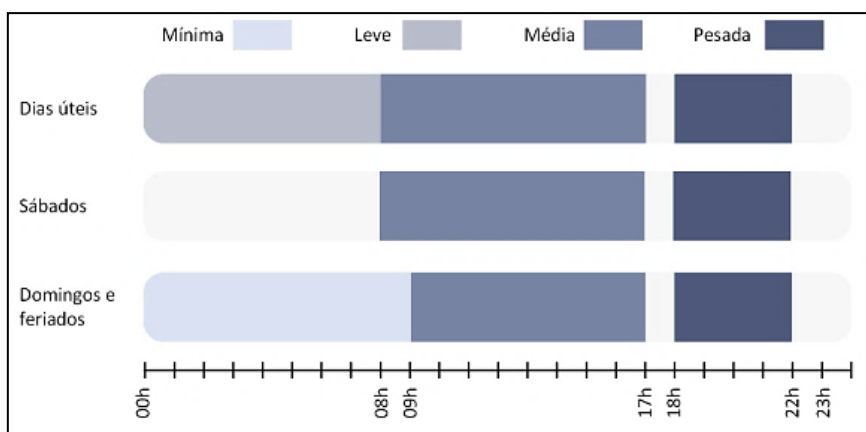


Figura 1 – Patamares de carga segundo metodologia tradicional por intervalo horário

Fonte: Adaptado de ONS – “Consolidação da Carga para Estudos Elétricos – Termo de Referência”. ONS DPL-REL-0474/2022, 2022.

Com a evolução do sistema elétrico, seja pelo lado da oferta de geração, seja pelo lado da demanda, ressalta-se uma primeira dificuldade quanto à aplicação do conceito tradicional de patamarização de carga, qual seja, a atribuição de patamares de carga fixados por intervalo horário.

Nesse sentido, cabe destacar que, durante o período de verão, por exemplo, o perfil de carga horária bruta pode apresentar picos de demanda, mesmo durante a tarde, no período tradicionalmente tratado como de carga média, conforme indicado na Figura 2. Da mesma forma, picos de consumo também podem ocorrer durante a madrugada, em determinadas regiões do SIN, e estariam associados ao patamar de carga leve, se fosse mantida a convenção tradicional de patamarização da carga fixada pelo intervalo de horas do dia.

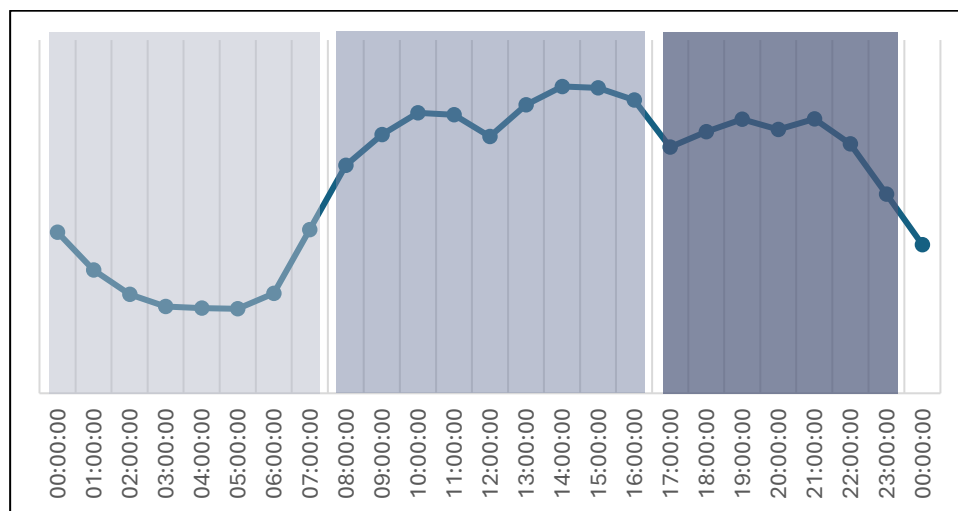


Figura 2 – Perfil de carga bruta

Adicionalmente, a evolução do parque gerador do SIN a partir de maior participação das VRE traz, como consequência, a alteração do perfil da carga remanescente vista pelas fontes despacháveis do sistema, o que neste informe técnico é referenciado como carga líquida, a ser descrita no próximo item.

