



Prezados,

A **Associação Nacional de Pesquisa da Economia Energética – ANPEEN**, com CNPJ nº. 53.258.573/0001-86, localizada na Rua Augusta, 101, sala 1705, São Paulo, SP, CEP 01.305-000, tem o prazer de apresentar sua contribuição à Consulta Pública n. 160 do MME a respeito das diretrizes do leilão de reserva de capacidade.

Nossa contribuição é composta dos elementos apresentados a seguir:

- A. Embasamento teórico de nossas contribuições técnicas;
- B. O detalhamento dos pontos de contribuição técnica;
- C. Levantamento e análise dos documentos para cadastro de Sistemas de Armazenamento no Leilão de Reserva de Capacidade;
- D. contribuição sobre a PORTARIA Nº 774/GM/MME, DE 7 DE MARÇO DE 2024;
- E. contribuição com a minuta de CONTRATOS DE POTÊNCIA DE RESERVA DE CAPACIDADE - CRCAP Nº XXX/XX PRODUTO ARMAZENAMENTO

A. EMBASAMENTO TEÓRICO DE NOSSAS CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS

1. INTRODUÇÃO

O Planejamento da Expansão deve indicar uma matriz de geração ótima, que minimize os custos de investimento e operação futuros, e seja capaz de atender a demanda dentro de critérios de confiabilidade estabelecidos. Nos últimos anos, diversas mudanças têm ocorrido na composição da matriz de geração mundial, incluindo no Brasil, alterando assim a característica do parque gerador. A principal delas, para o contexto desse documento, é a maior penetração de fontes renováveis não controláveis, com destaque para as fontes eólica e solar. Por possuírem um regime de geração não controlável e com significativa variação no curto prazo, a maior participação dessas fontes traz consigo a necessidade de representação dos fenômenos em escala temporal menor que a escala mensal. Como mostra a Figura 1, as metas mensais de geração, definidas pelos modelos utilizados atualmente no planejamento e operação do sistema brasileiro, podem não ser viáveis na operação, que apresentará variações horárias e sub horárias não representadas. Para atingir esse objetivo, é necessário o uso de ferramentas computacionais que permitam a simulação da operação do sistema e a comparação das diversas alternativas de expansão. Nesse contexto, quanto mais aderente à realidade física dos eventos estiverem os modelos matemáticos, mais próximos dos custos e riscos reais estará o processo de planejamento. Portanto, para que os estudos de planejamento analisem adequadamente os impactos da maior inserção de fontes com essas características, são necessárias novas implementações nos modelos computacionais.

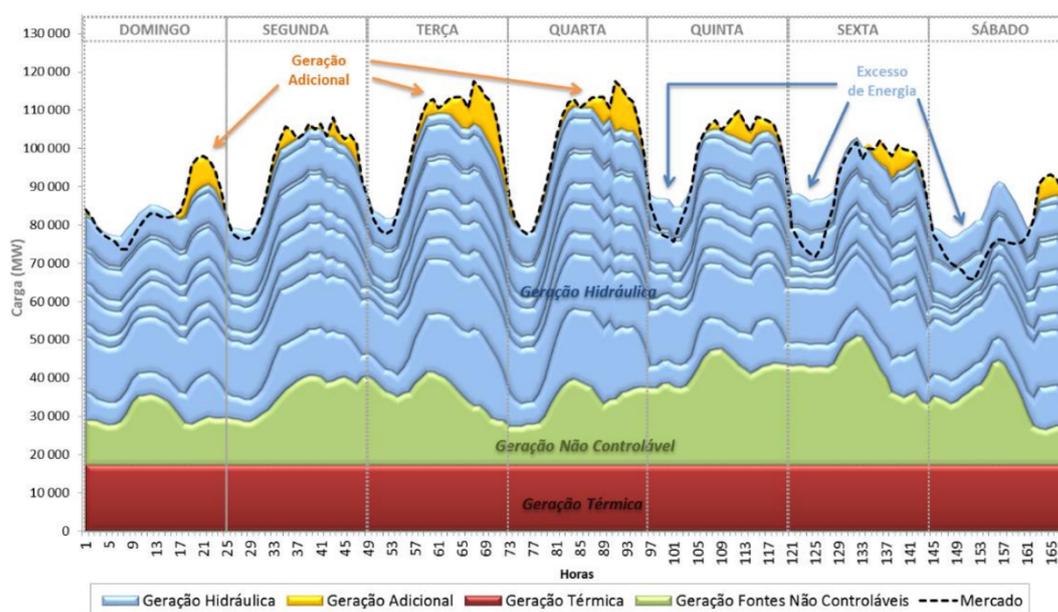


Figura 1 - Adequação das metas mensais aos perfis horários considerando fontes não controláveis

Há de se reconhecer, entretanto, que por vezes os avanços necessários são complexos e exigem um grande esforço metodológico, computacional e de construção de base de dados. Para contornar essa questão, simplificações podem ser utilizadas transitoriamente, em complemento aos estudos para definição da expansão ótima (que indica o parque gerador futuro) e da operação de mínimo custo (que define as metas de geração). Uma forma de simplificar a análise é através das avaliações de capacidade e flexibilidade. É importante frisar que essas avaliações são complementares às de otimização dos investimentos e operação, com objetivos diferentes, e não substitutivas. Dessa forma, esta contribuição busca estabelecer os conceitos e objetivos desses estudos. Idealmente, um plano de expansão com objetivo de minimização de custos deve olhar todos estes aspectos, de maneira tão integrada quanto permitido pelo ferramental em uso.

Com a definição dos conceitos que orientarão os cálculos dos requisitos do sistema, é possível identificar os atributos das fontes que contribuem para capacidade e flexibilidade. O armazenamento de energia é uma peça-chave para a integração de fontes renováveis não controláveis e intermitentes na matriz elétrica brasileira, agregando confiabilidade ao sistema elétrico por reduzir ou mitigar variações abruptas na geração em função da disponibilidade dos recursos energéticos em tempo real e ampliação da flexibilidade.

O conceito de capacidade está relacionado com a possibilidade de o sistema atender a demanda a todo instante. Já o conceito de flexibilidade é amplo e abrange diversas escalas de tempo e fenômenos. O enfoque nesta contribuição recairá sobre dois destes fenômenos. Aqui, o termo flexibilidade será utilizado para se referir à capacidade de o sistema lidar com variações de oferta e



demanda em períodos compatíveis com comandos de despacho de geração, por exemplo períodos mensais e horários, como apresentado mais adiante. Trataremos em separado o conceito de reserva operativa, que também pode ser inserido dentro do amplo conceito de flexibilidade, mas é aqui utilizado em referência ao montante necessário para atender a variações de oferta e demanda em escalas de tempo inferiores aos comandos de despachos.

