



## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO CONSIDERANDO ASPECTOS DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA ATRAVÉS DE UM SOFT LINK COM O MODELO DESSEM

**MIRYAM GERK CURTY(1);CARLOS HENRIQUE MEDEIROS DE SABOIA(1);MARIA LUIZA VIANA LISBOA(1);CARMEN LUCIA TANCREDO BORGES(2)  
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL(1)  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO(2)**

#### RESUMO

Preocupações com mudanças climáticas e segurança energética motivaram um expressivo desenvolvimento tecnológico em fontes renováveis intermitentes. Destaca-se a importância de desenvolver metodologias para o planejamento da expansão da geração em que a operação do sistema, na presença destas fontes, seja analisada de forma adequada e com esforço computacional aceitável. Esta pesquisa tem como objetivo propor uma metodologia que consiste no encadeamento de um modelo de planejamento da expansão da geração de longo prazo e de modelos de planejamento da operação hidrotérmica e programação da operação horária para o planejamento da expansão da geração no horizonte decenal, aplicado a um caso real do sistema elétrico brasileiro.

#### PALAVRAS-CHAVE

Sistemas hidrotérmicos e eólicos, Planejamento da expansão da geração, Programação diária da operação, Encadeamento de modelos energéticos, Soft-Link

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

A crescente preocupação mundial com a descarbonização das matrizes energéticas tem levado a um maior desenvolvimento e crescente instalação de usinas de geração com fonte de energia renovável, como usinas eólicas e fotovoltaicas. Todavia, estas fontes apresentam geração com características intermitentes, ou seja, apresentam grande variabilidade na disponibilidade de recursos além da baixa ou nenhuma capacidade de armazenamento de energia. Por conta disso, não podem ser despachadas pelo operador, conferindo grandes desafios à operação do sistema, que podem comprometer a segurança no seu suprimento de energia elétrica.

Uma maneira de abordar estes desafios futuros é um estudo de planejamento da expansão do parque gerador, possibilitando instalações de equipamentos ou usinas que aumentem a sua flexibilidade para atendimento à carga de maneira segura, como aumento da rede de transmissão, desenvolvimento de alternativas para armazenamento de energia gerada, implementação de geradores térmicos de rápida resposta e geradores hidrelétricos, entre outros (1). Contudo, apesar de lidarem com diversas variações e fontes de incertezas, os modelos de planejamento da expansão do sistema elétrico, existentes atualmente, não foram elaborados com a capacidade de acessar todos os aspectos relacionados ao modo como as fontes de energia renováveis podem impactar a operação e a segurança do sistema elétrico.

Neste contexto, de acordo com o relatório publicado pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) (2), pesquisas vêm sendo elaboradas com o objetivo de desenvolver ferramentas e metodologias capazes de integrar essas novas fontes de geração aos modelos de planejamento. Por conta disso, os estudos optaram pela elaboração de curvas temporais que representam melhor a variação diária e sazonal da geração de fontes intermitentes, revelando melhor a correlação entre demanda e geração (3) e (4).

De acordo com (5), a flexibilidade de um sistema elétrico trata-se da capacidade do sistema de ajustar o balanço de geração e consumo de acordo com a variabilidade esperada. A geração intermitente de fontes renováveis de energia tem exigido maior flexibilidade de sistemas elétricos, por isso alguns estudos buscam suprir essa demanda, inserindo restrições de flexibilidade aos problemas de planejamento, como em (6) e (7), como limites mínimos de carga, limites de tempo mínimo de usinas térmicas ligadas/desligadas, exigências de rampa, usinas despacháveis, equipamentos de armazenamentos, entre outros.

Por fim, algumas pesquisas utilizaram uma metodologia que propõem validar o planejamento de longo prazo com estudos da operação de curto prazo, ou até mesmo alterar o corrigir, realizando um *soft-link* (8). Dessa maneira, a operação de curto prazo soluciona o problema da flexibilidade, sugerindo planos de investimento para o planejamento da expansão. Apesar de terem sido capazes de representar adequadamente as particularidades das fontes de energia eólica, muitas dessas pesquisas, não abordaram as incertezas nas vazões de usinas hidrelétricas, como é o caso do sistema elétrico brasileiro.

