

Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa e dos Recursos Disponíveis para Atendimento deste Serviço

CAIO MONTEIRO LEOCADIO(1); GLAYSSON DE MELLO MULLER(1); JORGE TRINKENREICH(1); RENATO HADDAD SIMOES MACHADO(1);
(1) Empresa de Pesquisa Energética – EPE

RESUMO

As hidrelétricas, durante muitos anos, atenderam aos principais requisitos operativos do SIN, como energia, capacidade e flexibilidade, devido principalmente à existência de grandes reservatórios de regularização e significativa capacidade de armazenamento. Entretanto, a redução na participação das UHE e a penetração das fontes renováveis não controláveis no sistema fazem com que requisitos que antes eram vistos como “subprodutos” precisem de atenção específica nos estudos de planejamento. Este artigo apresenta uma proposta metodológica para estimar os requisitos e a disponibilidade de recursos que permitam que o sistema supra a flexibilidade operativa necessária para cobrir as variações de demanda no horizonte de planejamento.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Expansão, Flexibilidade Operativa, Rampas de Carga, Carga Líquida, Fontes Renováveis

1.0 INTRODUÇÃO

No sistema elétrico brasileiro, as usinas hidrelétricas cumpriram o papel de fornecer os principais requisitos operativos do sistema, tais como energia, capacidade e flexibilidade. A existência de grandes reservatórios de regularização e a significativa capacidade de armazenamento, aliadas às características operativas de suas unidades geradoras, permitiam que, ao fornecerem energia, essas usinas apresentassem baixos custos incrementais para prestar os demais serviços. Entretanto, nos últimos anos, mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração brasileira, notadamente associadas à menor participação hidrelétrica na oferta do SIN, que leva a perda relativa dessa capacidade de regularização. Também merece destaque a grande penetração das fontes renováveis não controláveis, principalmente as fontes eólica e solar. Essas fontes possuem um regime de geração não controlável e significativa variação no curto prazo. Além disso, a construção de novas usinas hidrelétricas a fio d'água, que leva à perda relativa de regularização, reduziram a capacidade de gestão sobre os recursos hídricos para atender aos requisitos operativos do sistema.

A expansão que o planejamento apresenta atualmente está relacionada aos conceitos de energia e capacidade, e ainda não incorpora os requisitos do sistema para acompanhar as variações de curto prazo da curva de carga, como por exemplo em escala horária. Essas variações estão associadas aos requisitos de flexibilidade, ou seja, à possibilidade de o sistema gerenciar de forma confiável e econômica a variabilidade e a incerteza da oferta e da demanda em todas as escalas de tempo relevantes. Com o aumento da penetração da energia renovável não controlável, a flexibilidade de curto prazo torna-se altamente relevante para a integração efetiva dessas fontes.

De acordo com (EPE, 2018), o conceito de flexibilidade é amplo, abrangendo análises com diferentes níveis de discretização temporal, desde escalas inferiores a segundos até níveis mensais. De modo geral, podemos

considerar como flexibilidade a possibilidade de variação da geração, de forma controlável, para atender variações nos requisitos do sistema. Este atributo se difere do conceito de capacidade, que está relacionado com a possibilidade de o sistema atender a demanda a todo instante, considerando a disponibilidade dos recursos no tempo, mas sem analisar propriedades referentes às mudanças de um instante para o outro, como taxas de variação ou rampa para tomada de carga. Nos estudos de planejamento da geração, as avaliações de flexibilidade podem ser feitas em dois níveis de discretização temporal: avaliações mensais, onde a alocação de recursos hídricos tem grande importância no contexto brasileiro; e avaliações intra diárias, que neste trabalho podem ser definidas como a capacidade de atendimento das variações de carga e geração em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração.

A avaliação da flexibilidade em escala mensal tem por objetivo identificar a capacidade do sistema em controlar a alocação dos recursos energéticos entre meses, permitindo utiliza-los visando a otimização da operação. No Brasil, importa particularmente a programação do uso de recursos hídricos para geração, notadamente aqueles armazenados em reservatórios de regularização. Nesse tipo de análise, o foco reside na identificação do controle que o operador possui para definir as políticas operativas, alocando os recursos hídricos e tomando outras decisões de acordo com as perspectivas de futuro (afluências, contribuição de fontes não controláveis, custo de combustível, etc.), visando a operação confiável, sustentável e de menor custo. No sistema elétrico brasileiro atual, a principal fonte provedora de flexibilidade em escala mensal é a hidrelétrica, por meio dos reservatórios de regularização. Esses reservatórios permitem que os recursos naturais (vazão afluente) disponíveis/excedentes em um determinado momento sejam estocados e utilizados em outra época, de maior necessidade. As usinas com operação a fio d'água, que não possuem reservatório de regularização, não trazem, sozinhas, flexibilidade em nível mensal ao sistema, visto que não permitem o estoque de energia. Porém, se estiverem localizadas a jusante de outros reservatórios agregam valor energético a essa capacidade de controle. Usinas termelétricas convencionais também são importantes provedoras de flexibilidade em escala mensal, cujo grau está relacionado com os contratos de fornecimento de combustível. Para as usinas termelétricas a biomassa, principalmente a bagaço de cana-de-açúcar, a flexibilidade sazonal está associada à disponibilidade deste recurso. A disponibilidade do bagaço, por sua vez, está em geral associada a outros processos, já que a geração de energia elétrica geralmente não é o processo principal nessas usinas. As fontes não controláveis, de uma maneira geral, não promovem essa flexibilidade ao sistema, justamente pela impossibilidade de controle do recurso. Entretanto, identificados padrões sazonais, com níveis de segurança pré-estabelecidos, é possível construir uma matriz de geração que aproveite essas características, definindo o montante de cada uma de modo que o requisito do sistema por fontes controláveis seja menor.