A clara definição do objetivo e abrangência de cada uma dessas etapas dos estudos de planejamento é de grande importância para a identificação das necessidades do sistema e o entendimento de como cada recurso de geração contribui para a segurança do suprimento, guiando os estudos de planejamento à composição ótima das fontes na expansão. À medida que novas fontes passam a fazer parte do sistema, alterando as características já conhecidas da matriz, o processo de planejamento deve se adaptar para que o suprimento de energia seja garantido, dentro dos critérios de confiabilidade e economicidade, capturando o melhor de cada recurso. Esse tipo de conceituação busca o nivelamento entre os interlocutores do processo de planejamento, incluindo a EPE, demais instituições, agentes do setor e sociedade em geral.

O DESSEM (Dispatch Hidrotérmico de Curto Prazo com Aversão a Risco) é uma ferramenta computacional utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar a programação diária da operação do sistema elétrico brasileiro. Ele faz parte do conjunto de modelos e sistemas utilizados para garantir o suprimento de energia elétrica de forma segura e eficiente.

O DESSEM é responsável por otimizar a operação do sistema elétrico no curto prazo, considerando as condições hidrológicas e térmicas, bem como as restrições operativas das usinas geradoras. Ele leva em conta diversas variáveis, como demanda de energia, disponibilidade de recursos hídricos e térmicos, capacidade de transmissão de energia entre as regiões, entre outros.

Uma característica importante do DESSEM é a consideração do risco associado à operação do sistema, visando minimizar os custos operacionais e garantir o atendimento à demanda elétrica com um nível aceitável de segurança. Isso é feito através da modelagem estocástica das variáveis, levando em conta a incerteza associada à disponibilidade de recursos hidrelétricos e à demanda de energia.

Em resumo, o DESSEM desempenha um papel crucial na programação diária da operação do sistema elétrico, permitindo ao ONS tomar decisões que garantam o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, levando em consideração as condições operacionais e as incertezas associadas ao sistema.

1.1. CAPACIDADE

A avaliação de capacidade tem como objetivo determinar se o sistema elétrico possui recursos suficientes para atender à demanda em todos os momentos, levando em consideração a disponibilidade desses recursos ao longo do tempo,



mas sem analisar características como taxas de variação ou rampa para tomada de carga. Na Figura 2, é apresentado um exemplo de curva de carga horária, destacando o momento de maior requisito de capacidade.

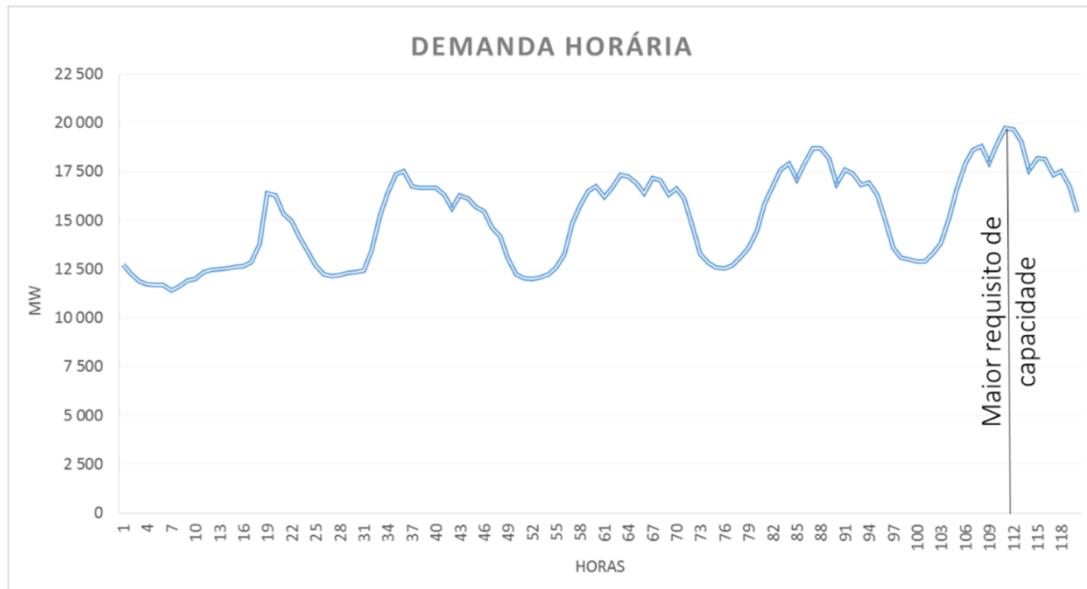


Figura 2 - Instante de maior requisito de capacidade

Nesse tipo de avaliação, o foco está na comparação entre a capacidade de geração disponível e a demanda do sistema elétrico. É importante definir o valor da demanda a ser considerado e a contribuição de cada recurso de geração para atender a essa demanda. Mais uma vez, o armazenamento de energia desempenha um papel crucial na inclusão de capacidade nas fontes renováveis não controláveis e intermitentes. O armazenamento fornece uma reserva de capacidade definida e despachável, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

1.1.1. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA E CARGA LÍQUIDA

A avaliação de capacidade no sistema elétrico brasileiro é tradicionalmente feita comparando a contribuição garantida dos recursos disponíveis com a projeção da demanda máxima instantânea, além da necessidade de reserva operativa. Para tecnologias de geração com despacho controlável, isto é, aquelas em que é possível controlar a quantidade de energia gerada a qualquer momento, essa comparação com o pico de demanda geralmente é suficiente para avaliar a capacidade do sistema. No entanto, com a crescente participação de fontes não controláveis na matriz, como a energia eólica e solar, o momento de maior demanda pode não ser mais o mais crítico para o atendimento.

Com a inclusão do armazenamento associado a essas fontes não controláveis, parte da geração passa a ser controlável, o que significa que é possível determinar a quantidade de energia gerada em determinado momento. Nesse contexto, avaliações baseadas apenas nos valores médios e máximos da



demanda não são mais suficientes, e as características detalhadas da curva de carga tornam-se importantes.