3.0 METODOLOGIA DE CARGA LÍQUIDA APLICADA AOS MODELOS ENERGÉTICOS

A carga líquida é um conceito importante para as equipes de planejamento da operação e da expansão de sistemas de potência. De forma simplificada, a carga líquida refere-se à carga a ser atendida pelos recursos despacháveis. Portanto, para construção da carga líquida costuma-se subtrair da carga global estimada (consumo e perdas totais) toda a expectativa de geração não despachável, como renováveis variáveis e pequenas usinas de menor gestão pelo operador, conectados tanto à rede básica quanto à rede de distribuição.

Os principais benefícios da utilização da metodologia de carga líquida nos estudos energéticos estão na consideração horária da carga e da MMGD, bem como de diferentes cenários de geração horária para as fontes eólica e solar centralizada. A Figura 3 sintetiza o processo de cálculo da carga líquida e maiores detalhes da metodologia podem ser encontrados no PDE 2031 – Estudos Complementares [2].

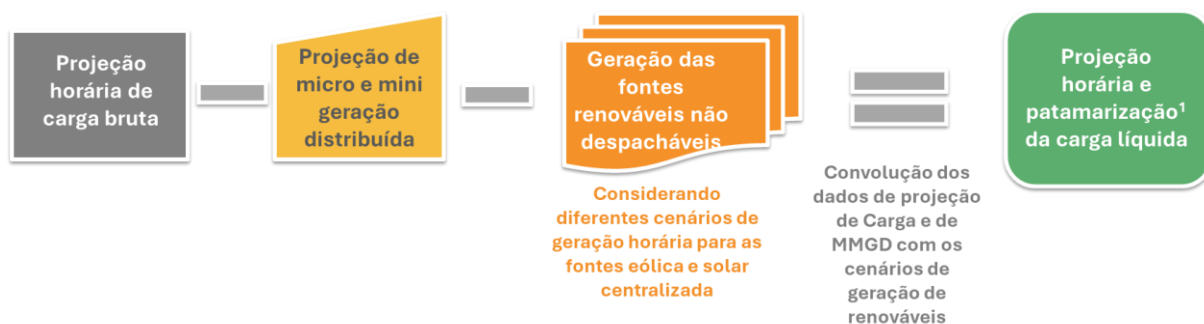


Figura 3 – Cálculo de carga líquida para estudos energéticos

Por fim, no cálculo da carga líquida, a carga bruta e a geração MMGD (projeção de demanda) apresentam um valor representativo para cada hora, enquanto para a geração eólica e solar centralizada há a consideração de múltiplos cenários.

4.0 Proposta de aplicação dos insumos da carga líquida dos estudos energéticos como dados de entrada para os estudos elétricos

4.1 Definição dos cenários dimensionadores para estudos elétricos – metodologia convencional

Em estudos de desempenho elétrico, pode-se compor cenários para diferentes objetivos, como o dimensionamento das instalações de transmissão, cálculo de perdas elétricas, avaliação do controle de tensão, entre outros. Os cenários dimensionadores de linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de compensação reativa variável, por exemplo, baseiam-se, normalmente, em condição de elevado fluxo de potência na região estudada. Para isto, busca-se avaliar possibilidades de geração favoráveis, que proporcionará, como consequência, condições de elevados fluxos de potência.

Usualmente, os casos dimensionadores dos estudos de transmissão baseavam-se na adoção do percentil 90 (P90) de geração por fonte, por patamar de carga (conforme definição convencional) e período sazonal (Norte Seco e Norte úmido).

Considerando dados históricos de disponibilidade energética e evolução tecnológica das fontes, constroem-se curvas de permanência, das quais são extraídos os valores associados ao percentil 90 de maior disponibilidade de geração. Com esta premissa, admite-se 10% de probabilidade de ocorrência de valores de geração superiores ao montante adotado no estudo, utilizado para dimensionamento da rede de transmissão.

Com base nesse critério, os fatores de despacho, em relação a capacidade instalada da fonte, adotados para a geração eólica, por exemplo, são de aproximadamente 83% no período seco e de aproximadamente 64% no período úmido, no patamar de carga média, conforme Figura 4. Já para a geração solar, é adotado, por conservadorismo, o valor de 90% na carga média e 0% nos demais patamares.