Na flexibilidade operativa no curto prazo, que é o foco deste trabalho, os requisitos de flexibilidade nesta escala de tempo estão associados às mudanças no balanço entre oferta e demanda. Os operadores do sistema enfrentam duas decisões relacionadas ao problema de otimização: o despacho econômico (DE), que está relacionado à programação da produção de energia das unidades geradoras em cada instante, normalmente associada a períodos de uma hora ou de meia hora; e o comprometimento de unidade (*unit commitment-UC*), que envolve decidir quais unidades geradoras devem iniciar e desligar e quando isso deve acontecer. Os requisitos de flexibilidade nesta escala de tempo tendem a crescer com o aumento das ações das fontes não controláveis, mas essa flexibilidade é necessária mesmo na ausência delas. Assim, todos os sistemas elétricos devem ter, até certo ponto, um grau de flexibilidade de curto prazo disponível. Uma ampla gama de opções de tecnologia de usinas está disponível para fornecer flexibilidade de curto prazo. Estas incluem as usinas hidrelétricas com reservatório, usinas de carvão, UTEs a ciclo combinado ou motores a gás e até as fontes não controláveis. Para flexibilidade de curto prazo, as usinas provavelmente precisam seguir rampas mais íngremes e menos seguras. Novamente, destacam-se as características das hidrelétricas, que é a fonte atualmente mais utilizada no SIN para atender aos requisitos deste tipo de flexibilidade. Nesse caso, usinas que não possuam capacidade de regularização mensal, incluindo as PCH, mas tenham um reservatório que permita controlar a geração em menores escalas de tempo, podem contribuir para a flexibilidade, modulando a produção para acompanhar a curva de carga líquida. Pode impactar negativamente nessa capacidade restrições operativas que limitem, em curto prazo, a taxa de variação da defluência. No caso das termelétricas, existem restrições operativas e atributos que impactam na sua flexibilidade. A taxa para tomada de carga é um atributo relevante a ser considerado na capacidade de resposta aos aumentos de demanda: usinas que apresentem maior velocidade na tomada de carga promovem maior capacidade de responder aos acréscimos da carga líquida. Nesse caso, devemos separar os tempos de tomada de carga a frio e a quente. Tecnologias com resposta rápida para partida a frio podem atender a variações inesperadas, enquanto as que precisam de partida a quente para tomar carga rapidamente só contribuirão caso a variação seja esperada, e o acionamento delas previsto. Por

outro lado, usinas que apresentem restrições de tempo mínimo em operação (uma vez que tenham sido acionadas) podem não contribuir nos momentos de redução da carga líquida, exigindo que outro recurso, de menor custo variável, seja desligado em seu lugar. Outras restrições operativas também podem reduzir a flexibilidade das termelétricas, como números máximos de partidas/paradas em determinado período.

No caso das fontes não controláveis, como eólica e solar, as mesmas devem ser consideradas para a composição do requisito, através de avaliações probabilísticas do seu comportamento conjunto com a demanda. É importante destacar, entretanto, que isso não significa que, necessariamente, a presença delas aumenta a necessidade de fontes controláveis no sistema. Dependendo do efeito portfólio e da sinergia delas com a carga, é possível que, em alguns cenários, elas reduzam a necessidade do sistema por fontes flexíveis. A consideração da coincidência dos eventos, nesse caso, é imprescindível, dado a característica não controlável e o foco nas variações de curto prazo.

Esse artigo apresenta uma proposta de metodologia para estimar os requisitos e a disponibilidade de recursos que permitam que o sistema possua a flexibilidade operativa necessária para cobrir as variações de curto prazo.

2.0 PROPOSTA DE METODOLOGIA

Um primeiro passo para entender o papel do serviço “flexibilidade” ofertado pelas usinas na perspectiva do sistema é avaliar a configuração e o desempenho atual deste último. As avaliações de flexibilidade são exercícios analíticos projetados para fazer exatamente isso, quantificando os atuais requisitos do sistema e entendendo a habilidade de cada tecnologia para atendê-los (IEA, 2018). As avaliações de flexibilidade podem ser particularmente úteis para verificar a consistência de planos de longo prazo de sistemas de energia, examinando dados de despacho simulados para anos futuros de forma a entender se as combinações de capacidade e geração selecionadas por uma ferramenta de planejamento levarão a uma flexibilidade suficiente na operação do sistema.