Assim, é necessário considerar a curva de carga com uma granularidade temporal maior, idealmente nos menores intervalos de tempo possíveis, juntamente com a parcela de geração despachável proveniente dos sistemas de armazenamento associados. Além disso, é importante levar em conta a distribuição de probabilidade da carga, refletindo possíveis mudanças no comportamento da demanda.

Nesse contexto, introduz-se o conceito de carga líquida, definida como a demanda a ser atendida pelos recursos controláveis do sistema. A carga líquida deve ser estimada probabilisticamente, considerando a contribuição da geração das fontes não controláveis e sua parcela controlável para a redução da demanda em cada momento. É essencial ressaltar que a carga líquida deve ser determinada considerando as restrições do sistema de transmissão.

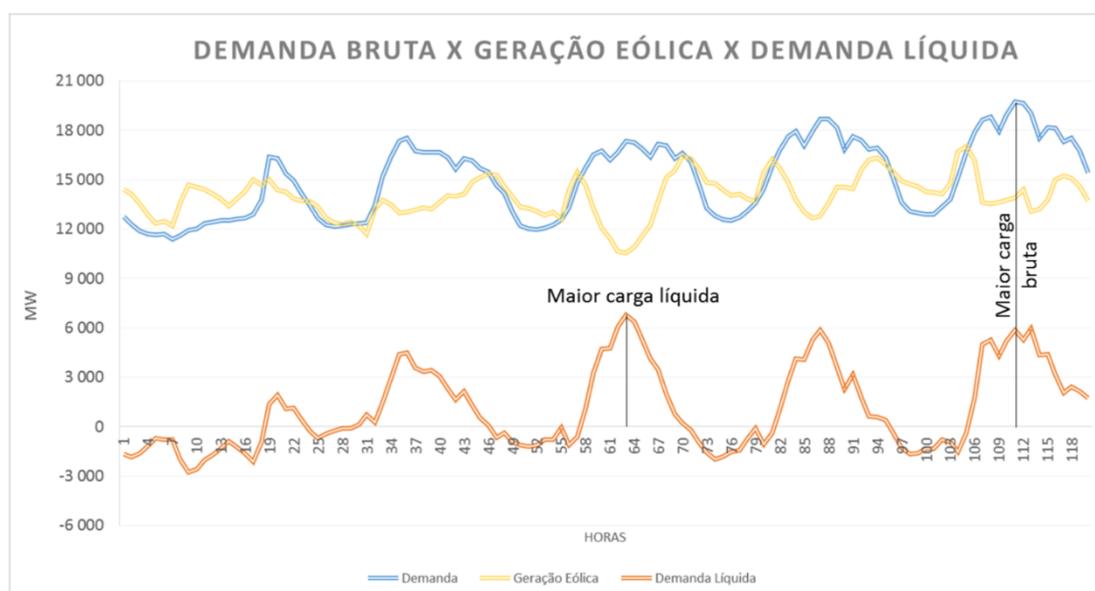


Figura 3 - Demanda bruta e demanda líquida (abatendo a geração eólica)

Para sistemas com uma participação significativa de fontes não controláveis, a avaliação de capacidade deve determinar se os recursos controláveis são suficientes para atender o pico de demanda líquida. Nesse caso, o armazenamento torna-se um recurso valioso para garantir a parcela de recursos controláveis associados a essas fontes, mesmo em um cenário de alta participação de fontes não controláveis.

A inclusão de sistemas de armazenamento é fundamental para aumentar a parcela despachável da geração de usinas não controláveis, ampliando a capacidade do sistema.

1.1.2. CONTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS CONTROLÁVEIS



Avaliar a capacidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) envolve a análise da contribuição dos recursos controláveis, que atualmente são compostos por usinas termelétricas e hidrelétricas. É importante notar que algumas usinas, classificadas como operando a fio d'água, possuem pequenos reservatórios que permitem o controle da vazão defluente em uma escala menor que o mês, e isso deve ser levado em conta nas avaliações de capacidade.

Para as usinas termelétricas despacháveis, fatores como a disponibilidade de combustível e as paradas programadas (manutenções) e não programadas (falhas) das unidades geradoras são cruciais na avaliação da capacidade. Já para as termelétricas não despacháveis, como as usinas a biomassa de bagaço de cana, sua contribuição ao sistema está relacionada ao excedente de energia, geralmente proveniente da cogeração no processo industrial de produção de açúcar e/ou etanol. No entanto, mesmo consideradas não despacháveis em estudos de energia em escala mensal ou semanal, essas usinas podem ter capacidade de modulação da geração quando possuem combustível disponível para atender aos requisitos do sistema.

No caso das usinas hidrelétricas, incluindo as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), também devemos considerar as paradas programadas e não programadas das unidades geradoras. O "combustível" para essas usinas é a água, que pode ser utilizada dependendo das condições naturais ou das decisões de despacho.

É importante ressaltar que as decisões futuras de operação, baseadas na otimização dos recursos energéticos, também afetam a capacidade do sistema, exigindo uma integração entre os estudos de capacidade e otimização da operação. Além disso, variáveis operacionais como o nível de armazenamento dos reservatórios também impactam na disponibilidade das usinas hidrelétricas, sendo influenciadas pela otimização da operação. O cálculo da potência das máquinas também é afetado pela variação da altura de queda.

Essa integração entre estudos de planejamento e operação é crucial, uma vez que a operação do sistema, influenciada pela decisão da matriz ótima, afeta a capacidade firme do sistema, que por sua vez é uma variável considerada na decisão da matriz ótima. Assim, existe um ciclo de relação causa-efeito que deve ser considerado ao longo dos estudos de planejamento.

1.1.3. CONTRIBUIÇÃO DOS RECURSOS NÃO CONTROLÁVEIS

Todos os recursos de geração contribuem para a capacidade firme do sistema, seja diretamente por meio da própria geração, seja indiretamente pelo aumento da capacidade do sistema resultante da combinação entre as fontes.

Os sistemas de armazenamento podem aumentar a capacidade em escalas menores que o mês e até mesmo em escalas menores que o dia. Nestes casos, o operador tem à disposição a capacidade firme do sistema proveniente da combinação de portfólios desses sistemas, que são dimensionados e



despachados de forma controlada para operar de acordo com instruções pré-determinadas pelo operador, em determinadas horas do dia ou dias do mês.