Em vista disso, este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia capaz de lidar com as características de forte incerteza e intermitência das novas fontes renováveis e assim desenvolver um planejamento de expansão da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) capaz de atender à demanda do mercado brasileiro de maneira econômica e segura. Para isso, serão utilizados modelos computacionais de planejamento da expansão, planejamento da operação e programação da operação, acoplados através de um processo iterativo, na simulação de um caso real brasileiro.

## 2.0 - PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Estudos de planejamento auxiliam nas decisões de investimento em novas tecnologias e despachos das usinas do sistema elétrico para o atendimento da demanda de maneira econômica e confiável. Para elaboração destes estudos, são desenvolvidos modelos computacionais para solução de problemas complexos. Devido ao custo computacional, quanto maior o horizonte de planejamento estudado, menor deve ser o nível de detalhamento do sistema.

Os Modelos de Planejamento da Expansão são tipicamente utilizados para estudos da evolução de longo-prazo do sistema elétrico (9). Estes modelos buscam estabelecer uma estratégia de investimento e de construção de usinas geradoras e linhas de transmissão a fim de atender à demanda de energia de forma econômica e segura. Por conta do horizonte de estudo entre 20 e 30 anos, está-se sujeito às incertezas e às variabilidades do crescimento de mercado, do custo de combustíveis, da disponibilidade de recursos, entre outras. Contudo, devido ao esforço computacional para um estudo de longo prazo, são consideradas algumas aproximações necessárias em sua execução.

Para análises mais detalhadas do atendimento à demanda nesses sistemas, sem comprometer o esforço computacional, realizam-se estudos de planejamento da operação com horizonte de até 20 anos (médio prazo) ou de até 1 mês (curto prazo). Os Modelos de Planejamento da Operação são utilizados em estudos de cálculo da política de operação do setor elétrico (10), (11), (12). Eles buscam determinar metas de despacho para as usinas que compõem o sistema elétrico de forma a atender à demanda com o menor valor esperado do custo de operação. Este problema apresenta maior granularidade temporal e maior nível de detalhamento do sistema elétrico em relação ao problema da expansão (13). Por conta disso, a solução do problema do planejamento da operação pode apresentar grande nível de complexidade dependendo das características do sistema elétrico.

A presença de usinas hidrelétricas no parque gerador, por exemplo, aumenta o nível de complexidade do planejamento da operação devido ao acoplamento temporal e espacial e o comportamento estocástico das afluições nestas usinas (14). Portanto a inserção de usinas com fontes renováveis de energia, como usinas eólicas e fotovoltaicas, incorporou desafios ainda maiores à solução deste problema (2).

A geração intermitente destas novas usinas pode ser observada melhor em estudos que consideram discretização temporal horária, como estudos da programação da operação, onde são consideradas incertezas não observadas nos demais problemas apresentados. Os Modelos de Programação da Operação (15), (16) avaliam o menor horizonte de estudo dentre os modelos mencionados, com a menor discretização temporal, e tratam de restrições de operação que não são possíveis de serem aplicadas nos modelos anteriores, por conta do alto custo computacional. Diferentemente dos problemas anteriores, este problema considera as restrições de *unit-commitment* término que determina a melhor alocação das unidades geradoras termelétricas considerando restrições operativas.

Com estes modelos pode-se avaliar em detalhes o comportamento intermitente das fontes renováveis e como afetam o desempenho das demais usinas presentes no parque gerador, podendo impactar a segurança do atendimento à demanda (17).

## 3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

O estudo propõe a implementação do acoplamento do modelo de planejamento da expansão de longo prazo com o modelo de programação da operação de curto prazo, a fim de elaborar um cronograma de expansão considerando as incertezas e intermitências das fontes eólicas e solares, conforme ilustrado em [FIGURA 1](#) *Figura-1*.

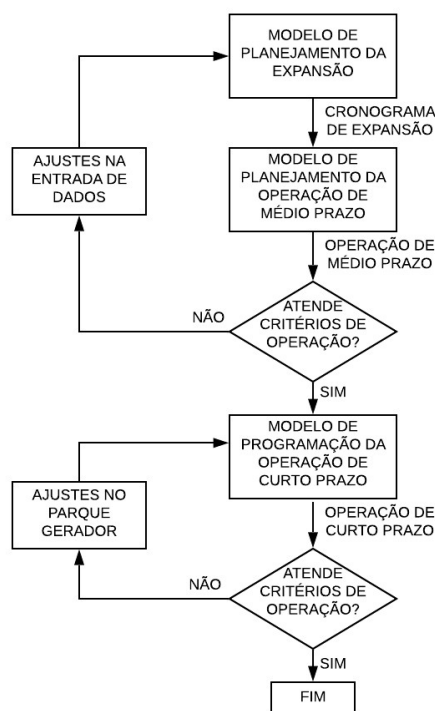


FIGURA 1: Fluxograma representativo da metodologia proposta.

