



## **Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP**

### **Avaliação das Condições Futuras de Atendimento à Demanda Horária**

**MARIO JORGE DAHER(1); ALEX NUNES DE ALMEIDA(2); GABRIEL CAMPOS GODINHO(3); GABRIEL ROGATTO(4); MARIA APARECIDA MARTINEZ(5); VITOR SILVA DUARTE(6); ONS(1); ONS(2); ONS(3); COPPE(4); ONS(5); ONS(6);**

#### **RESUMO**

O objetivo deste trabalho é apresentar a nova abordagem adotada pelo ONS para a avaliações das condições futuras de atendimento à demanda horária (potência), cuja principal característica é o enfoque probabilístico, considerando cenários de geração das novas fontes intermitentes (solar e eólica), em base horária, e a variação horária da demanda. A partir dessa abordagem, estimam-se os riscos de não atendimento à demanda horária e estatísticas do custo operacional dos eventuais despachos termoeletrônicos adicionais aos definidos por ordem de mérito econômico, viabilizando assim a realização de estimativas em relação aos encargos de serviço de sistema.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Planejamento da operação, atendimento à demanda de potência, Plano de Operação Energética (PEN), ONS, fontes intermitentes

#### **1.0 - INTRODUÇÃO**

Os estudos das condições de atendimento à demanda horária são avaliações estratégicas realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e que compõem o Plano de Operação Energética – PEN (1). Seu objetivo central é analisar as condições de atendimento aos requisitos da demanda horária do Sistema Interligado Nacional – SIN, em um horizonte temporal de 5 anos, podendo resultar em indicações ao órgão de planejamento com relação à necessidade de estudos para a garantia do suprimento de potência para o atendimento à carga.

Historicamente, esses estudos eram feitos considerando previsões não coincidentes de demanda máxima, as capacidades de intercâmbios entre as diversas regiões do SIN e os cronogramas de expansão do parque gerador considerados nos estudos de base do PEN. Eram adotadas premissas determinísticas de disponibilidade de geração eólica, fotovoltaica, de pequenas centrais hidroelétricas – PCH, e de geração a biomassa, além de um cenário hidrológico (ou um conjunto de cenários), que resultavam na estimativa dos montantes de perdas por deplecionamento dos reservatórios do sistema. Como resultado, eram identificados eventuais déficit de potência para o atendimento a esses requisitos pré-estabelecidos.

O objetivo deste trabalho é apresentar a nova abordagem à avaliação das condições futuras de atendimento aos requisitos de potência, com um enfoque probabilístico, considerando cenários que contemplam as variações horárias de geração das novas fontes intermitentes (solar e eólica) e o comportamento horário da demanda. Também podem ser considerados cenários hidrológicos e suas respectivas políticas de atendimento energético, que determinarão as disponibilidades de potência hidroelétrica em função da altura de queda no conjunto turbina-gerador e os custos marginais de operação para o atendimento de energia. Como resultado, estimam-se os custos operativos adicionais aos definidos por ordem de mérito econômico para o atendimento aos requisitos de energia, em função de eventuais despachos termoeletrônicos para o fechamento do balanço carga, em base horária. Dessa

forma, uma importante contribuição deste trabalho nas análises de desempenho do SIN é viabilizar estimativas em relação aos encargos de serviço de sistema em função da variabilidade horária das disponibilidades de geração eólica e solar. Adicionalmente, é possível obter estatísticas de déficit de atendimento à demanda e de congestionamentos nos circuitos de interligação entre os subsistemas do SIN, que contribuem na identificação de pontos de atenção para futuros reforços no sistema de transmissão.

## 2.0 - METODOLOGIA

A metodologia proposta está resumida no fluxograma apresentado na Figura 1.

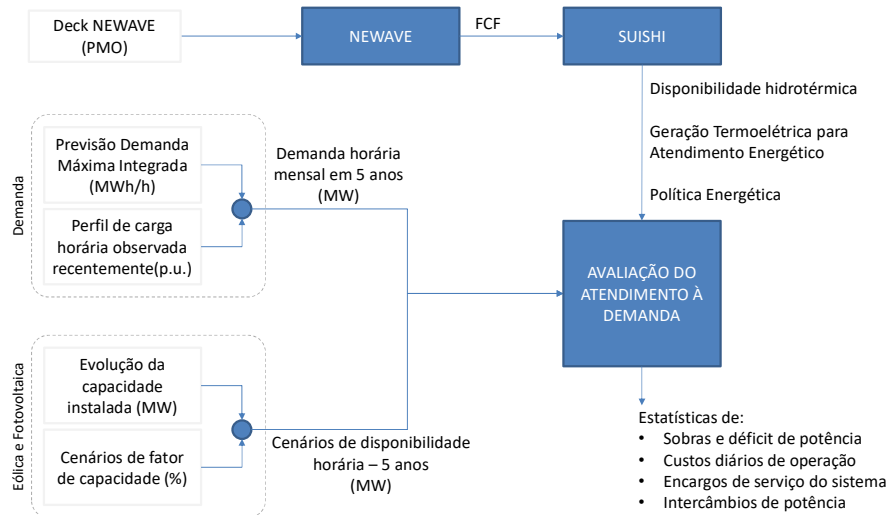


FIGURA 1 - Fluxograma para Atendimento à Demanda

A aplicação desta proposta possibilita analisar o atendimento à demanda ao longo de um dia, para cada mês do horizonte de 5 anos, fornecendo ainda o cálculo da disponibilidade de potência e o custo adicional ao despacho por ordem de mérito (sob a forma de encargos), identificando-se, ainda, possíveis congestionamentos nos intercâmbios entre os subsistemas. Os subitens, a seguir, descrevem, de forma detalhada, cada etapa do processo apresentado na Figura 1.