Para estimar a contribuição direta dos recursos não controláveis, ou sua parcela não controlável no caso de fontes com armazenamento associado, podemos fazê-lo de duas maneiras, dependendo da demanda considerada. Se a demanda utilizada for a máxima demanda bruta, é possível estimar a contribuição das fontes não controláveis pela geração, com um certo nível de confiança, quando essa demanda ocorre. Se a demanda líquida, definida anteriormente, for utilizada, a contribuição dessas fontes pode ser estimada pela diferença entre a carga bruta e a carga líquida a ser atendida pelo sistema, no nível de confiabilidade desejado. Em outras palavras, em ambos os casos, o montante com o qual as fontes não controláveis contribuem para a capacidade do sistema é dado pela redução que elas causam na carga a ser atendida pelas fontes controláveis. Como ambos os cálculos são processos probabilísticos, é importante destacar que essa capacidade firme está associada a um critério pré-definido, como um certo nível de risco aceitável.

No entanto, quando associamos sistemas de armazenamento às fontes não controláveis, a parte associada a esses sistemas passa a ter capacidade firme controlável, contribuindo para a capacidade do sistema, assim como melhorando os atributos de capacidade das fontes não controláveis (como a intermitência, por exemplo).

1.1.4. CONTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO

As tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, desempenham um papel importante na gestão da demanda e oferta de energia, especialmente em sistemas que integram fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica. Elas não geram energia diretamente, mas oferecem flexibilidade e capacidade ao sistema elétrico, permitindo o armazenamento de energia durante períodos de baixa demanda e sua liberação quando a demanda aumenta.

O funcionamento dessas tecnologias baseia-se no princípio de aproveitar períodos de excesso de produção ou de baixo custo de energia para armazenar energia e, posteriormente, liberá-la durante períodos de alta demanda ou de preços elevados. Esta estratégia pode efetivamente aumentar a capacidade do sistema elétrico sem a necessidade de gerar energia adicional.

A operação de sistemas elétricos com armazenamento deve considerar o aproveitamento da energia que seria perdida, especialmente em sistemas que incluem geração fotovoltaica ('constrained off'). Este processo é conceitualmente semelhante ao utilizado para avaliar a contribuição de usinas hidrelétricas com reservatórios, que também funcionam como forma de armazenamento de energia.



Portanto, as tecnologias de armazenamento de energia são fundamentais para a transição para um sistema elétrico mais sustentável e resiliente, especialmente em contextos de crescente penetração de fontes renováveis intermitentes

1.1.5. RESUMO: CAPACIDADE

A avaliação de capacidade tem como objetivo principal determinar se o sistema é capaz de atender à demanda em todos os momentos para os quais foi projetado. Essa capacidade pode abranger desde a cobertura da demanda em todos os instantes até escalas menores, como sub mensal e até mesmo sub diária.

É importante ressaltar que esse tipo de avaliação não leva em conta diretamente a duração do despacho de cada recurso (resultado das simulações energéticas) ou requisitos específicos de taxas de aumento de carga (considerados nas avaliações de flexibilidade). Além disso, essa avaliação é realizada com uma limitada consideração do acoplamento temporal na operação do sistema. No entanto, como destacado, é crucial que haja um processo integrado entre essas avaliações, pois a otimização do despacho pode afetar a capacidade das Usinas Hidrelétricas (UHE).

Atualmente, nos estudos de planejamento do Brasil, a avaliação de capacidade é conduzida pela análise do atendimento à demanda máxima instantânea. Detalhes sobre a metodologia utilizada e os resultados obtidos podem ser encontrados no Plano Decenal de Expansão 2032 (MME/EPE, PDE 2032) e em Notas Técnicas específicas (Nota Técnica EPE/DEE/011/2021-R2, Nota Técnica EPE/DEA/SMA/018/2022, Caso Base do PDE 2032 para Simulação NEWAVE e Balanço de Potência)

1.2. FLEXIBILIDADE

O conceito de flexibilidade é abrangente e engloba análises com diferentes níveis de granularidade temporal, desde escalas menores que segundos até níveis mensais. De maneira geral, flexibilidade refere-se à capacidade de variar a geração de forma controlável para atender às variações nos requisitos do sistema.

Nesta seção, exploramos avaliações de flexibilidade em dois níveis de granularidade temporal: mensal e intradiário. No contexto brasileiro, a alocação de recursos hídricos é especialmente importante na escala mensal. Quanto às avaliações intradiárias, o foco está na capacidade de responder às variações de carga e geração em períodos compatíveis com os comandos de despacho de geração. A capacidade de atender às variações dentro desses períodos é discutida na seção seguinte sobre Reserva Operativa.

Ao contrário da capacidade, nem todas as tecnologias contribuem positivamente para atender aos requisitos de flexibilidade do sistema. Algumas fontes, quando analisadas isoladamente, possuem atributos que promovem a flexibilidade para



atender aos requisitos do sistema, enquanto outras não. É importante ressaltar que os requisitos de flexibilidade do sistema devem ser determinados por análises que considerem o comportamento conjunto de carga e geração. Mesmo fontes que não possuem controle direto sobre sua produção podem reduzir os requisitos de flexibilidade do sistema. Por exemplo, quando as rampas de carga coincidem com as rampas de fontes renováveis não controláveis.

Uma maneira de garantir os requisitos de flexibilidade do sistema é associar sistemas de armazenamento de energia a fontes de geração não controláveis. Ao avaliar os requisitos de flexibilidade considerando o comportamento conjunto de carga e geração, é possível identificar que até mesmo as fontes não diretamente controláveis podem reduzir os requisitos sistêmicos de flexibilidade, diminuindo a necessidade de adicionar capacidade de tecnologias que contribuam ativamente para atender a esses requisitos. Assim, fica evidente que a avaliação de flexibilidade deve ser feita de forma sistêmica, e não individualmente.

1.2.1. AVALIAÇÃO EM ESCALA MENSAL

A avaliação da flexibilidade em uma escala de tempo mensal tem como objetivo principal determinar a capacidade do sistema em gerenciar a alocação dos recursos energéticos entre os meses, visando à otimização da operação. No contexto brasileiro, a programação do uso dos recursos hídricos para geração, especialmente aqueles armazenados em reservatórios de regularização, é de particular importância. Nesse tipo de análise, é crucial identificar o controle que o operador tem sobre as políticas operacionais, incluindo a alocação dos recursos hídricos, levando em consideração diferentes perspectivas futuras, como afluentes, contribuição de fontes não controláveis e custo de combustível, com o objetivo de garantir uma operação confiável, sustentável e com menor custo.