Inicia-se o processo iterativo pela simulação do modelo de planejamento da expansão para um sistema elétrico com uma dada previsão de acréscimo de demanda, com propostas projetos de expansão de usinas termelétricas, hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas, e interligações. Como resultado, o modelo fornece um cronograma de expansão ótimo para o modelo de planejamento da operação de médio prazo. Esse segundo modelo é simulado e como resultado fornece dados sobre a política de operação para o parque gerador proposto, como metas de geração das usinas, risco de déficit e custos marginais de operação.

Esses aspectos são analisados e caso os critérios de segurança no suprimento de energia sejam violados, retorna-se ao modelo do planejamento da expansão com ajustes em seus dados de entrada, como novas restrições de investimento, ajuste da demanda e novos projetos de usinas ou interligações. Esse processo iterativo se repete até que o critério de convergência seja atendido.

Uma vez que a operação de médio prazo foi consolidada, simula-se, então, o modelo de programação da operação de curto prazo. Como resultado o modelo fornece a operação diária das usinas, tornando-se possível verificar se as demais usinas presentes no parque gerador, e no cronograma de expansão, possuem flexibilidade suficiente para atender à demanda nos períodos de escassez, ou mesmo ausência, da geração das fontes eólicas e solares.

Caso o parque gerador informado não atenda aos critérios de suprimento de energia a nível horário, são adicionados, nos dados de entrada do modelo de curto prazo, projetos que aumentam a flexibilidade do sistema. O modelo de curto prazo é, então, simulado para novos projetos em seu parque gerador até que o critério de convergência seja atendido. Caso o resultado do modelo de curto prazo, para todos os meses simulados, cumpra os critérios de atendimento sem a necessidade de mais modificações do seu parque gerador, o processo termina.

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

##### 4.1 - Modelos utilizados

A metodologia proposta foi implementada utilizando os modelos de planejamento desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL): Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP), Modelo de Planejamento de Operação de Longo Prazo para Sistemas Hidrotérmicos Interligados (NEWAVE) e Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM).

Como modelo de planejamento da expansão, utilizou-se o modelo MELP. O modelo busca solucionar um problema de Programação Linear Inteira Mista (PIM) de forma a determinar um plano de expansão que garanta o atendimento à crescente demanda de mercado de forma econômica e segura (18).

Como modelo de planejamento da operação de médio prazo, utilizou-se o modelo NEWAVE. Esse modelo resulta na alocação ótima dos recursos hidroelétricos e termoeletrônicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo horizonte do planejamento (19). Os resultados individualizados por usina foram posteriormente obtidos através de simulação do modelo Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUIHI) (21).

Por fim, como modelo de planejamento da operação de curto prazo, utilizou-se o modelo DESSEM. Por considerar um horizonte de tempo menor, o modelo pode representar certos aspectos do sistema elétrico de maneira mais precisa (20).

#### 4.2 - Configuração do caso

Nesta pesquisa, utilizou-se como caso de estudo o sistema elétrico brasileiro, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN). Devido a extensa dimensão do país, os componentes do sistema, como demanda total de energia, usinas geradoras, custo de operação, entre outras, são agrupadas em áreas regionais, denominadas subsistemas. Os subsistemas são interligados entre si através de linhas de transmissão e subestações que, nos modelos, são agrupados em troncos de interligação e nós fictícios, respectivamente. No caso desse estudo, o sistema foi dividido em nove subsistemas e dois nós fictícios, como ilustrado na [FIGURA 2](#) Figura 2: Sudeste (SE), Sul (S), Norte (N), Nordeste (NE), Acre e Rondônia (AC), Manaus (MAN), Belo Monte (BM), Tapajós (TAP), Teles Pires (TPI), nó de Imperatriz (IMP) e nó de Xingo (XI). As linhas entre os subsistemas representam os troncos de interligação existentes.