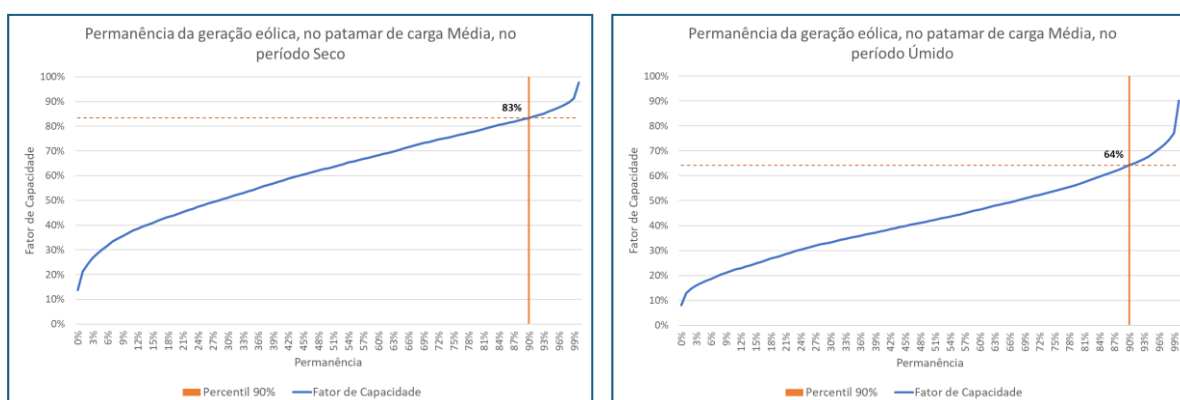


Figura 4 – Curva de permanência de geração eólica no patamar de carga média, período seco e úmido

Apresentam-se, na Tabela 1, os fatores de despacho de usinas eólicas adotados em cenários dimensionadores, por patamar de carga convencional e período do ano.

Tabela 1 – Fatores de despacho de usinas eólicas em cenários dimensionadores – metodologia convencional

Patamar	P90	Período
Leve	81%	Seco
Leve	66%	Úmido
Média	83%	Seco
Média	64%	Úmido
Pesada	78%	Seco
Pesada	61%	Úmido

Como as curvas de permanência são construídas de forma independente, para cada fonte de geração, os cenários dimensionadores para avaliação elétrica tem como consequência gerações não coincidentes dessas fontes, ou seja, não necessariamente sincronizadas no tempo.

4.2 Definição dos cenários dimensionadores para estudos elétricos – metodologia alternativa

A alternativa metodológica proposta neste informe técnico consiste na utilização da carga líquida que é insumo para os modelos de expansão e operação energética, também para identificação dos cenários mais críticos para a expansão da rede de transmissão.

Uma das principais vantagens da adoção dessa metodologia é a consideração de valores sincronizados para a geração renovável centralizada, bem como para a projeção de carga e geração MMGD, com discretização horária.

Cabe destacar que a identificação dos cenários mais críticos para a expansão da rede de transmissão depende do objetivo de cada estudo/expansão, conforme será detalhado a seguir.

Por exemplo, se o objetivo do estudo é avaliar a capacidade das interligações regionais, a curva de carga líquida do Nordeste (NE) pode ser tomada como referência para aferir os maiores excedentes de energia desta região. Dessa forma, neste estudo, foi selecionado o P90 da Exportação do NE (considerando apenas a contribuição de fontes não controláveis) para os períodos úmido (dez a abril) e seco (maio a novembro), conforme Figura 5.

Ressalta-se que, na Figura 5, valores negativos se referem a cenários com excedentes de geração renovável não controlável na região Nordeste, ou seja, cenários com carga bruta inferior à geração VRE e MMGD local; enquanto valores positivos representam cenários sem excedente renovável previsto, ou seja, cenários com carga bruta maior que a geração VRE e MMGD local. Figura 5

Além disso, como a seleção de um ponto único poderia caracterizar uma condição muito específica do ponto de vista de coincidência de geração renovável e carga, para garantir maior representatividade aos excedentes da região Nordeste, foram selecionados os 200 pontos mais próximos do P90 para cada período sazonal em análise.