Algumas fontes de energia têm seu uso associado a variáveis que não dependem do equilíbrio entre oferta e demanda a cada momento. Essas variáveis podem envolver a disponibilidade de recursos naturais, questões contratuais ou de custos, relacionadas ao fornecimento de combustível ou armazenamento de energia.

É desafiador estabelecer o grau de flexibilidade mensal adequado sem considerar outros parâmetros, como custos totais (investimento e operação), desde que o sistema possa atender aos critérios de confiabilidade. No entanto, é evidente que quanto maior a flexibilidade nessa escala, mais eficiente será o uso dos recursos na operação, o que está diretamente ligado à gestão dos custos variáveis de operação e à confiabilidade do suprimento. Por outro lado, os custos de investimento podem aumentar ao buscar uma matriz elétrica muito flexível. Portanto, cabe ao planejamento buscar uma matriz que minimize os custos de investimento e operação, observando a sinergia das fontes.

No sistema elétrico brasileiro atual, as usinas hidrelétricas, por meio dos reservatórios de regularização, são a principal fonte de flexibilidade em escala



mensal. Esses reservatórios permitem que os recursos naturais disponíveis ou excedentes em um determinado momento sejam armazenados e utilizados em períodos de maior necessidade. O grau de flexibilidade que esses recursos podem fornecer está relacionado à variabilidade da vazão afluentes e ao tamanho dos reservatórios.

Outro fator significativo que afeta a flexibilidade mensal das Usinas Hidrelétricas (UHE) são as restrições operacionais. Regulamentos que afetam a quantidade de água que a usina deve liberar, como restrições de vazão mínima, e as restrições de armazenamento, como os níveis de espera e os volumes máximo e mínimo operacionais, reduzem o controle disponível para otimizar o uso dos recursos. Isso obriga o operador a reservar água para garantir o atendimento futuro dessas restrições, quando seria ideal reduzir o nível dos reservatórios ou utilizar mais água em momentos de escassez para atender imediatamente essas restrições.

As usinas termelétricas convencionais desempenham um papel importante na oferta de flexibilidade em escala mensal, e esse nível de flexibilidade está diretamente ligado aos contratos de fornecimento de combustível. Quanto mais rigorosas forem as restrições, como os contratos do tipo take-or-pay, menor será a flexibilidade das usinas. Em casos em que os contratos estabelecem níveis mínimos de inflexibilidade no despacho físico da usina, isso reduz a flexibilidade. Isso significa que, em momentos de excedente de recursos naturais, pode haver uma rejeição de geração com custos de oportunidade mais baixos. No entanto, é importante observar que essas cláusulas geralmente estão relacionadas à redução do preço do combustível, o que pode ser benéfico para o sistema em termos de custos totais. Portanto, em algumas situações, a perda de flexibilidade sazonal pode resultar na redução dos custos de operação, mesmo que isso esteja associado a um excedente de outras fontes.

De forma geral, as fontes não controláveis, mesmo quando associadas a sistemas de armazenamento, não contribuem significativamente para a flexibilidade em escala mensal do sistema devido à falta de controle sobre esses recursos. No entanto, ao identificar padrões sazonais com níveis de segurança predefinidos, é possível criar uma matriz de geração que capitalize essas características. Isso envolve definir a quantidade de cada fonte de modo que a demanda do sistema por fontes controláveis seja reduzida.

1.2.2. AVALIAÇÃO EM ESCALA INTRADIÁRIA

A expressão "avaliação de flexibilidade em escala intradiária" refere-se à análise da capacidade do sistema de responder a variações em qualquer escala de tempo, desde que excedam os intervalos de comando de despacho. Essa distinção é crucial para separar essa avaliação da identificação do montante de reserva operativa do sistema, que será abordada mais adiante.

Nesse nível de flexibilidade, considera-se a possibilidade de acionamento de unidades geradoras que estavam anteriormente desligadas para cobrir variações na carga e nas fontes não controláveis. Além disso, há a possibilidade de enviar



um comando de despacho para fontes já sincronizadas, aumentando ou reduzindo sua potência. Em ambos os casos, esses comandos de despacho resultam de um procedimento de otimização da operação (programação de operação de curto prazo e/ou despacho econômico em tempo real) e devem refletir nos preços de energia.

Outra forma de flexibilidade a ser considerada é o acionamento de sistemas de armazenamento de energia associados a unidades geradoras que poderiam estar desligadas, para lidar com as variações na carga e nas fontes não controláveis. Novamente, esses comandos de despacho são resultado de um procedimento de otimização da operação e devem se refletir nos preços de energia.

Dessa forma, o atributo associado a essa avaliação de flexibilidade é o tempo de resposta para a entrada ou saída em operação da unidade geradora controlada, ou unidade geradora não controlada com sistemas de armazenamento de energia associados, ou o tempo de resposta para o aumento ou redução da produção, sempre em resposta a um comando de despacho resultante da otimização da operação e refletido nos preços de energia.

O requisito do sistema será definido pela maior variação da carga líquida (demanda menos geração das fontes não controláveis) entre os intervalos estabelecidos, e deverá haver oferta disponível com tempo de resposta igual ou inferior a esse montante, para o atendimento adequado. Por exemplo, como ilustrado na Figura 4, podemos considerar o requisito de flexibilidade horária como a maior variação, em uma hora, da carga líquida a ser atendida por fontes controláveis, e o sistema deverá dispor desse montante de oferta com tempo de resposta igual ou inferior a uma hora.