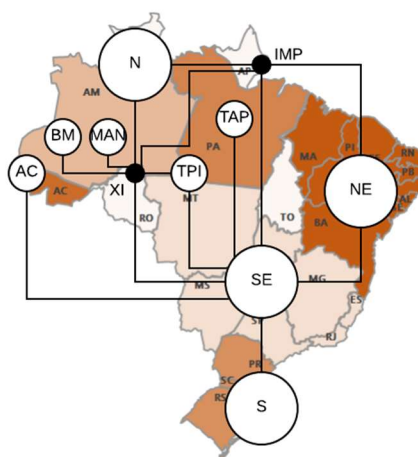


FIGURA 2: Configuração dos subsistemas.

Para simulação do modelo MELP utilizou-se um horizonte de estudo de 16 anos, com início em 2016. O estudo iniciou com 139 usinas hidrelétricas, totalizando 101,9 GW de potência instalada, e 116 usinas termelétricas, 28,2 GW de potência instalada, existentes no parque gerador e também usinas fotovoltaicas (totalizando 2,7 GW de capacidade instalada) e usinas eólicas (8,1 GW de potência instalada).

Como entrada de dados do modelo MELP, foram fornecidos 35 projetos candidatos de usinas hidroelétricas para expansão, totalizando 17937,9 MW, além de 100 projetos candidatos de usinas termoeletrônicas, com total de 46310,0 MW. As expansões dos possíveis troncos de interligação foram divididas em 12 projetos. Além destes projetos, foram fornecidas candidatas de usinas eólicas, 92 projetos, e solares, 42 projetos. Os números de projetos, assim como o total de capacidade instalada, por subsistema, são apresentados na [TABELA 1](#) Tabela 1.

TABELA 1: Capacidade nominal dos projetos candidatos.

Subsistema	Nº Eólica	Cap. Nominal (MW)	Nº Solar	Cap. Nominal (MW)
SE	0	0.0	21	6488.7
S	21	3665.4	0	0.0
NE	71	49675.8	21	8690.9

Total	92	53341.2	42	15179.6
-------	----	---------	----	---------

Assim como no modelo MELP, o modelo NEWAVE foi simulado para o horizonte de estudo de 16 anos. Contudo, no modelo MELP utilizou-se a discretização em cada ano de estudo de quatro períodos sazonais, enquanto que no modelo NEWAVE utilizou-se discretização mensal para cada ano de estudo. Como critério de atendimento à demanda do médio prazo, utilizou-se o do risco de déficit menor do que 5%.

Tendo em vista o regime de chuvas do país, a fim de analisar a operação do sistema em duas situações hidrológicas diferentes na simulação do DESSEM, foram selecionados o mês de fevereiro e o mês de agosto. Para avaliar a operação para diferentes configurações do parque gerador, de acordo com sua expansão durante os anos, para simulação do modelo DESSEM, foi selecionado os anos de 2019, 2023, 2027 e 2031.

Como a geração eólica apresenta grande variação e imprevisibilidade, foram simulados todos os casos do DESSEM para dez perfis diferentes de geração eólica do subsistema Nordeste (denominados EOL1, EOL2, EOL3, EOL4, EOL5, EOL6, EOL7, EOL8, EOL9 e EOL10), uma vez que este representa o subsistema com maior potencial eólico. Para critério de convergência do curto prazo utilizou-se a ocorrência de corte de carga e igualdade entre os Custos Marginais de Operação (CMOs) de cada subsistema.

#### 4.3 - Resultados

O gráfico da **FIGURA 3** apresenta a evolução da capacidade instalada, por tipo de fonte do parque gerador, para os anos selecionados para simulação do DESSEM, seguindo o cronograma de expansão calculado pelo MELP. Observa-se, na **FIGURA 3**, que o cronograma de expansão do MELP se concentrou no investimento em fontes de energia limpas, usinas hidrelétricas e usinas eólicas. Tendo maior destaque nas usinas eólicas, com aumento de 49GW de capacidade instalada.