Do ponto de vista da avaliação do requisito, a metodologia proposta nesse trabalho passa pela estimativa da carga líquida em escala horária, considerando possíveis ocorrências de demanda e ocorrências de geração não controlável. Nessa abordagem, o foco reside no cálculo e na análise da variação de carga líquida entre os intervalos de tempo, como por exemplo as rampas de carga horárias, e não nos valores de demanda em cada instante, que é o foco das análises de capacidade. O método avalia a distribuição de probabilidades dessas rampas, onde estima-se o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual a este intervalo que o sistema deve ter para atender aos requisitos de variação. Esse tipo de análise é realizado em bases anuais, mensais e horárias.

A avaliação do lado do recurso pode ser feita pela incorporação das restrições de rampa nos modelos de simulação com a discretização temporal compatível. No caso das termelétricas, esses dados estão disponíveis. Devido à ausência dos detalhes relacionados às usinas hidrelétricas, podemos aproximar as restrições de rampa dessas usinas pelos dados verificados, assumindo que essas variações poderão ser repetidas no futuro.

2.1 Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade

A primeira etapa necessária para uma avaliação dos requisitos de flexibilidade do sistema é estimar a demanda líquida (DL) probabilística em escala horária. Para esse estudo, a DL deve ser determinada em valores absolutos para todas as 24 horas do dia (H), a partir de N cenários de demanda bruta e M cenários de geração não controlável.

A demanda líquida horária (DL) é calculada através da subtração entre a demanda bruta horária (DB) e a geração das fontes não controláveis horária (GNC), todos em valores nominais, combinando todas os cenários possíveis, resultando em:

$$DL_h = DB_{h,n} - GNC_{h,m} \quad \forall h \in H, m \in M, n \in N \quad (1)$$

A sazonalidade (mensal) e características horárias da demanda de energia e da geração das fontes não controláveis são consideradas no cálculo da carga líquida, onde as distribuições são modeladas para cada mês.

Como exemplo, a GNC ocorrida em um determinado dia de janeiro poderá ser associada à DB de qualquer dia de janeiro, mantendo o acoplamento temporal em escala horária.

Quando comparamos a demanda bruta (DB) com a demanda líquida (DL), observam-se rampas de diferentes magnitudes e, por vezes, em instantes não coincidentes, como podemos observar na Figura 1.

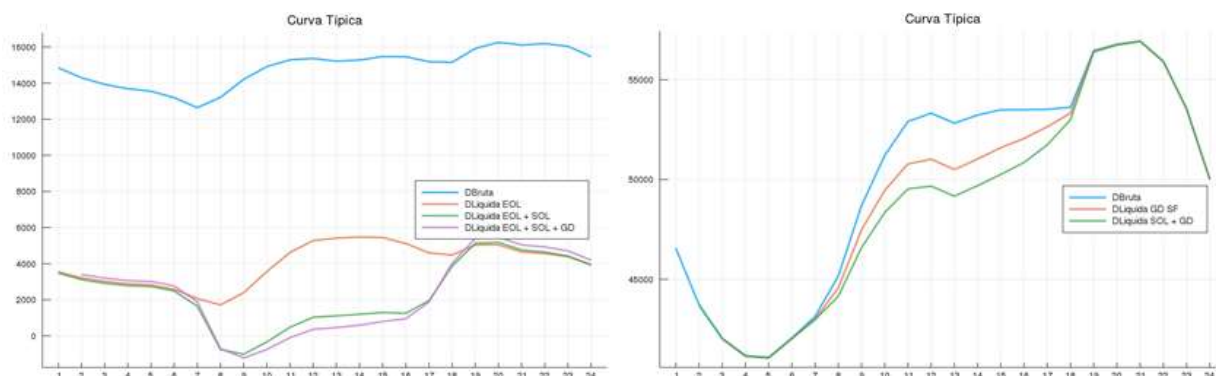


FIGURA 1 – Subsystema Nordeste e Subsystema Sudeste/C. Oeste

No subsystema Nordeste, por exemplo, a mudança no formato da curva da DL com a introdução somente da fonte eólica é caracterizada por alterações das rampas de carga no início da manhã e no início do horário de ponta (18h), instantes aos quais a geração eólica ou a falta repentina dela causam alterações perceptíveis na curva de DB padrão. Por outro lado, quando adicionamos a geração solar fotovoltaica neste mesmo subsystema, o efeito observado na curva de carga líquida é de uma rampa negativa acentuada no período da manhã, quando a geração solar aumenta gradativamente sua intensidade, e uma rampa positiva abrupta no fim da tarde, no mesmo instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica se reduz. Do ponto de vista do subsystema Sudeste/C. Oeste, a fonte solar é a principal responsável pela alteração no perfil de carga líquida. Entretanto, verifica-se que em termos absolutos, a geração desta fonte é muito pequena quando comparada com a carga média deste subsystema, provocando alterações, ainda que existentes, muito pequenas na DL. A partir das curvas de demanda líquida calculadas, obtêm-se as rampas (R) através da subtração entre as cargas de horas subsequentes, conforme equação (2):

$$R_h = DL_h - DL_{h-1} \quad \forall h \in H \quad (2)$$

Na sequência, calcula-se a rampa de carga para todos os cenários obtidos de demanda líquida (M x N), onde por fim obtêm-se a distribuição de probabilidade ilustrada na Figura 2. Quando comparamos a distribuição obtida a partir de todos os cenários de DL e de DB, verifica-se um aumento do valor observado de rampa, em módulo, nos menores e maiores percentis. Com a distribuição de probabilidades das rampas de demanda líquida, é possível estimar o montante de oferta com tempo de resposta menor ou igual a uma hora que o sistema deve ter, para atender aos requisitos de variação sob determinado critério de risco. A mudança de perfil da distribuição de rampa observada demonstra a introdução das fontes renováveis pode implicar num aumento do requisito de flexibilidade, a depender do critério adotado.