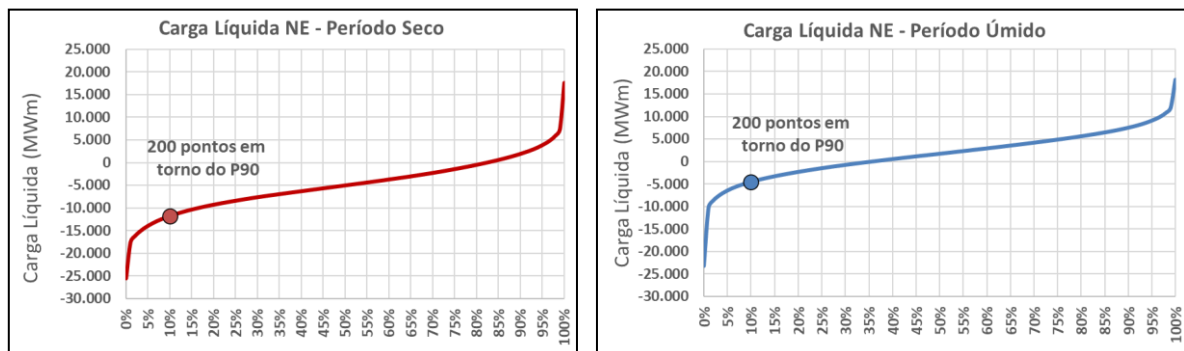


Figura 5 – Curva de permanência da carga líquida do Nordeste, período seco e úmido

Embora a variação da carga líquida tenha sido bem pequena nesses 200 pontos (variação máxima pouco superior a 2 MW do P90), a combinação da geração por cada fonte, eólica e solar, é diversa nessa amostra, como se pode notar na Figura 6.

Portanto, distintas combinações de fator de capacidade de geração eólica e solar seriam possíveis para compor os cenários representativos que caracterizassem a máxima exportação da região Nordeste quando selecionado o P90 e os 200 pontos próximos desse percentil.

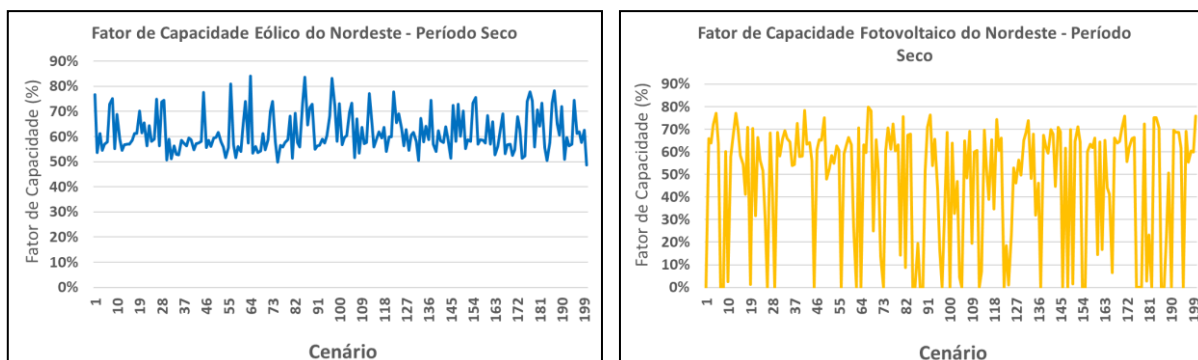


Figura 6 – Fator de capacidade eólico e solar fotovoltaico para os 200 pontos selecionados, período seco

Ao considerar a contribuição conjunta de ambas as fontes, pode-se observar que, para o mesmo percentil da carga líquida, quando uma fonte apresenta fatores de capacidade muito favoráveis, a outra, em geral, tende a apresentar valores reduzidos, conforme apresentado na Figura 7. Dessa forma, evidencia-se a importância de selecionar pontos de forma a respeitar a coincidência temporal de geração das fontes, ou seja, a sincronicidade de ocorrências de geração dessas fontes.

Na composição dos gráficos da Figura 7, foi feita a ordenação dos fatores de capacidade eólicos, mantendo-se a coincidência com a geração solar. O eixo das abscissas indica o número do cenário, de um total de 200 para esse exemplo.