### 1.1 Requisitos de Demanda

As previsões de demanda para o horizonte de abrangência do planejamento da operação, assim como as previsões de energia, são elaboradas em conjunto pela EPE/MME, ONS e CCEE. A título de exemplo, a Figura 2 ilustra os valores de projeção de demanda máxima integrada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no horizonte 2018/2022.

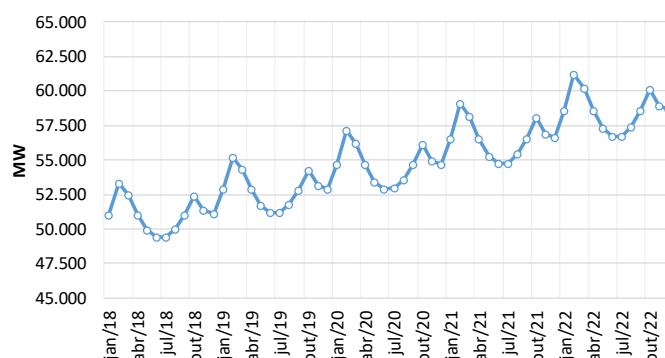


FIGURA 2 - Previsão Mensal de Demanda Máxima Integrada – SE/CO (MWh/h)

Para avaliação do atendimento à demanda horária, elaborou-se uma curva de carga diária típica para cada mês e subsistema, baseada no histórico recente. Para elaboração dessas curvas típicas, inicialmente foi realizado um levantamento das curvas de carga diárias dos dias úteis em cada mês e subsistema, como exemplificado na Figura 3, onde as curvas de diferentes cores representam os perfis de demanda horária verificados nos dias úteis de um determinado mês e subsistema no passado recente. O perfil de demanda típico (linha pontilhada escura) é obtido a partir da média dos perfis de demanda horários levantados, normalizados pela demanda máxima.

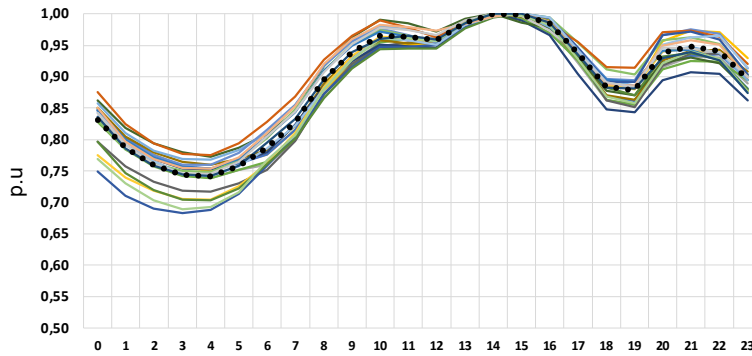


FIGURA 3 - Definição das Curvas de Carga Diárias Típicas - Exemplo

Multiplicando-se os valores de demanda máxima mensal pelos valores das curvas de carga diárias típicas, obtêm-se os valores de carga, em MWh/h, possibilitando, dessa forma, avaliar as condições de atendimento à demanda de cada hora do dia. Admite-se que os perfis de carga típicos não se alteram nos anos futuros. A Figura 4 apresenta o exemplo da curva resultante para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no mês de janeiro de 2018.

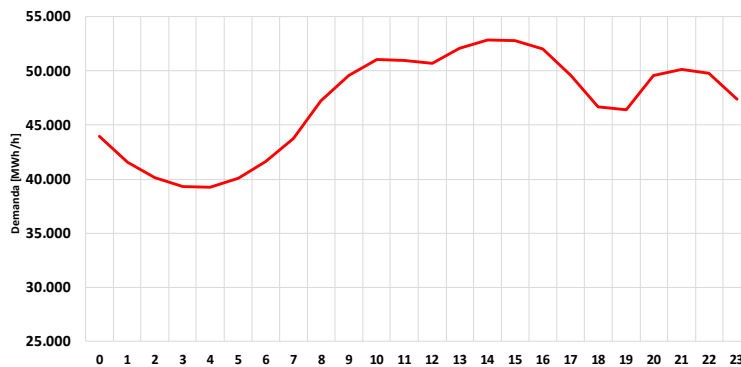


FIGURA 4 - Curva de Carga de Demanda Resultante para janeiro de 2018 – Sudeste/Centro-Oeste

## 1.2 Geração Eólica e Fotovoltaica

Nos últimos anos, tem-se observado um forte aumento da oferta de energia proveniente de fonte eólica e, para os próximos anos, está previsto também crescimento da ordem de 2.700 MW da participação da fonte fotovoltaica na oferta total de energia, conforme apresentado em (1).