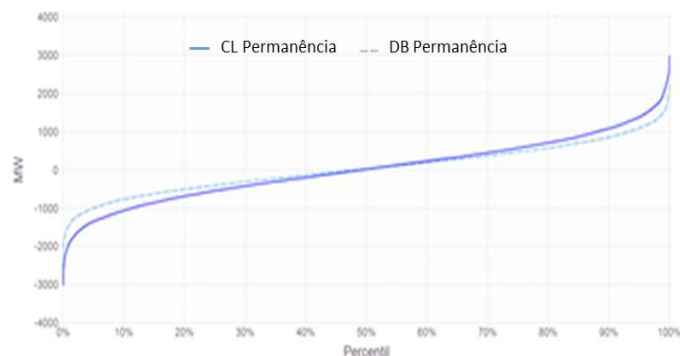


FIGURA 2 – Carga líquida mensal x demanda bruta

Destaca-se que, nesse momento optou-se por avaliar apenas o conjunto de rampas positivas da carga líquida e demanda bruta, que corresponde a pouco mais de 50% das rampas percebidas, onde o sistema requer um aumento de oferta. Também é relevante considerar, em trabalhos futuros, rampas negativas, onde o sistema terá que reduzir a oferta, o que pode esbarrar em restrições como, por exemplo, tempo mínimo de operação, mas também pode permitir que usinas renováveis como as eólicas forneçam esse tipo de serviço, através de um corte de geração.

2.2 Metodologia para Avaliação dos Recursos

Para quantificar as opções disponíveis para prover flexibilidade operativa ao sistema é possível criar um inventário detalhado de tecnologias e equipamentos disponíveis no parque atual, o que inclui idealmente as fontes controláveis, tais quais as hidrelétricas e termelétricas, caracterizando ainda opções técnicas de operação e seus custos associados. Em um nível mais detalhado, fazer um inventário de medidas de flexibilidade de usinas requer as seguintes ações:

- Levantar a flexibilidade técnica potencial de cada usina existente no sistema;
- Investigar quanto de flexibilidade foi disponibilizado pelo parque existente nos momentos de maior requisito no despacho verificado nos últimos anos;
- Analisar a flexibilidade de usinas existentes que pode ser aproveitada por meio de práticas operativas atuais ou regras, regulamentações ou políticas de mercado relevantes para estas usinas;
- Investigar o potencial para aumentar o acesso à flexibilidade latente de usinas de energia através de mudanças nas regras, regulamentações ou políticas de mercado;
- Caracterizar o panorama da tecnologia disponível para implantar novas usinas flexíveis e/ou para projetos de modernização, inclusive repotenciação de usinas.

Dependendo da forma que estas usinas contribuem com energia para o sistema, o serviço relacionado à flexibilidade pode ser mais facilmente fornecido em determinadas escalas temporais. A flexibilidade das usinas é determinada por quatro parâmetros principais:

- **Faixa de operação estável:** refere-se a possíveis níveis de geração que podem ser escolhidos, considerando um longo período de tempo de execução. A potência mínima estável da usina é o limite inferior da faixa de operação estável, enquanto a geração máxima é o limite superior. Quanto maior a faixa de operação estável, mais flexível operacionalmente pode ser a usina.
- **Taxa de rampa:** Esta é a velocidade na qual a geração pode ser ajustada para cima ou para baixo dentro da faixa de operação estável. As taxas de subida e descida variam dependendo das características técnicas da planta e dos atributos técnicos do sistema de controle.
- **Tempos mínimos de subida e descida:** são as restrições de tempo dentro das quais as unidades geradoras devem a) permanecer on-line após terem sido sincronizadas no sistema (tempo de ativação mínimo) ou b) permanecerem off-line após terem sido desligadas (tempo de inatividade mínimo). Essas restrições devem-se aos limites técnicos e aos fatores econômicos das tecnologias de geração térmica.
- **Tempo de partida:** Este é o tempo necessário para atingir o nível mínimo de geração estável. O tempo de partida pode ser classificado em partida a frio e quente, que é baseado no estado operativo das unidades geradoras no momento do chamado. As partidas a frio levam um tempo maior enquanto as partidas a quente podem ser mais curtas. Durante o período de *startup*, uma planta não está disponível para fornecer serviços.