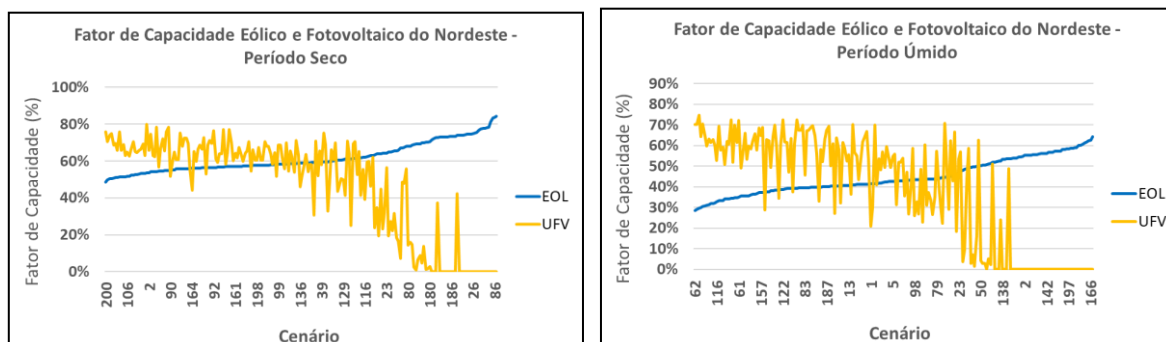


Figura 7 – Fator de capacidade eólico e solar fotovoltaico apresentados conjuntamente, período seco e úmido

Com base nos 200 pontos em torno do P90 da carga líquida do Nordeste, foram selecionados os fatores de capacidade das fontes eólica e solar que proporcionam maior exportação da região Nordeste para serem utilizados nos casos dimensionadores de um estudo de expansão da transmissão.

A Figura 8 apresenta os fatores de capacidade por fonte, por região, em diferentes meses utilizados como referência para as análises dessa alternativa metodológica.

Um dos principais efeitos da aplicação dessa metodologia foi a redução dos fatores de capacidade adotados para as fontes eólica e solar centralizadas, em virtude da consideração de sincronismo da ocorrência de geração horária pelas duas fontes, o que não ocorre na metodologia convencional, pois considera máximas ocorrências assíncronas.

No período úmido, no patamar de carga média, por exemplo, houve redução de aproximadamente 20% no fator de capacidade da fonte eólica e 30% para a fonte solar. Já para o período seco, a redução foi de aproximadamente 20% nos fatores de capacidade das fontes eólica e solar.

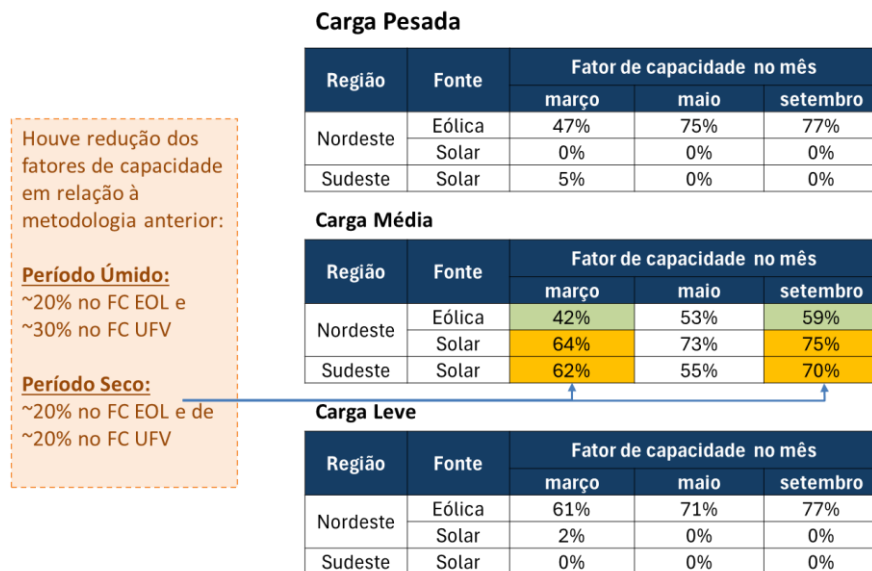


Figura 8 – Fatores de capacidade de usinas eólicas e solares

A Figura 9 ilustra a diferença entre a metodologia convencional e a metodologia alternativa deste estudo no que se refere aos fatores de capacidade das fontes eólica e solar a serem aplicados nos cenários dimensionadores do sistema de transmissão.

As curvas de geração eólica (EOL) e solar fotovoltaica (UFV) apresentadas são dados sincronizados referentes aos 200 cenários mais críticos de carga líquida. Os pontos vermelhos são os fatores de capacidade não sincronizados adotados para essas fontes, com base na metodologia convencional, e os pontos verdes representam os fatores de capacidade sincronizados, baseados na metodologia proposta.

Nota-se que dos 200 cenários críticos de exportação da região Nordeste que foram selecionados, em nenhum deles observa-se a ocorrência simultânea dos fatores de capacidade adotados na metodologia convencional, indicando que podem ser feitas escolhas de cenários alternativos para serem aplicados na metodologia de dimensionamento da transmissão, que guardem a desejada sincronia temporal.