Devido às suas características técnicas específicas e visando representar a disponibilidade de geração eólica e fotovoltaica de uma forma mais realista, foi realizada uma avaliação dos perfis de geração, tendo como base o histórico de fontes supervisionadas pelo ONS em 2017.

Para isto, inicialmente foi realizado um levantamento dos fatores de capacidade horários verificados no ano passado, para cada mês, fonte e subsistema. Em seguida, com auxílio de ferramentas de “data mining”, as séries verificadas foram classificadas em três grupos distintos, conforme os perfis identificados. Por fim, foram calculados cenários de fator de capacidade através da média das séries de cada grupo, totalizando três cenários, em p.u., por fonte, mês e subsistema, conforme exemplificado na Figura 5.

Ressalta-se que, como pode existir uma quantidade distinta de séries classificadas em cada um dos grupos, os cenários podem possuir diferentes probabilidades de ocorrência.

A título de exemplo, para projetar os níveis de geração futuros, os cenários de fator de capacidade calculados na Figura 5(a) foram aplicados às curvas de evolução de capacidade instalada, para o subsistema Nordeste, obtendo-se, então, cenários de geração eólica diária para cada mês e subsistema do horizonte de estudo, conforme exemplificado na Figura 5(b).

Da mesma forma, aplicou-se esse procedimento para gerar os cenários de geração fotovoltaica. Não foram considerados cenários de geração para as usinas eólicas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte, e para as usinas fotovoltaicas do subsistema Sul, uma vez que representam montantes instalados com pequena participação na matriz de energia elétrica. Para estas usinas, considera-se a mesma disponibilidade de potência resultante da aplicação das Resoluções ANEEL nº 440/2011 e nº 476/2012.

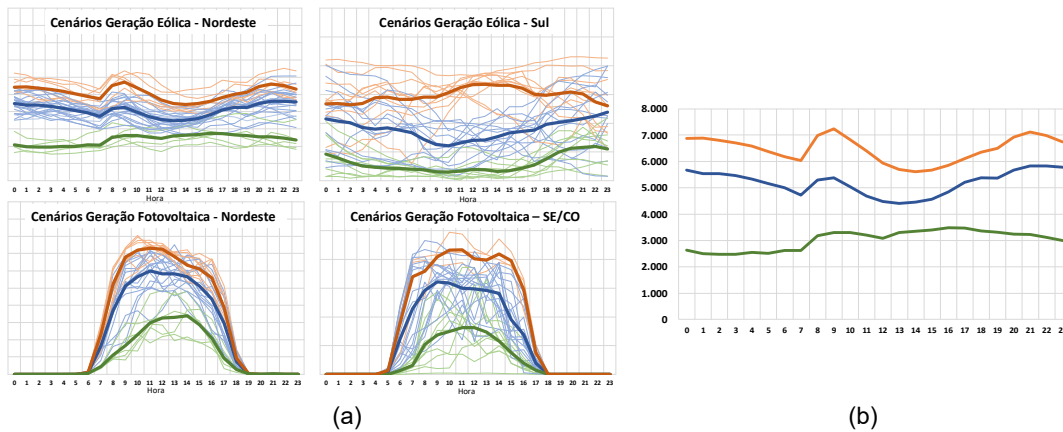


FIGURA 5 – (a) Fatores de Capacidade da Energia Eólica e Fotovoltaica, em p.u., e (b) Cenários de Geração Resultantes para Cada Mês e Subsistema, em MWh/h

### 1.3 Disponibilidade de Potência das Usinas Hidroelétricas

A potência disponível para as usinas hidroelétricas é resultante de uma simulação hidrotérmica com o modelo SUSHI (2), que pode ser com séries sintéticas ou históricas, conforme ilustrado no fluxograma da Figura 1.

Para as usinas com capacidade de regularização mensal ou semanal e usinas a fio d'água em cachoeiras com regularização, considera-se a potência disponível - PDISP, que reflete possíveis reduções de disponibilidade em função da queda líquida da usina. Para as usinas a fio d'água em rios sem capacidade de regularização, como por exemplo Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, a disponibilidade de potência considera também a vazão afluente aos reservatórios destas usinas - PDISPR, capturando, desta forma, a grande variabilidade sazonal da produção dessas usinas.

A partir dos resultados da simulação, podem ser selecionados cenários para a realização dos balanços ou mesmo utilizar todos os cenários simulados.

### 1.4 Disponibilidade de Potência das Usinas Termoelétricas

A contribuição das usinas termoelétricas para o atendimento aos requisitos de demanda é compatível com a inflexibilidade, despacho por ordem de mérito e disponibilidade resultantes das simulações dos cenários de disponibilidade hidráulica com o modelo SUSHI.

Dessa maneira, durante a avaliação do atendimento à demanda, pode ser necessário fazer uso de montantes de geração termoelétrica acima daqueles definidos por mérito, ou seja, que não foram computados na simulação energética do modelo SUSHI. Caso se identifique a necessidade de geração térmica adicional, esta será computada no cálculo dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS).