2.2.1 Estimativa de flexibilidade disponível das Hidrelétricas

O papel da energia hidrelétrica nas necessidades de flexibilidade do sistema varia muito, sendo um reflexo das características de cada usina de acordo com a localização e os serviços fornecidos. No geral, a energia hidrelétrica tem um grande potencial para fornecer flexibilidade de curto prazo, com potencial de rampa rápida e baixos níveis operacionais mínimos. De forma mais ampla, três principais tecnologias podem ser distinguidas em relação ao nível de flexibilidade que podem fornecer: hidrelétricas com reservatório, hidrelétricas reversíveis e hidrelétricas a fio d'água. As grandes usinas hidrelétricas com reservatório podem regularizar a vazão defluente, permitindo guardar água de período de excesso para períodos de escassez, fornecendo flexibilidade de longo prazo, além de serem capazes de fornecer rampa e flexibilidade de curto prazo. As usinas reversíveis são tecnologias propícias para prestar, principalmente, serviços de flexibilidade de curto prazo, consumindo energia em alguns momentos para alocar em situações de maior necessidade, contribuindo também para atender requisitos de rampa. Por outro lado, as hidrelétricas a fio d'água têm armazenamento limitado, impossibilitando a flexibilidade sazonal mas com capacidade de gestão intra diária. A análise pelo lado do recurso deve ser feita pela incorporação das restrições de rampa de cada tecnologia nos modelos de simulação com a discretização temporal compatível. Devemos considerar, dentre outras, as taxas de variação de vazão defluente de cada UHE. Entretanto, a coleta, organização e atualização dessas informações é um desafio que o sistema elétrico brasileiro está enfrentando. Desta forma, a metodologia proposta como alternativa provisória para avaliação de flexibilidade das hidrelétricas passa pela utilização dos dados verificados, onde assume-se que as variações que foram obtidas no passado poderão ser repetidas no futuro. Cabe destacar que o nível de armazenamento impacta diretamente na capacidade de gestão do recurso hídrico. Por essa razão, os estudos de flexibilidade devem ser acoplados com os estudos que definem as estratégias de operação dos reservatórios.

2.2.2 Estimativa de flexibilidade disponível das Termelétricas

Uma ampla gama de tecnologias de geração a gás natural está disponível, projetada para diversas necessidades dos sistemas elétricos. Usinas que operam com Turbinas a Gás em Ciclo Aberto (OCGT), Turbinas a Gás em Ciclo Combinado (CCGT) e usinas com motores de combustão são os principais tipos de tecnologias para geração a partir do gás natural atualmente em operação. As plantas OCGT têm sido usadas para produção de energia na ponta, muito pelo fato de possuírem partida rápida e capacidade de subir e descer seus níveis de geração rapidamente. As plantas CCGT agregam dois processos em série, onde o calor de exaustão de uma turbina a gás alimenta um ciclo a vapor, sendo mais eficientes e menos flexíveis que as turbinas OCGT, devido a restrições do ciclo termodinâmico. Uma primeira hipótese levantada em relação à quanto que as usinas termelétricas podem disponibilizar de flexibilidade é a de utilizar a Potência Disponível Máxima (PDispMax) destas usinas como valor máximo de flexibilidade. Entretanto, a PDispMax está relacionada à contribuição de capacidade, e não necessariamente de flexibilidade operativa. Para avaliar a flexibilidade dessas usinas, devemos considerar as características técnicas de cada UTE, especialmente aquelas que estão relacionadas às variáveis do problema de *unit commitment*, tais como: Tempo para atingir potência mínima (**t_min**); Tempo para atingir potência máxima (**t_max**); Potência estável mínima (**pot_min**) e Potência máxima (**pot_max**). Em uma avaliação da disponibilidade de flexibilidade no intervalo de 1h, podemos dividir os recursos termelétricos em dois tipos: recursos com a usina desligada (*off*) e com a usina ligada (*on*). O cálculo utilizado para estimativa de flexibilidade desses dois tipos é descrito no algoritmo a seguir:

<p>Disp. de flexibilidade no intervalo de 1h - usina desligada (off)</p> <pre> se t_max <= 60 retorne pot_max senão se t_min <= 60 a = (pot_max - pot_min)/(t_max - t_min) b = pot_min - a * t_min pot60off = a * 60 + b retorne pot60off senão retorne 0 fim fim </pre>	<p>Disp. de flexibilidade no intervalo de 1h - usina ligada (on)</p> <pre> se (t_max - t_min) <= 60 retorne (pot_max - pot_min) senão a = (pot_max - pot_min)/(t_max - t_min) b = pot_min - a * t_min pot60on = a*(t_min + 60) + b retorne (pot60on - pot_min) fim </pre>
---	---

3.0 RESULTADOS

3.1 Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade

A partir da metodologia descrita na Seção 2, é possível estimar os requisitos de flexibilidade do sistema. Para estudo de caso, os dados de entrada utilizados neste trabalho foram obtidos de acordo com as seguintes premissas:

- Foram considerados os perfis de carga, normalizados pela média, obtidos a partir dos dados verificados nos anos de 2012 a 2017. Aplicando as projeções mensais do PDE 2027 no perfil de carga horária obtido (em p.u.), obtemos uma aproximação da projeção de carga probabilística;
- Os perfis de geração horária das fontes eólica e solar foram simulados a partir das medições de vento presentes no Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) e simulações solarimétricas realizadas no modelo SAM (*System Advisor Model*), respectivamente. Posteriormente, aplicou-se os valores de geração dessas fontes nos perfis obtidos, utilizando como referência o PDE 2027.