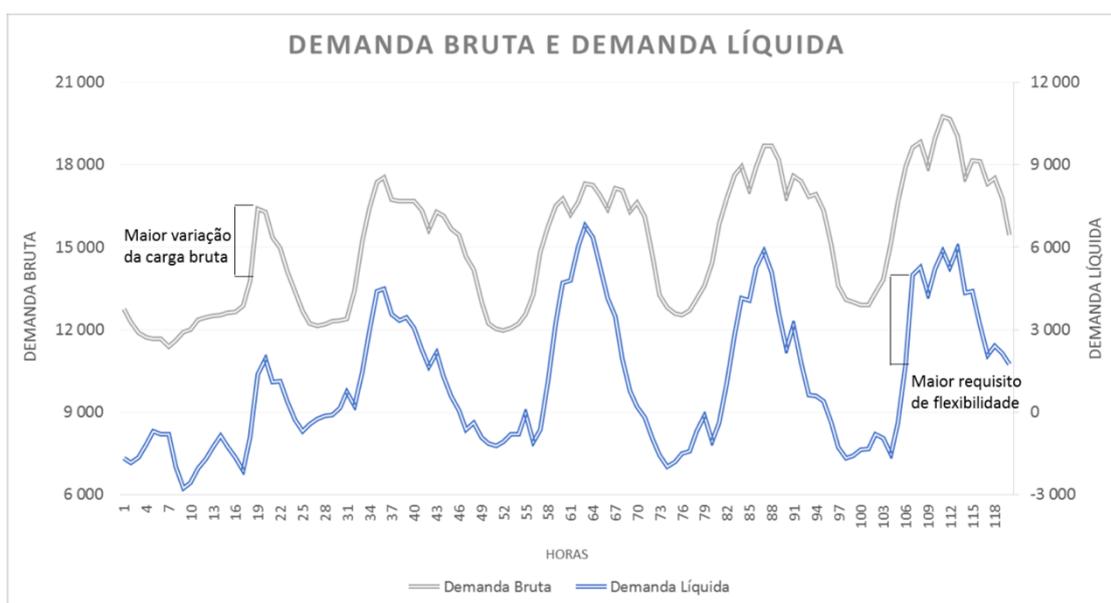


Figura 4 - Requisito de flexibilidade em intervalos de uma hora



Apesar de, inicialmente, presumirmos que fontes não controláveis aumentam necessariamente o requisito do sistema por flexibilidade, o efeito de portfólio dessas fontes pode resultar em um comportamento estável ou mesmo correlacionado com o da demanda, reduzindo as variações da carga líquida. É crucial, nesse momento, ter uma base de dados robusta, com informações detalhadas sobre o comportamento dos recursos naturais, visando à qualidade dos resultados.

No entanto, fontes não controláveis com sistemas de armazenamento associados contribuem para a flexibilidade do sistema. O efeito de portfólio dessas fontes com sistemas de armazenamento associados pode resultar em um comportamento ainda mais estável. É importante destacar a necessidade de planejar os atributos dos sistemas de armazenamento associados a essas fontes não controláveis, como velocidade de resposta aos aumentos de demanda ou número máximo de ciclos diários, para obter resultados mais expressivos em termos de flexibilidade do sistema.

Mais uma vez, é importante ressaltar a característica das UHE, atualmente a fonte mais utilizada no SIN para atender aos requisitos desse tipo de flexibilidade. Nesse caso, usinas que não possuem capacidade de regularização mensal, incluindo as PCH, mas têm um reservatório que permite controlar a geração em escalas de tempo menores, podem contribuir para a flexibilidade, ajustando a produção para acompanhar a curva de carga líquida. Restrições operativas que limitam, em curto prazo, a taxa de variação da defluência pode impactar negativamente essa capacidade.

No caso das termelétricas, existem restrições operativas e atributos que afetam sua flexibilidade. A taxa de tomada de carga é um atributo relevante a ser considerado na capacidade de resposta aos aumentos de demanda: usinas que possuem maior velocidade na tomada de carga promovem maior capacidade de responder aos acréscimos da carga líquida. Nesse contexto, é necessário diferenciar entre os tempos de tomada de carga a frio e a quente. Tecnologias com resposta rápida para partida a frio podem lidar com variações inesperadas, enquanto aquelas que requerem partida a quente para tomar carga rapidamente só contribuirão se a variação for esperada, e o acionamento delas, previsto.

Por outro lado, usinas que possuem restrições de tempo mínimo em operação (uma vez acionadas) podem não contribuir nos momentos de redução da carga líquida, exigindo que outro recurso, de menor custo variável, seja desligado em seu lugar. Algumas usinas podem ajudar o sistema quando a demanda aumenta, mas podem não contribuir se ela diminuir. Outras restrições operativas também podem reduzir a flexibilidade das UTE, como o número máximo de partidas/paradas em determinado período.

Outro recurso que pode contribuir para a flexibilidade do sistema é a Resposta da Demanda. Mecanismos que permitem o gerenciamento da carga, seja pela sinalização dos preços ou pelo desligamento de consumidores interruptíveis, com acordos previamente estabelecidos, devem ser considerados como



alternativas para o planejamento e economicamente avaliados, comparativamente com as outras opções.

A Resposta da Demanda também pode ser obtida de forma eficiente com sistemas de armazenamento associados à carga. Como já mencionado, as fontes de armazenamento também são importantes recursos para esse tipo de serviço. O principal papel dessas fontes é armazenar energia nos momentos de preços mais baixos para gerar nos momentos de preços mais altos, ou aproveitar a energia disponível e não injetada das redes (no caso das usinas fotovoltaicas). Em última análise, as fontes de armazenamento podem aproveitar os momentos de excedente, quando a energia seria desperdiçada, e alocar seu uso nos momentos de pico de demanda, adicionando mais controle ao operador sobre o despacho da carga.

1.3. RESERVA OPERATIVA

A reserva operativa, que está relacionada com a flexibilidade, refere-se à necessidade do sistema de cobrir variações em intervalos menores que o tempo entre os comandos de despacho. Isso requer respostas rápidas e automáticas, pois o tempo para tomar carga é menor que o tempo de ação do operador.

Tradicionalmente, a necessidade de reserva é calculada para cobrir variações de carga entre os intervalos de despacho, erros de previsão de carga, saídas forçadas de operação de unidades geradoras e linhas de transmissão, e diferenças entre o valor instantâneo e o valor integralizado da demanda. No entanto, a maior penetração das fontes não controláveis também afeta esse requisito. Nesse caso, a reserva deve ser dimensionada para cobrir a variação combinada desses efeitos com as incertezas inerentes às fontes com variações não controláveis de curto prazo e o erro de previsão do recurso.

Além de uma avaliação específica, devido à natureza mais restritiva do serviço a ser prestado, a reserva operativa também deve ser considerada na avaliação de capacidade. Como a resposta é necessária em um prazo muito curto, o sistema deve ter capacidade para atender à demanda e à reserva, estando a reserva operativa sincronizada para fornecer energia rapidamente. Portanto, a avaliação de capacidade do sistema deve incluir essa parcela, além da demanda.

O montante de reserva necessário pode ser calculado por meio de critérios determinísticos ou métodos probabilísticos. Embora os métodos determinísticos sejam mais fáceis de entender e aplicar, eles são incompletos porque não levam em conta a natureza estocástica dos elementos dos sistemas de potência. Assim, a definição do requisito pelos métodos probabilísticos é mais adequada, embora envolva maior complexidade no cálculo.