### 1.5 Disponibilidade de Potência das PCHs e PCTs

A disponibilidade de potência considerada para Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e Pequenas Centrais Termoelétricas (PCTs) é igual aos valores de energia mensal adotados nas simulações do Programa Mensal da Operação Energética (PMO) que são resultantes da aplicação das Resoluções ANEEL nº 440/2011 e nº 476/2012, uma vez que estas usinas não apresentam comportamento intermitente variável típico, como as eólicas e fotovoltaicas.

### 1.6 Reserva de Potência Operativa

Pode-se definir a Reserva de Potência Operativa – RPO como a quantidade de geração que deve estar disponível, sincronizada de forma a assegurar o controle adequado da frequência do sistema elétrico e dos intercâmbios, insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica, pois mitiga os riscos de não atendimento e garante margem para atuação eficaz do controle automático de geração.

A metodologia proposta considera, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, a reserva de potência operativa convencional (adotou-se na aplicação da metodologia proposta o equivalente à 4% da demanda desses subsistemas), dimensionada para suprir a perda de unidades geradoras e os desvios relacionados à previsão de carga. As seguintes usinas participantes do Controle Automático de Geração (CAG) foram consideradas para alocação da reserva: UHE Água Vermelha, UHE Capivara, UHE Emborcação, UHE Ilha Solteira, UHE Marimbondo, UHE Nova Ponte, UHE São Simão, UHE Furnas, UHE Luiz Carlos Barreto.

Com relação ao subsistema Nordeste, considerou-se uma reserva operativa para absorver, além dos desvios na previsão de carga e perdas em unidades geradoras, os desvios da geração eólica prevista. Essa reserva é dimensionada através dos limites de recebimento de potência pela região Nordeste (RNE), em montante igual a 4% da demanda do subsistema Nordeste mais 26% da previsão da geração eólica, conforme proposição da NT ONS RE 3/149/2016 (3).

### 3.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Buscando uma avaliação mais conservadora das condições de atendimento à demanda máxima do SIN, aplicou-se a metodologia proposta para um cenário crítico de potência disponível das usinas hidroelétricas. Este cenário corresponde à repetição das aflúncias do ano de 1955 em cada ano do horizonte 2018-2022. O ano histórico de 1955 é caracterizado por ser o segundo pior no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e por fazer parte do período crítico do SIN em avaliações de garantia física.

A disponibilidade utilizada para cada ano resulta da simulação do modelo SUIISHI para uma sequência da série histórica de vazões na qual o ano de interesse coincide com as vazões históricas do ano de 1955. Assim sendo, por exemplo, para identificação da potência disponível das usinas hidroelétricas em 2022, a simulação seguiu a sequência 2018 coincidindo com os registros históricos de vazões de 1951, 2019 com 1952, 2020 com 1953, 2021 com 1954 e 2022 com 1955.

Para o subsistema Nordeste, considerou-se como disponibilidade hidroelétrica um montante de potência equivalente à geração máxima das usinas hidroelétricas do rio São Francisco com uma defluência fixa de 600 m<sup>3</sup>/s. Essas usinas foram modeladas de forma a poderem operar em uma vazão superior à 600 m<sup>3</sup>/s apenas como o último recurso para o atendimento da demanda horária.

Na aplicação da metodologia proposta, foram realizadas simulações, para cada cenário hidrológico, com 81 cenários de geração, construídos a partir da combinação de 3 cenários de geração eólica no Nordeste, 3 cenários de geração eólica na região Sul, 3 cenários de geração fotovoltaica na região Nordeste e 3 cenários de geração fotovoltaica na região Sudeste/Centro-Oeste, conforme ilustrado na Figura 6(a). A política adotada para priorização das fontes no atendimento aos requisitos de demanda é apresentada na Figura 6(b). O objetivo desta avaliação é destacar os pontos de atenção no atendimento aos requisitos de demanda do SIN, com a identificação de uma estimativa de ESS do tipo *constrained-on* ocasionados pelo despacho adicional de geração térmica e possíveis congestionamentos de intercâmbios entre os subsistemas.