A Figura 4 apresenta a distribuição das rampas de carga dos Subsistema NE para o ano de 2027, agregando todos os valores obtidos ao longo do ano, tanto utilizando a demanda líquida como a demanda bruta. O gráfico ilustra uma sensível diferença nos requisitos do sistema com e sem as fontes não controláveis. Observando a métrica de risco P95, onde busca-se atender 95% dos casos apresentados, verifica-se um aumento no requisito de flexibilidade quando incorporamos as fontes não controláveis, na ordem de 970 MW. Cabe destacar que o risco aqui analisado é apenas para ilustrar a metodologia e não corresponde a uma proposta de critério.

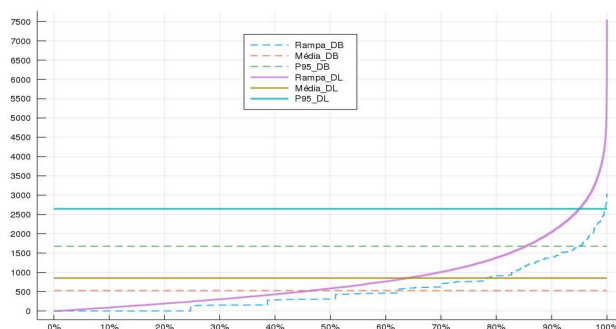


FIGURA 4 – Curva de permanência anual

Apesar de indicar um aumento no requisito de flexibilidade, a análise de uma distribuição anual das rampas pode reduzir as perspectivas de risco, uma vez que existem padrões bastante distintos, principalmente pelo fato de se considerar meses com características de demanda e geração das fontes não controláveis com perfis diferentes. Por isso, a partir de uma análise mais detalhada das informações mensais, podemos obter padrões específicos que nos indiquem quais meses que concentram especificamente as maiores rampas de demanda líquida. A Figura 5 ilustra uma comparação entre as rampas observadas na DB e DL através de diferentes métricas, em cada um dos meses.

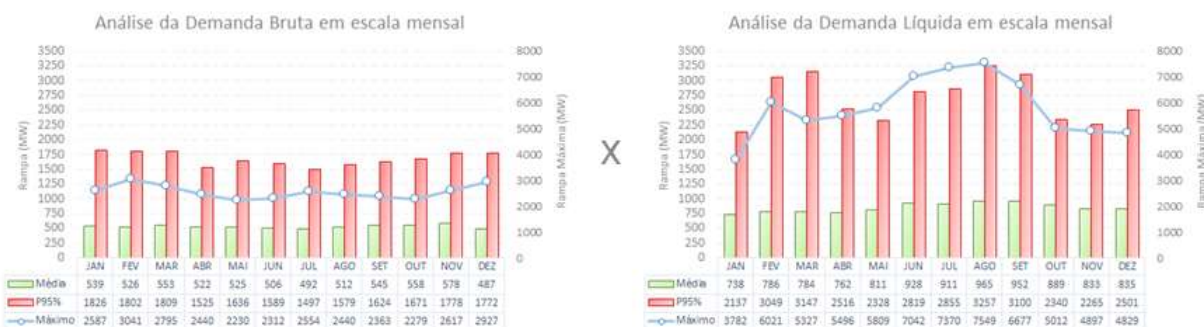


FIGURA 5 – Análise de demanda bruta e líquida em escala mensal

Quando utilizado um critério de risco P95, verifica-se que os meses de agosto e setembro são alguns dos meses onde as rampas mais acentuadas ocorrem com maior frequência. Esses são meses com grande produção de energia a partir da fonte eólica. Por outro lado, o elevado nível de geração proveniente da fonte solar em fevereiro e março pode explicar as grandes rampas observadas nesses meses (P95). O gráfico da Figura 6 compara as curvas de permanência da demanda de energia com a carga líquida para o mês de agosto.

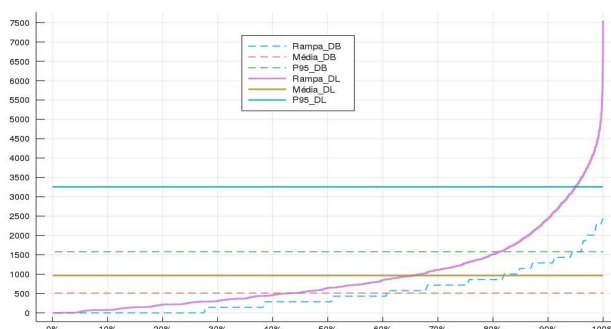


FIGURA 6 – Permanência de rampas positivas – Mês de Agosto

Por outro lado, é interessante verificar, do ponto de vista do intervalo de horas subsequentes, onde são observados os maiores requisitos de variação de carga. A Figura 7 ilustra uma análise da demanda líquida em escala intra diária. Essa análise se mostra importante para as equipes de planejamento e de operação, uma vez que permite uma gestão mais adequada dos recursos e alocação deles nas horas onde os requisitos de rampa são mais acentuados.