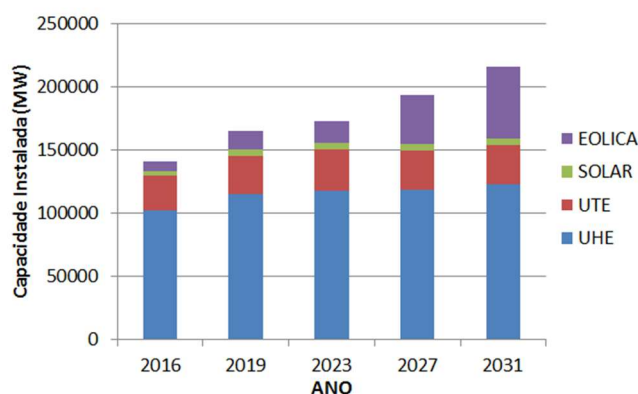


FIGURA 3: Evolução da capacidade instalada por tipo de usina.

Seguindo este cronograma de expansão, o modelo NEWAVE resultou numa política de operação com aumento da participação das usinas não controláveis no atendimento à demanda. O modelo NEWAVE apresentou como resultado um risco de déficit 1.19% no subsistema Sul, mantendo-se dentro do limite do critério de convergência. O modelo NEWAVE também resultou em custos de operação total, referenciado ao primeiro mês de estudo, de 78978.34 milhões de reais.

Ao analisar a geração total do parque gerador calculada por cada modelo verifica-se que, graças à diferença nas granularidades temporais, o modelo MELP deixou de considerar picos de demanda e vales observados no modelo NEWAVE. O mesmo ocorre quando comparados os resultados da operação do DESSEM com o NEWAVE.

Analisando-se o atendimento de carga das simulações do DESSEM, observou-se que para os meses de fevereiro de 2027 e 2031, em seis dos cenários de vento, a geração total não foi suficiente para atender a demanda. O gráfico da **FIGURA 4** apresenta a geração térmica para as 15 horas do terceiro dia dos casos de fevereiro de 2027, em azul, e fevereiro de 2031, em vermelho, e a capacidade instalada das UTEs total do sistema, linha tracejada preta. No gráfico pode-se verificar que para os cenários de geração eólica com corte de carga, a geração térmica se encontra em seu máximo.

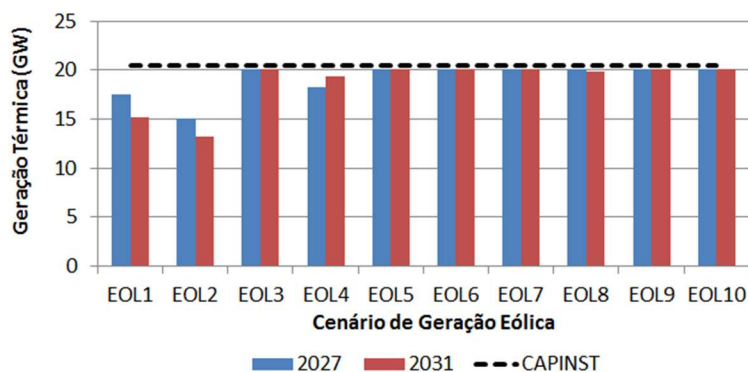


FIGURA 4: Geração térmica as 15h do terceiro dia de fevereiro de 2027 e 2031.

Uma vez que os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos e o parque térmico já foi despachado em sua totalidade, a indicação de corte de carga, para 60% dos cenários de geração eólica, aponta a necessidade da expansão do parque gerador. Contudo, essa expansão da geração não foi planejada pelo modelo MELP. Uma das justificativas para este resultado está na granularidade temporal do modelo.

Visando eliminar o déficit, para todos os cenários de geração eólica, nos meses de fevereiro dos anos de 2027 e 2031, os casos foram simulados com a adição de usinas termelétricas em seu parque gerador. Como resultado, além da eliminação do déficit, a adição das UTEs diminuiu significativamente o custo total de operação resultante no DESSEM, conforme observado no gráfico da FIGURA 5. O gráfico apresenta o custo total de operação para os casos de fevereiro de 2027 e 2031 com o cenário de geração eólica EOL8, com a presença do corte de carga, em azul, e após sua eliminação, em vermelho.

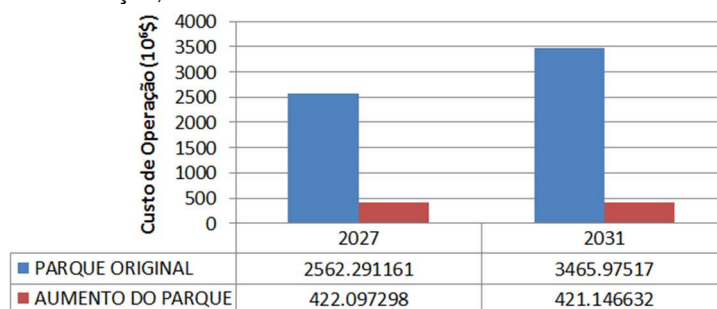


FIGURA 5: Diminuição do custo total de operação.