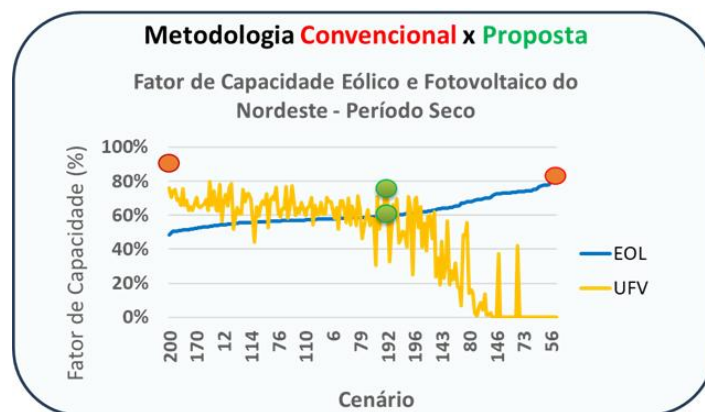


Figura 9 – Comparação dos fatores de capacidade com metodologia convencional e proposta

5.0 CONCLUSÕES

A metodologia proposta, apresentada neste informe técnico, inclui análise probabilística para identificação de cenários críticos de expansão da transmissão, possibilitando a tomada de decisão baseada em cenários de geração e carga sincronizados e combinados estatisticamente, trazendo, assim, oportunidades de avaliação de risco nos estudos de planejamento da expansão.

É importante salientar que após o dimensionamento da rede de transmissão com base nesta metodologia, pode-se aferir a efetividade das soluções obtidas para cenários mais extremos e até mesmo de menor probabilidade de ocorrência. Nesse caso, análises complementares de custo x benefício e arrependimento podem auxiliar na tomada de decisão acerca de expansões adicionais da rede elétrica.

Finalmente, a metodologia proposta pode ser aprimorada e adaptada para diferentes aplicações. Apesar de ter sido inicialmente aplicada em um estudo de interligações regionais, é possível viabilizar sua aplicação em análises elétricas de diferentes naturezas, como em estudos regionais, a partir da alteração da variável a ser observada para a identificação de cenários críticos de interesse, que a título de exemplo neste informe técnico foi a exportação máxima do subsistema Nordeste.

6.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, página 87. Brasil.
- [2] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 – estudos complementares: geração centralizada de energia sensibilidade *what if*. Brasil.
- [3] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. EPE-DEE-RE-076-2023 – Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade. Brasil.
- [4] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 – Caderno “Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento”. Brasil. Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento

DADOS BIOGRÁFICOS



TIAGO CAMPOS RIZZOTTO, fez mestrado em engenharia elétrica na UFRJ. É Analista de Pesquisa Energética desde 2008 na Empresa de Pesquisa Energética – EPE, onde realiza estudos de desempenho elétrico voltados para o planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica com ênfase em estabilidade eletromecânica.

(2) THAÍS PACHECO TEIXEIRA, mestre em Engenharia Elétrica pela UFRJ, com especialização em Gerenciamento de Projetos pela PUC Minas. Atua como Consultora Técnica na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), coordenando os grupos de Estudos de Interligações Regionais e Base de Dados.

(3) RODRIGO RODRIGUES CABRAL, engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal Fluminense em 2011; mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE-UFRJ) 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.



(4) RONEY NAKANO VITORINO, possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo – Escola Politécnica de Engenharia da USP. Concluiu o Doutorado na mesma instituição, associado com período de Fellowship no Massachusetts Institute of Technology (MIT), através da Comissão Fulbright dos Estados Unidos. Atualmente trabalha na Empresa de Pesquisa Energética, onde desenvolve estudos de expansão da geração e transmissão de energia.

(5) RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA, possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência (UFRJ), mestrado em Planejamento Energético (COPPE/UFRJ) e pós-graduação em Negócios do Setor Elétrico (FGV). Atua na Empresa de Pesquisa Energética na área de planejamento da geração.

(6) GLAYSSON DE MELLO MULLER obteve o título de mestre em engenharia elétrica em 2010 e o de doutor em engenharia elétrica em 2016, ambos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Desde 2013, é pesquisador na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atuando em estudos e pesquisas na área de planejamento da expansão da geração, resposta da demanda e novas tecnologias. É professor da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) desde 2024.