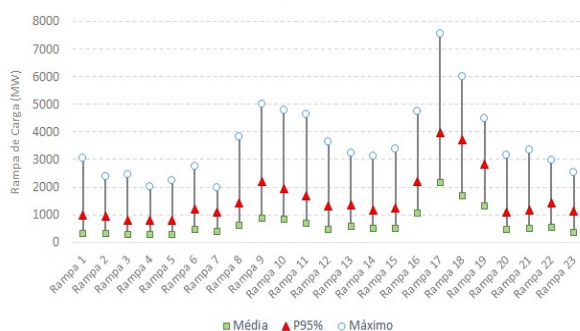


FIGURA 7 – Demanda líquida em escala intra diária

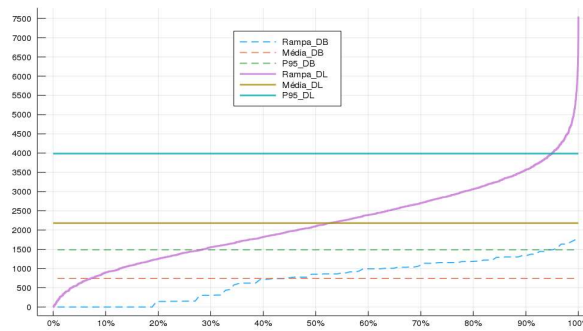


FIGURA 8 – Demanda líquida em escala intra diária – Intervalo 17h a 18h

Adicionalmente, o gráfico apresentado na Figura 8 demonstra a distribuição das permanências de rampas de carga para um intervalo de horas específico, nesse caso, na rampa horária entre 17h e 18h. Neste caso, podem ser observados requisitos de rampa com patamares bastante distintos quando comparados com a análise anual. Para o atendimento do P95, por exemplo, podem ser necessários cerca de 2.500 MW a mais de recurso quando comparamos a demanda líquida e a demanda bruta.

3.2 Avaliação dos Recursos Disponíveis para Atendimento de Flexibilidade

Nesse trabalho, a avaliação de flexibilidade disponibilizada pelas hidrelétricas passa pela inspeção dos dados verificados, conforme descrito na metodologia proposta na seção 2, onde assume-se que as variações de produção horária de energia obtidas nos casos mais extremos no passado poderão ser repetidas no futuro. Para realização desta análise, foram utilizados dados verificados de geração hidrelétrica do ano de 2018, obtidos no sistema SAGIC do ONS. A primeira análise é a da frequência de rampas máximas diárias nos intervalos de horas do dia, onde observa-se que às 8h é o momento em que ocorreu a maior variação horária positiva de geração hidrelétrica e de demanda no SIN. Outro horário que merece destaque é às 18hs, com 87 dias (24% do total)

com maior variação hidrelétrica e 78 dias (21% do total) para a demanda. Uma análise detalhada do histórico de dados demonstra que a maior variação de geração hidrelétrica do SIN no intervalo de 1h foi de 9.000 MW, conforme ilustrado na Figura 10. Somando a esse valor o montante de UTE com tempo de resposta até 1h, poderemos ter uma estimativa real do montante de oferta que o sistema dispõe para atender os níveis de flexibilidade requeridos. Cabe ressaltar que esta análise dos dados verificados pode ser estendida para outros anos do histórico, entretanto deve-se observar que a perda relativa de regularização e deplecionamento verificados nos últimos anos pode limitar a utilização do histórico para os últimos 3 a 5 anos, uma vez que caso utilizados dados muito antigos, talvez eles não reflitam mais a realidade operativa dessas usinas.

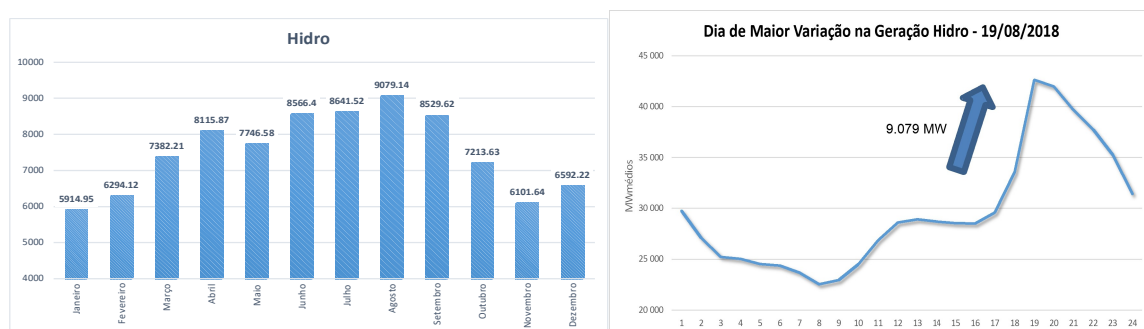


FIGURA 10 – Maiores rampas mensais de usinas hidrelétricas no SIN x Dia de maior variação na Geração UHE

No caso da avaliação de flexibilidade disponibilizada pelas termelétricas, para estudo de caso foram utilizados os dados das usinas existentes e futuras contratadas até 2024, obtidos a partir dos documentos *Dados Operativos das UTEs*, disponibilizado pelo ONS, na seção referente aos seus Procedimentos de Rede e dados estimados. Cabe ressaltar que, para esta análise, não foram consideradas eventuais descontrações de usinas com fim de contrato de suprimento de energia no ambiente regulado ou livre. A Figura 11 apresenta os resultados da aplicação da metodologia para estimativa dos recursos das UTE disponíveis para atendimento à flexibilidade do sistema em duas perspectivas distintas, de acordo com seu estado de operação. Nesta análise, observa-se que as usinas termelétricas poderiam prover pouco mais de 10.000 MW de geração no intervalo de até 1h mesmo quando desligadas. Em contrapartida, se analisarmos a disponibilidade de flexibilidade dessas usinas quando elas já estiverem ligadas operando em geração mínima, esse montante pode ser maior em cerca de 35%.