Por fim, analisando os custos marginais de operação de cada subsistema, para alguns cenários de geração eólica, em alguns meses simulados no DESSEM, o CMO do Nordeste ficou diferente do resto do sistema. Como aconteceu para o mês de agosto de 2031, com o cenário de geração eólica EOL8, os CMOs dos subsistemas SE e NE são apresentados no gráfico da FIGURA 6. Essa diferença dos CMOs pode ser justificada pela falta de intercâmbio entre os subsistemas.

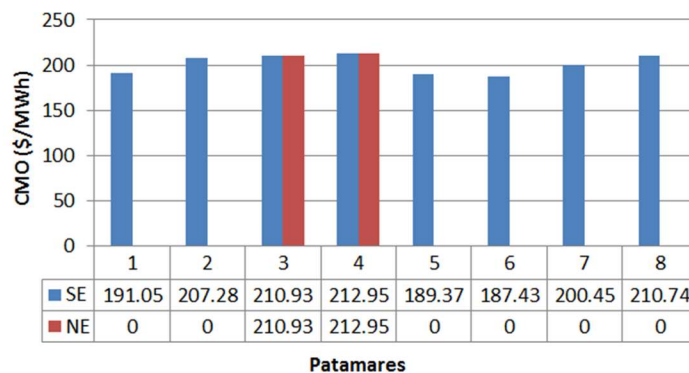


FIGURA 6: CMOs do Sudeste e Nordeste em agosto de 2031.

No gráfico **FIGURA 7** são apresentados os excessos de geração eólica do subsistema NE, em períodos de 6 horas de duração, para o mês de agosto de 2031, para cada cenário de geração eólica simulado. A linha pontilhada em preto representa o limite de intercâmbio total de exportação do Nordeste.

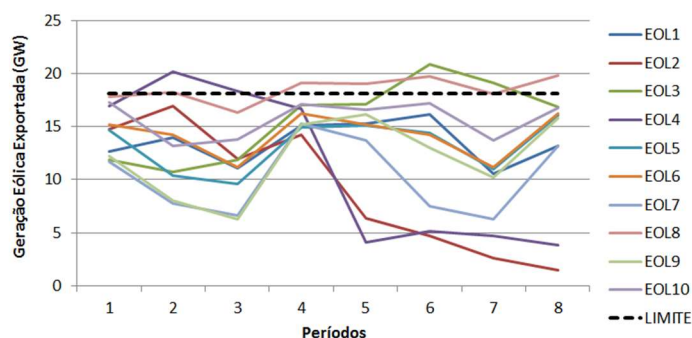


FIGURA 7: Exportação de geração eólica do Nordeste nos dois primeiros dias de

Verifica-se que o excesso de geração eólica que deveria ser exportado supera o limite de intercâmbio do Nordeste, para os cenários EOL3, EOL4, EOL8 e EOL10, justificando a diferença dos CMOs do gráfico da **FIGURA 6**. O mesmo aconteceu para o mês de agosto de 2027, nos cenários de geração eólica EOL3, EOL4 e EOL8. Estes resultados apontam a necessidade da expansão dos limites de exportação do subsistema Nordeste devido ao excesso de geração eólica em 4 dos 10 cenários simulados. Contudo, essa expansão não foi planejada pelo modelo MELP.

Portanto os meses de agosto de 2027 e 2031 foram simulados novamente, com o aumento gradativo do intercâmbio do subsistema NE para o subsistema SE até que o excesso de geração eólica do Nordeste, de cada um dos cenários, pudesse ser exportado por completo. Chegou-se à expansão de 2249MW de limite de intercâmbio do Nordeste para o Sudeste em agosto de 2027 e 6668MW para agosto de 2031.

Observa-se que graças a maior importação do SE de geração eólica e consequente diminuição da sua geração térmica, o CMO deste subsistema diminuiu significativamente com o aumento do limite de intercâmbio, conforme observado no gráfico da **FIGURA 8**.