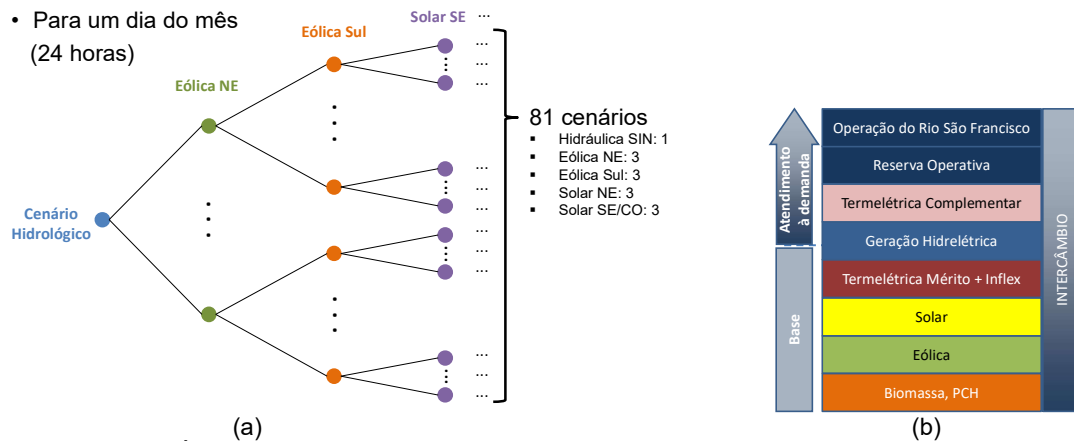


FIGURA 6 – (a) Árvore de Cenários de Geração Eólica e Fotovoltaica para o Balanço de Demanda e (b) Priorização das Fontes no Atendimento aos Requisitos de Demanda

Foram consideradas as perdas de potência das usinas hidroelétricas em função da alteração na altura de queda e da disponibilidade hídrica (para usinas em rios sem capacidade de regularização), e o despacho das usinas termoelétricas para atendimento energético com os respectivos custos marginais de operação, através de simulações de cada cenário hidrológico com o programa SUIISHI. Dessa forma, além da avaliação da viabilidade de atendimento à demanda horária, também é possível fazer uma estimativa do custo de operação adicional para esse atendimento, mensurando os encargos decorrentes do despacho termoelétrico acima do mérito econômico.

### 4.0 - RESULTADOS

Primeiramente, foi identificada, para cada mês do horizonte de estudo, a hora do dia com a maior frequência de registros de menor sobra, dentre os 81 cenários analisados. Observou-se que entre os meses de maio e agosto a

menor folga no atendimento aos requisitos de demanda do SIN ocorre às 18 horas, enquanto nos demais meses ocorre no período vespertino, entre às 14 e 15 horas. Estes resultados são coerentes com os perfis típicos de demanda máxima diária que variam ao longo dos meses do ano, bastante impactados pela sazonalidade da temperatura.

As Figuras 7 e 8 apresentam os despachos termoeletrônicos das usinas a gás e a óleo combustível, respectivamente, considerando o horário em que foram observadas as menores folgas de potência do SIN. As barras na cor mais escura indicam o despacho por ordem de mérito para o atendimento à carga mensal de energia e as barras na cor clara indicam o despacho termoeletrônico adicional médio para o fechamento do balanço de demanda horária. Adicionalmente, há barras de erro, indicando o maior e o menor montante despachado para o fechamento da demanda. As linhas pontilhadas nos gráficos indicam o montante de disponibilidade de potência a cada mês do horizonte.