No Brasil, de acordo com os Procedimentos de Rede (ONS, 2021), a reserva primária é definida como 1% da responsabilidade de geração de cada área de controle do sistema, sendo distribuída entre todas as unidades geradoras com



regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam operando com geração maximizada.

Já a reserva secundária é dividida em duas partes: para aumento e redução da geração, de modo a garantir o correto funcionamento do controle, independentemente das variações na demanda. Essa reserva é alocada nas usinas hidrelétricas que fazem parte do Controle Automático de Geração (CAG).

Além disso, existem outros tipos de reserva, como a reserva terciária e a reserva de prontidão, que são importantes para garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico. A contribuição das fontes não controláveis, como eólica e solar, para essas reservas também deve ser considerada, especialmente devido às mudanças na matriz elétrica e à presença crescente dessas fontes. Em resumo, entender os diferentes tipos de contribuição da reserva é essencial para garantir a operação eficiente do sistema elétrico.

Também existe a Reserva de Prontidão, quaternária ou Complementar, necessária para recompor a reserva de potência operativa do sistema em caso de indisponibilidades ou redeclarações por parte de geradores, além de desvios no valor da carga em relação ao previsto. Essa parcela não precisa estar sincronizada, mas deve estar disponível em até 30 minutos contados a partir da solicitação e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas.

Os sistemas de armazenamento de energia também podem contribuir para as reservas do SIN, principalmente para as Reserva de Prontidão, quaternária ou Complementar e as Reservas de Rampa tratadas abaixo. Os sistemas baseados em baterias de lítio-íon têm como requisitos a alta velocidade de resposta que permitem a realização de serviços de regulação primária de frequência do SIN, bem como operação em rampas de carga e outros serviços auxiliares importantes para garantir a segurança do sistema elétrico.

Com as expectativas de mudança na matriz elétrica para uma maior quantidade de fontes não controláveis, é importante compreender os diferentes tipos de contribuição da reserva para a operação do sistema. O modelo tradicional de operação dos sistemas elétricos, com grandes geradores controláveis, demanda Reservas de Contingência, mas quanto mais significativa for a presença de geração variável não controlável, com unidades geradoras de menor porte, a necessidade por Reservas de Contingência pode diminuir, dando lugar à necessidade por Reservas de Rampa.

Apesar de compartilharem diversas similaridades, as Reservas de Contingência e de Rampa possuem diferenças importantes. As Reservas de Contingência são mantidas em quantidade suficiente para garantir que o equilíbrio entre carga e geração seja mantido, mesmo em casos de falha repentina de grandes geradores ou linhas de transmissão.

Já as Reservas de Rampa, associadas comumente à geração eólica e solar, diferem principalmente na velocidade e duração do evento. Mesmo uma rampa muito íngreme e veloz de um gerador eólico, por exemplo, levará à redução de



oferta para o sistema em menor monta, e somente após um tempo maior atingirá um montante representativo para o SIN. Além disso, existe previsibilidade, mesmo que não totalmente precisa, no curto prazo, para eventos como esse.

Isso significa que os equipamentos e estratégias para o fornecimento do serviço de reserva para esses casos podem ser diferentes do que é utilizado tradicionalmente para reservas operativas de contingência. Reservas não-girantes e suplementares também podem ser utilizadas para reservas de rampa, por possuírem um tempo de resposta mais lento e serem comumente mais baratas.

1.4. RELAÇÃO ENTRE ESTUDOS DE PROGRAMAÇÃO HIDROTÉRMICA, CAPACIDADE E FLEXIBILIDADE

É crucial destacar que idealmente a otimização da expansão e do despacho deve ser feita com uma discretização temporal suficiente para que as avaliações de capacidade e flexibilidade, incluindo o cálculo da reserva operativa, sejam integradas nesse problema. No entanto, como nem sempre isso é computacionalmente viável, as análises são simplificada e separadas, respeitando a compatibilidade entre elas e utilizando a retroalimentação sempre que possível.

Com a separação das análises, podemos identificar os objetivos de cada etapa dos estudos, lembrando sempre da necessidade de obter os resultados de modo integrado. A programação hidrotérmica tem como objetivo definir metas de geração e alocar os recursos energéticos visando o mínimo custo total. A análise de capacidade verifica se há oferta disponível suficiente para atender os picos de demanda e garantir a reserva operativa, enquanto a flexibilidade e a reserva operativa têm foco nas maiores variações, respectivamente em intervalos de tempo maiores e menores que os comandos de despacho do operador. Como o sistema deve ter oferta sincronizada a todo momento para suprir a reserva, além da demanda, esse requisito deve ser considerado nas etapas de programação e avaliação de capacidade.

Com a entrada de novas tecnologias de armazenamento de energia, associadas tanto à usina eólica quanto à solar fotovoltaico, podem somar-se aos recursos energéticos hidrotérmicos no atendimento das necessidades de capacidade, flexibilidade e reserva operativa, buscando o mínimo custo total da programação da geração.

A associação dos conceitos de capacidade e flexibilidade é muito frequente, causando entendimentos equivocados sobre as necessidades do sistema. Não necessariamente os eventos de maior demanda e maior variação ocorrem simultaneamente, ou em momentos próximos, conforme mencionado anteriormente. Da mesma forma, a garantia de atendimento à demanda máxima não garante que o sistema possua flexibilidade para acompanhar as variações e vice-versa. Para ilustrar esses conceitos, a Figura 5 apresenta a curva de demanda horária do SIN para o dia 30/01/2019, que é o atual recorde de carga



no SIN. A maior demanda desse dia, que também foi a demanda máxima histórica até o momento, ocorreu às 15:50h com valor de 90.525 MW, enquanto a maior variação horária ocorreu entre às 7 e 8 horas, com uma rampa de 5.982 MW/h.