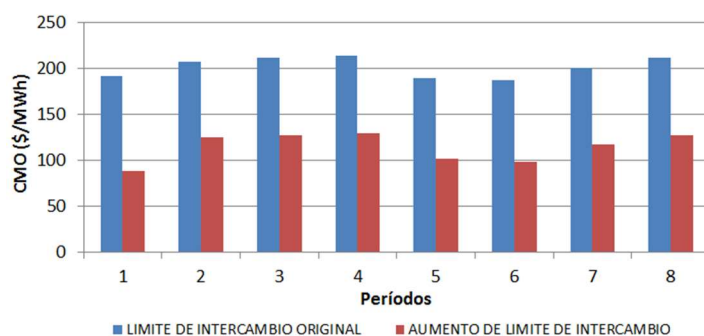


FIGURA 8: Alteração no CMO no Sudeste com aumento de intercâmbio.

## 5.0 - CONCLUSÕES

Este estudo propôs uma metodologia para representação do impacto da geração de fontes renováveis, no planejamento da expansão, que abrangeu algumas das técnicas pesquisadas na literatura; e, diferentemente do que foi encontrado na literatura, utilizou-se como estudo de caso um sistema elétrico hidrotérmico real de grande porte para desenvolvimento do cronograma de expansão com diversas fontes de incertezas. Utilizou-se o sistema elétrico brasileiro para simulação da metodologia proposta, e, seguindo a tendência mundial de descarbonização das matrizes energéticas, o plano de expansão calculado propôs grande inserção de usinas eólicas entre os anos de 2023 e 2031.

A participação crescente das fontes eólicas no atendimento à demanda apresentou complicações na programação diária da operação, ao final do horizonte de planejamento, como corte de carga e indicação de intercâmbio insuficiente. Foram realizadas simulações, do modelo de programação da operação, para propor instalação de



novas usinas termelétricas e linhas de transmissão, aprimorando o planejamento da expansão da geração do sistema elétrico para o atendimento da demanda de energia.

Como trabalhos futuros, propõe-se realimentar o encadeamento dos modelos com os resultados desta última simulação do modelo de programação da operação, com a inserção de outras tecnologias que aumentam a flexibilidade do sistema, como a usinas hidrelétricas reversíveis e baterias.

Propõe-se retornar as diferentes configurações do parque gerador como nova restrição de investimento ao modelo de planejamento da expansão. Cabe a este último decidir o momento e qual dentre as tecnologias deverá receber o investimento, de maneira ótima. Deve-se repetir, então, a simulação de todos os modelos encadeados até que seja eliminado o corte de carga na programação diária de operação. Tornando, assim, o plano de expansão proposto mais econômico e seguro.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) TSELEPIS, S., NIKOLETATOS, J. Renewable energy integration in power grids. IEA-Etsap Irena Technology Brief, 2015.
- (2) INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies. Abu Dhabi, 2017.
- (3) TEJADA-ARANGO, D. A., DOMESHEK, M., WOGGIN, S., CENTENO, E. Enhanced representative days and system states modeling for energy storage investment analysis. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 6, p. 6534-6544, 2018.
- (4) PINEDA, S., MORALES, J. M. Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 6, p. 7162-7170, 2018.
- (5) CHANDLER, H. Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge. Paris, France: International Energy Agency, 2011.
- (6) KIRSCHEN, D. S., MA, J., SILVA, V., BELHOME, R. Optimizing the flexibility of a portfolio of generating plants to deal with wind generation. In: 2011 IEEE power and energy society general meeting. IEEE, 2011. p. 1-7.
- (7) MA, J., SILVA, V., BELHOME, R., KIRSCHEN, D. S., OCHOA, L. F. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. In: 2013 IEEE power & energy society general meeting. IEEE, 2013. p. 1-11.
- (8) PINA, A., SILVA, C. A., FERRÃO, P. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. Applied Energy, v. 112, p. 215-223, 2013.
- (9) GORENSTIN, B. G., CAMPODONICO, N. M., COSTA, J. P., PEREIRA, M. V. F. Power system expansion planning under uncertainty. IEEE transactions on power systems, v. 8, n. 1, p. 129-136, 1993.
- (10) VESELKA, T. D., NOVICKAS, A. A. Generation and Transmission Maximization (GTMax) Model Users Guide. Argonne National Laboratory, Chicago, IL, 2001.
- (11) PAPADOPOULOS, C., JOHNSON, R., VALDEBENITO, F., ENERGY EXEMPLAR. PLEXOS® Integrated Energy Modelling around the Globe. ed: Energy Exemplar, p. 10, 2014.
- (12) SUSTAINABLE ENERGY PLANNING RESEARCH GROUP. Energyplan. Aalborg University, 1999.
- (13) COLLINS, S., DEANE, J. P., PONCELET, K., PANOS, E., PIETZCKER, R. C., DELARUE, E., GALLACHOIR, B. P. Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 76, p. 839-856, 2017.
- (14) TOLMASQUIM, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, v. 1, n. 1, p. 10, 2016.
- (15) VAN DEN BERGH, K., BRUNINX, K., DELARUE, E., D'HAESELEER, W. LUSYM: a unit commitment model formulated as a mixed-integer linear program. KU Leuven, TME Branch Working Paper, v. 7, 2014.