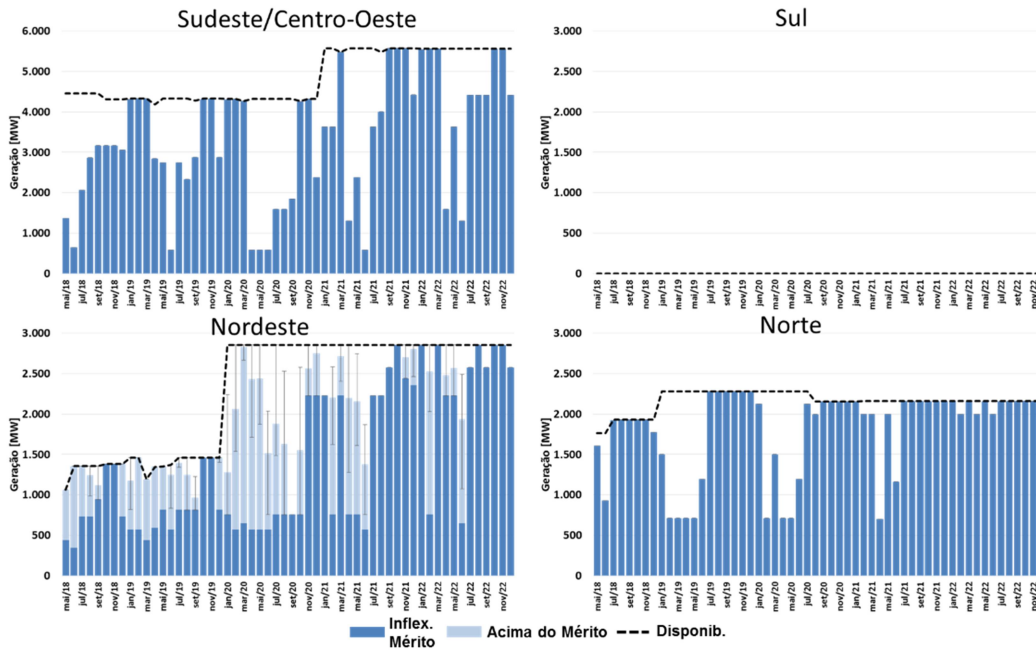


FIGURA 7 - Despacho Termoeletrico Para o Atendimento à Demanda - Gás

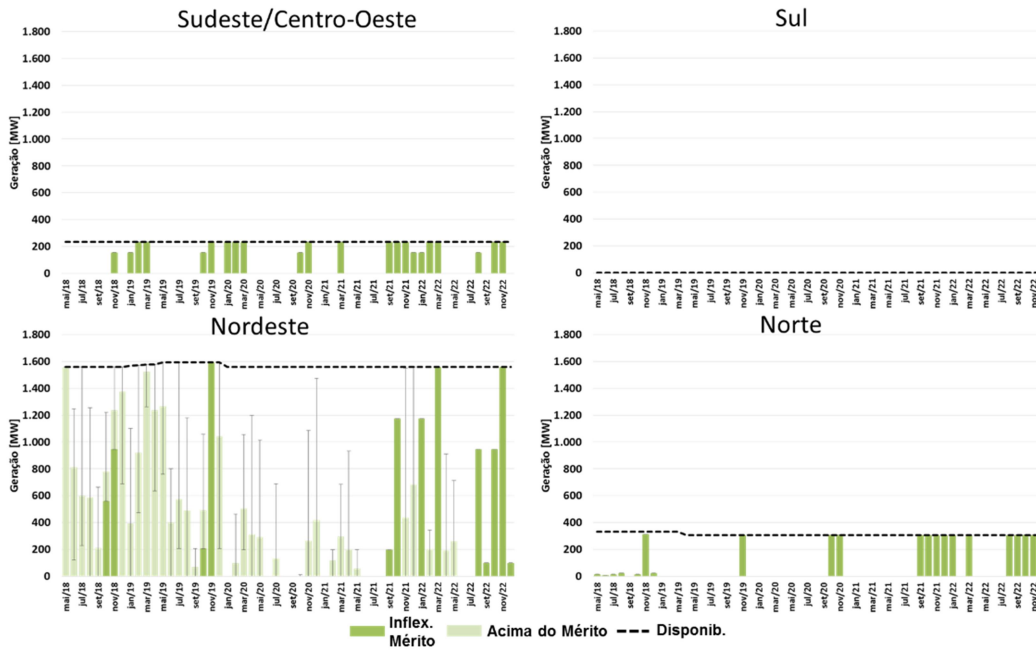


FIGURA 8 - Despacho Termoeletrico Para o Atendimento à Demanda – Óleo Combustível

Observa-se que apenas houve despacho termoeletrico adicional no subsistema Nordeste, ocorrendo, principalmente, nos cenários de menor disponibilidade de geração eólica. Esses montantes adicionais se reduzem

no último ano em função dos reforços nos limites de intercâmbio previstos para entrada em operação em 2022 e também pelo fato do despacho termoeletrico por ordem de mérito já se encontrar em elevados patamares.

A Figura 9 apresenta o montante estimado do custo total diário de operação. A parte mais escura do gráfico representa o custo de operação (custo de geração termoeletrica) resultante da simulação com o programa SUIISHI para o atendimento ao mercado de energia. A parte clara do gráfico representa o montante do custo de operação médio associado ao despacho termoeletrico adicional para o pleno atendimento da demanda horária. Como foram simulados 81 cenários de geração eólica/fotovoltaica, as linhas de erro das partes clara das barras representam o maior e o menor custo.

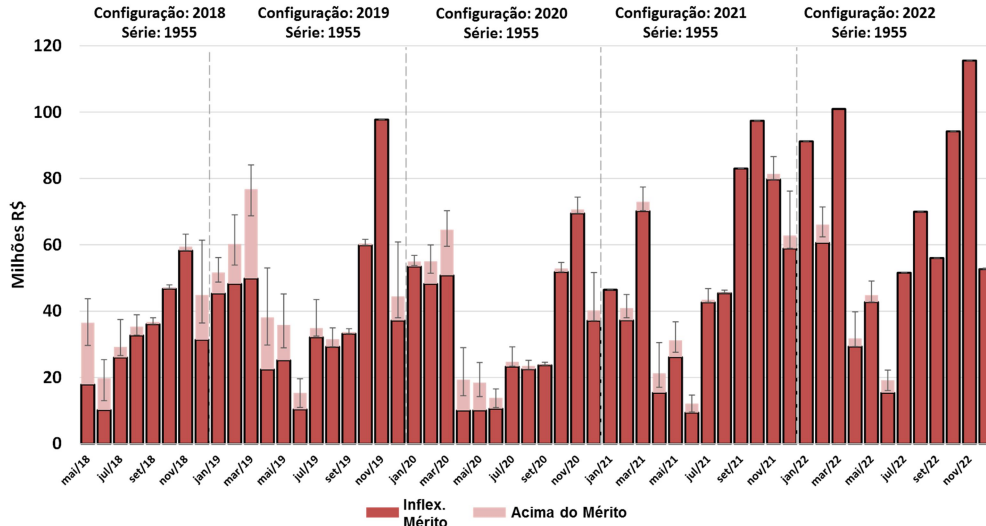


FIGURA 9 - Custo Total Diário de Operação Para Atendimento à Demanda – milhões de Reais

Observa-se que há custos adicionais de geração termoeletrica, principalmente, nos meses de verão dos anos da simulação. Esses meses são aqueles em que há menor disponibilidade de geração eólica no subsistema Nordeste. Destaca-se que, conforme mencionado anteriormente, esse subsistema é onde se verificam os maiores montantes de despacho termoeletrico acima do mérito.