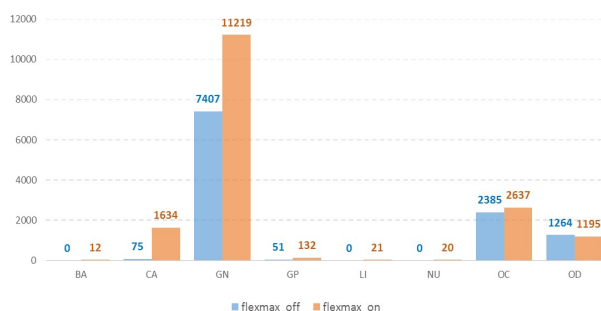


FIGURA 11 – Disponibilidade de flexibilidade das UTE por estado operativo

Ao compararmos os requisitos de flexibilidade com os recursos disponíveis, saberemos se o sistema necessita de expansão para esse fim. Nesse ponto, entende-se que os requisitos deve ser avaliados por região, devido ao efeito de destaque que a geração não-controlável possui em determinados subsistemas (ex.: NE), com influência direta nas rampas observadas. Deve-se definir uma métrica de avaliação dos requisitos (Média, P95, P90), conforme critério pré-estabelecido. Por outro lado, na disponibilidade de recursos, admite-se que uma visão do ponto de vista do SIN, em um primeiro momento, é a mais adequada, considerando que a transmissão poderia exercer o papel de transferir os recursos disponíveis entre os subsistemas, desde que sejam respeitados os limites de capacidade das interligações.

4.0 CONCLUSÃO

No decorrer deste artigo, foi apresentado uma proposta metodológica para estimar os requisitos e a disponibilidade de recursos que permitam que o sistema possua a flexibilidade operativa necessária para cobrir as variações de demanda no horizonte de planejamento, principalmente com forte inserção de fontes não controláveis. Como as hidrelétricas são responsáveis pelo suprimento desse serviço, avaliando os dados históricos os momentos em que ocorreram as maiores variações horárias de geração hidrelétrica e de demanda no SIN são concomitantes, e concentram-se apenas em dois intervalos entre horas ao longo do dia, em cerca de 80% dos casos. É importante destacar que um destes intervalos não é o período onde se encontra a ponta do sistema, mesmo. Também cabe destacar que a maior participação de fontes não controláveis faz variar não só o valor do requisito como os momentos onde as situações mais críticas ocorrem. Esse conhecimento é importante para a que a indicação da expansão seja feita da forma mais eficiente possível.

O benefício dessa metodologia é permitir que se quantifique os requisitos de flexibilidade operativa do sistema, tanto do ponto de vista regional como do sistema interligado, o que, até o PDE 2027, não é explicitamente calculado no planejamento da expansão da geração. Ao compararmos os requisitos de flexibilidade com os recursos disponíveis, o planejamento passa ter uma forma de avaliar se o sistema necessita de expansão para esse fim. A proposta metodológica para avaliação dos requisitos/recursos e as primeiras avaliações aqui apresentadas ainda são preliminares, mas já destacam a importância de um aprofundamento cada vez maior nesse tema, que envolve e/ou impacta os estudos realizados no âmbito do planejamento da expansão.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE, 2017. PDE 2027 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>.
- (2) EPE, 2018. NOTA TÉCNICA | Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao Planejamento. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf
- (3) IEA, 2018. Status of Power System Transformation 2018 - Advanced Power Plant Flexibility. Disponível em: http://www.cleanenergyministerial.org/sites/default/files/2018-06/Status%20of%20Power%20System%20Transformation%202018_0.pdf
- (4) EPE, 2019. Sistema de Acompanhamento de Dados Anemométricos – AMA.
- (5) ONS, 2019. Procedimentos de Rede – ONS.

6.0 DADOS BIOGRÁFICOS



Caio Monteiro Leocadio, engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 2011, com título de especialista em Engenharia de Máquinas pela COPPE-UFRJ em 2014. Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética - EPE desde 2015. Atualmente é aluno de mestrado de Engenharia Elétrica no campo de Modelagem e Análise de Sistemas de Energia, na UFF.



Glaysson de Mello Muller, engenheiro eletricitista formado pela UERJ em 2010, cursou mestrado e doutorado na COPPE-UFRJ no Programa de Engenharia Elétrica, na área de planejamento da operação, resposta da demanda e *smart grids*. Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética - EPE desde 2013, realizando estudos de planejamento de geração de energia.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4773
GPL/08



Jorge Trinkenreich, é engenheiro eletricista formado pela Pontifícia Universidade Católica do RJ (PUC-RJ/1972), tem mestrado em Sistemas de Informação pela PUC-RJ/1985. Atualmente trabalha na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no cargo de Superintendente de Planejamento da Geração.



Renato Haddad Simões Machado, é engenheiro eletricista formado pela UFRJ em 2008 e Mestre em Engenharia Elétrica pela Coppe-UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, desde 2009, onde atualmente é Consultor Técnico da Superintendência de Planejamento da Geração.