- (16) JUSTINO, T. C., MARZANO, L. G. B., MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., BATISTA, F. R. S. Análise de atendimento à ponta do sistema elétrico brasileiro considerando conceitos de confiabilidade multi-Área, XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2017.
- (17) LOHMANN, T., REBENNACK, S. Tailored benders decomposition for a long-term power expansion model with short-term demand response. *Management Science*, v. 63, n. 6, p. 2027-2048, 2017.
- (18) LISBOA, M. L., MELO, A. C. G., MACEIRA, M. E. P., SABOIA, C. H., JUSAN, F. C., SAGASTIZABAL, C., SALES, P. MELP–Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos. In: V Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. 2003.
- (19) MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., SINIZ, A. L., PINTO, R. J., MELO, A. C. G., VASCONCELLOS, C. V., CRUZ, C. B. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil-main features and improvements on the NEWAVE model. In: 2018 power systems computation conference (PSCC). IEEE, 2018. p. 1-7.
- (20) SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., SABOIA, C. H., CABRAL, R. N., CERQUEIRA, L. F. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model. *Electric Power Systems Research*, v. 189, p. 106709, 2020.
- (21) MACEIRA, M. E. P., BATISTA, F. R. S., CERQUEIRA, L. F. E., OLASAGASTI, R. R., MELO, A. C. G., MARZANO, L. G. B. A Probabilistic Approach to Define the Amount of Energy to be Traded in Hydro Dominated Interconnected Systems. *Proceedings of the 20th PowerSystems Computation Conference*, Dublin, Ireland, 2018.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Pesquisadora no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), no Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA). Graduação em Engenharia Elétrica na Escola Politécnica/ UFRJ. Bolsista de mestrado no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), no Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA). Mestrado no Programa de Engenharia Elétrica (PEE) no Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE)/UFRJ.

- (2) CARLOS HENRIQUE MEDEIROS DE SABOIA. Possui graduação em Engenharia Civil pela UFC (2000), mestrado (2002) e doutorado (2013) em otimização pelo Programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE/UFRJ. Trabalha desde 2002 como pesquisador do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), atuando na área de modelagem matemática e otimização de sistemas de grande porte, aplicados em problemas de planejamento da expansão de médio e longo prazo (modelos MELP/MATRIZ) e na operação de sistemas hidrotérmicos no curto prazo (modelo DESSEM). Participa ativamente de grupos técnicos com instituições e agentes do setor elétrico nos temas relacionados ao planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos.
- (3) MARIA LUIZA VIANA LISBOA. Maria Luiza Viana Lisboa possui graduação pela UNIFEI, mestrado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e doutorado pela Universidade de Canterbury, Nova Zelândia, todos em engenharia elétrica. Iniciou sua carreira na Eletrobrás, na área de planejamento da operação, trabalhou por dois anos como pesquisadora na University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST) e desde 2001 é pesquisadora do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Também é professora adjunta do Instituto de Matemática e Estatística da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).
- (4) CARMEN LUCIA TANCREDO BORGES. Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1984), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1991) e doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1998). Professor Titular da Universidade Federal do Rio de Janeiro, na pós-graduação da COPPE e na graduação da

Escola Politécnica. Especialista em Sistemas de Potência atuando principalmente nas seguintes áreas: Análise, Simulação e Otimização, Confiabilidade, Geração Distribuída, Fontes Alternativas, Sistemas Inteligentes e Processamento de Alto Desempenho.