A Figura 10 apresenta um *box-plot* contendo os encargos resultantes da geração termoeletrica acima do mérito. Esses encargos foram estimados como a geração termoeletrica multiplicada pela diferença entre o custo marginal de operação limitado aos valores que formam o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e o Custo Variável Unitário – CVU de cada uma das usinas. Observa-se que há estimativas de encargos que podem chegar, para um dia do mês, a montantes da ordem de R\$ 25 milhões.

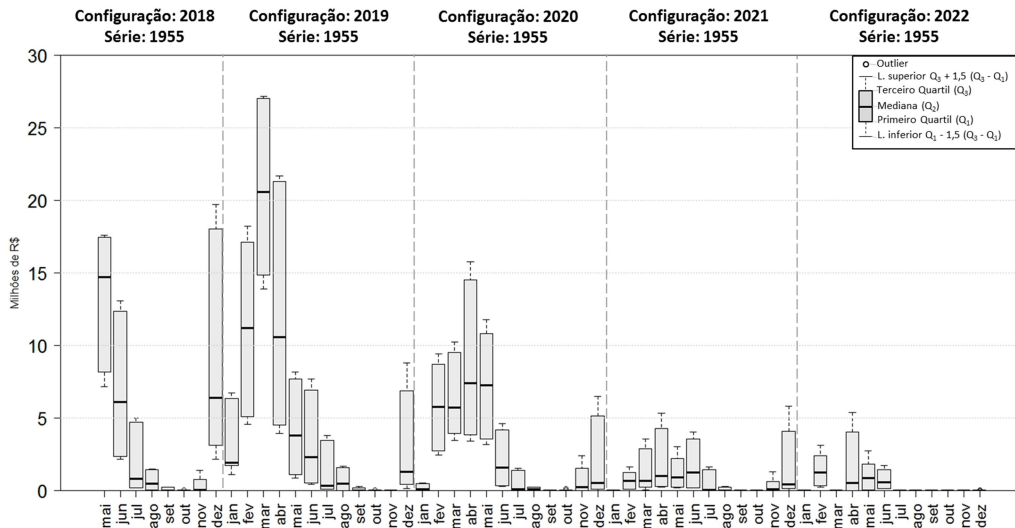


FIGURA 10 - Encargos Diários Associados ao Atendimento à Demanda Horária – Milhões de Reais

A Figura 11 apresenta as probabilidades mensais de montantes de recebimento e/ou fornecimento de potência pela região Nordeste, destacando-se as situações em que há violação da reserva operativa destinada à perda de unidades geradoras, desvios de previsão de carga e desvios de previsão de geração eólica e/ou fotovoltaica.

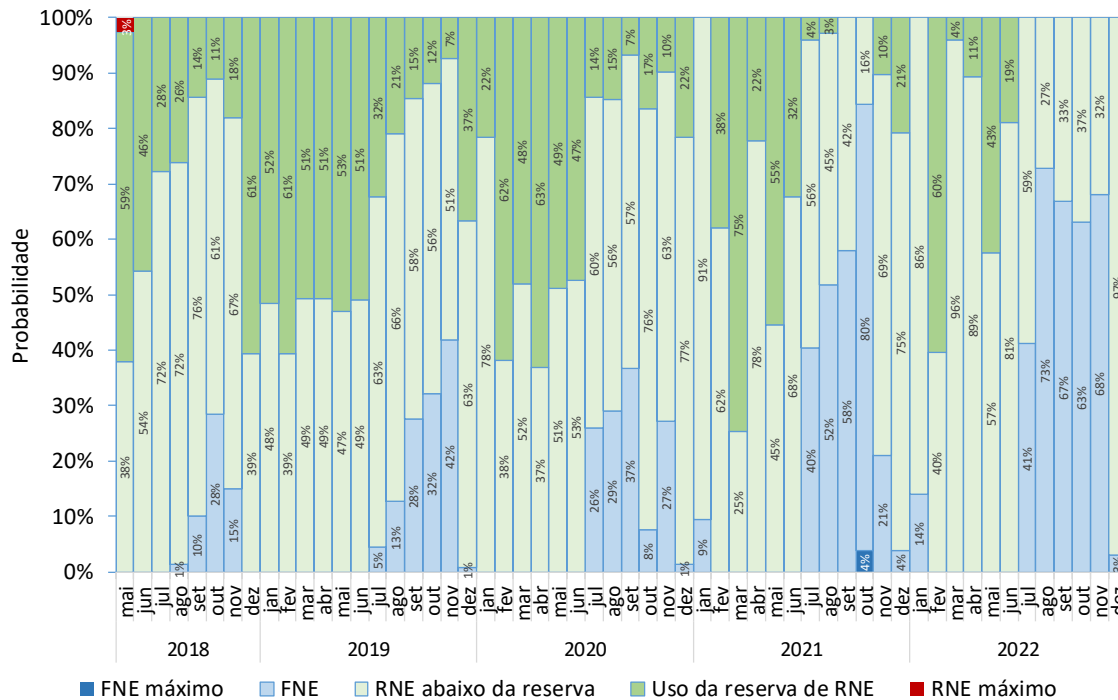


FIGURA 11 - Probabilidade do Recebimento de Potência pela Região Nordeste

Observa-se que nos meses de janeiro a maio de cada ano, há uma predominância de importação de potência pela região Nordeste (barras em verde-claro e verde-escuro), com destaque para altas probabilidades de violação da reserva de potência operativa (barras verde-escuro), embora nenhum déficit no atendimento à demanda foi verificado. Essas probabilidades de violação podem ser superiores a 60% em diversos meses. Esses montantes se reduzem no ano de 2022, quando há a previsão de um conjunto de reforços na transmissão associados à região Nordeste, conforme salientado anteriormente. Não obstante, eventuais atrasos nesse programa de reforços de transmissão poderão estender essa condição operativa crítica.

## 5.0 - CONCLUSÃO

A caracterização do comportamento das fontes eólicas e fotovoltaicas no atendimento à demanda indicou uma quebra de paradigma nos estudos de planejamento de médio prazo, através de uma avaliação mais detalhada em base horária, que permite identificar eventuais restrições no atendimento ao mercado não só no momento de demanda máxima diária, mas também em momentos de baixa disponibilidade das fontes intermitentes ao longo do dia.

O método apresentado permitiu uma avaliação mais detalhada das condições de atendimento ao sistema com indicadores importantes da necessidade de reforços nos limites de recebimento da região Nordeste, dada a perspectiva de uma expressiva geração termoelétrica fora da ordem de mérito nos cenários com baixa geração eólica e fotovoltaica.

Os resultados evidenciam a oportunidade de ações de planejamento para a adequação da matriz de geração térmica com relação aos custos operativos, na medida em que um maior despacho de geração térmica como decorrência da redução dos CVUs dessas usinas para atendimento ao consumo de energia não só poderia evitar um excessivo deplecionamento dos reservatórios em condições hidroenergéticas desfavoráveis bem como, reduzir a necessidade dos despachos fora da ordem de mérito para fechamento do balanço de atendimento à demanda máxima.

Os esforços empreendidos neste trabalho permitiram uma evolução significativa nos estudos de atendimento à demanda máxima do SIN, realizados no âmbito do Planejamento da Operação. Recomenda-se que a metodologia apresentada seja incorporada aos estudos de avaliação de desempenho do SIN no horizonte de planejamento de médio prazo, permitindo sinalizar ações de cunho operativo e/ou regulatórias/planejamento para adequação aos critérios de garantia de suprimento no horizonte de Planejamento da Operação do SIN.



## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano da Operação Energética 2018/2022 – PEN 2018. Brasil. Agosto de 2018.

(2) CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual de Referência do Modelo SUIISHI. Brasil. Abril de 2018.

(3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Metodologia para o Dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do SIN Face ao Crescimento da Geração Eólica. Brasil. Setembro de 2016.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Mario Jorge Daher**

Engenheiro Eletricista pela PUC/RJ, Mestre em Ciências pela UNICAMP em Pesquisa Operacional com Pós-Graduação em Operação de Sistemas Hidrotérmicos pela UNICAMP, MBA Executivo pela COPPEAD e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (CAISE). E Gerente Executivo de Planejamento Energético, na Diretoria de Planejamento do ONS, área responsável pelos estudos de carga, metodologias e modelos hidroenergéticos e estudos de planejamento da operação energética de médio prazo, tendo exercido, anteriormente, a função de Gerente Executivo de Planejamento da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional – SIN.



**Alex Nunes De Almeida**

Possui graduação pela UFPA em Engenharia Elétrica (1986), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1990) e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (2006). Trabalha como engenheiro de sistemas de potência especialista no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando, principalmente, nas áreas de planejamento da operação energética e estudos energéticos.



**Gabriel Campos Godinho**

Possui graduação (2012) em Engenharia de Energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, MBA em Gerenciamento de Projetos pela FGV-RJ (2015) e atualmente está cursando mestrado em Engenharia Elétrica pela PUC Rio. Trabalha como engenheiro de sistemas de potência pleno no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando, principalmente, nas áreas de planejamento da operação energética e estudos energéticos.



**Gabriel Rogatto**

Possui graduação (2012) em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo e mestrado (2019) em Engenharia elétrica pela COPPE/UFRJ. Trabalhou 5 anos no ONS como engenheiro de sistemas de potência e atualmente é coordenador de pesquisa de mercado na Minerva Energia, atuando, principalmente nas áreas de comercialização de energia e estudos energéticos.



**Maria Aparecida Martinez**

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida, e pós-graduação pela PUC/RJ - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE. Atuou como engenheira na Light (1989/2001), nas áreas de Planejamento da Operação e Mercado Atacadista de Energia. Desde 2001, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, onde atualmente ocupa o cargo de gerente de planejamento da operação energética.



**Vitor Silva Duarte**

Possui graduação (1999) e mestrado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2012) e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (2017). Trabalha como engenheiro de sistemas de potência sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando, principalmente, nas áreas de planejamento da operação energética e estudos energéticos.