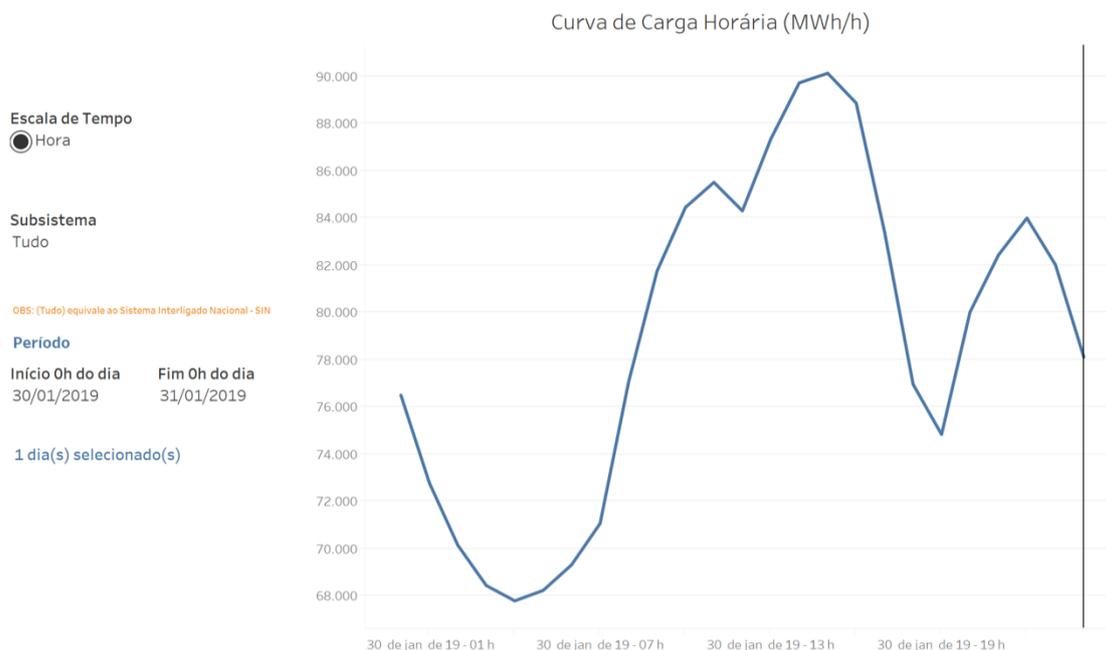


Figura 5 – Curva de Carga Horária de 30 de janeiro de 2019 – Recorde de Carga no SIN

Entretanto, a solução para problemas identificados nas etapas de flexibilidade e capacidade pode ser a mesma, mas problemas específicos em uma delas podem exigir soluções distintas. Como descrito, fontes que agregam flexibilidade, em geral, também aumentam a capacidade do parque gerador, como, por exemplo, as usinas termelétricas de partida rápida (observadas as restrições das redes de suprimento de gás) e até mesmo as tecnologias de armazenamento, quando forem identificados momentos de excedente de oferta.

Por exemplo, imaginemos a situação em que o sistema possui recursos suficientes para atender à carga mensal (resultado da otimização da programação hidrotérmica), possui flexibilidade suficiente para atender as variações de carga líquida, mas não possui capacidade para atender aos picos de demanda. Nesse caso, o déficit na ponta será acompanhado de excedente em outros momentos (visto que o balanço mensal foi atendido na etapa de programação). Nessa situação, fontes que permitam o aproveitamento do excedente para uso posterior podem ser uma solução. Novamente, os recursos de armazenamento de energia, associados tanto à usina eólica quanto à solar fotovoltaico, podem contribuir para a solução dessa situação.

Por outro lado, nem todas as fontes que agregam capacidade controlável promovem flexibilidade, como as termelétricas com tempo de resposta lentos, além das que contam com restrições associadas a cláusulas de despacho mínimo. Nesse caso, a decisão sobre qual recurso indicar para a expansão do



sistema depende da clara identificação das necessidades e de uma avaliação econômica que considere os custos fixos e variáveis das opções candidatas, o que envolve as avaliações de otimização da expansão. Por vezes, a escolha por maior flexibilidade pode resultar em custos elevados, principalmente quando a incerteza sobre o despacho leve a custos variáveis muito elevados. Por outro lado, a escolha por menor flexibilidade em troca de menores custos variáveis pode resultar em despacho do recurso contratado para esse fim maior do que o necessário, elevando o vertimento de fontes de menor custo variável e aumentando o custo total. Assim, é fundamental que a decisão para esse complexo problema seja feita considerando o máximo possível de informações sobre os três estudos.

Apesar da divisão dos objetivos para tratar o problema, na ausência de ferramentas computacionais que os façam simultaneamente, a integração dos estudos é fundamental para a tomada da melhor decisão para a expansão do sistema.

1.5. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

A característica mais marcante do suprimento de eletricidade é a necessidade de manter o equilíbrio entre oferta e demanda a todo momento. No entanto, tanto os recursos de geração quanto os requisitos de consumo possuem características sazonais distintas. Enquanto a geração depende da disponibilidade de água, irradiação, vento e outros combustíveis, a demanda depende principalmente do comportamento de consumo da sociedade, sendo impactada pelo perfil da atividade econômica, promoção de conforto térmico em diferentes épocas (ou horas) do ano, ocorrência de grandes eventos, entre outros. Além disso, é importante lembrar a característica predominantemente inelástica do consumo de eletricidade em alguns setores. Dessa forma, garantir o funcionamento contínuo a baixo custo é um grande desafio.

Esse desafio pode ser simplificado por dois valores: a demanda média e máxima. Em 2019, a demanda média do SIN foi de aproximadamente 68 GW médios e a máxima instantânea atingiu 90.525 MW em janeiro daquele ano. Dessa forma, a rede de geração e transmissão deve poder atender a essas demandas, e ter sobras suficientes para compensar eventuais falhas nos equipamentos de um ou de outro.

No passado, a diferença entre os requisitos de demanda média e instantânea era facilmente atendida em função da grande predominância hidrelétrica no parque gerador brasileiro. As hidrelétricas, especialmente as com reservatórios, são capazes de modular sua geração a cada momento, e assim atender às diferentes necessidades ao longo do dia ou mesmo do ano. Além disso, elas são capazes de compensar mudanças repentinas na demanda ou flutuações na produção das usinas renováveis variáveis. Contudo, na medida em que o parque gerador vem evoluindo, essa predominância está reduzindo.



Para lidar com esta transição, os últimos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vêm apresentando o requisito de capacidade de potência de forma explícita e sinalizando a necessidade de contratação desse serviço. Para tal avaliação, a EPE realiza a análise entre a capacidade máxima de potência disponível e a demanda máxima instantânea, com o objetivo de verificar as condições de seu atendimento. Desde 2009, essa análise vem sendo aprimorada e apresentada nos PDEs e em Notas Técnicas específicas.

No âmbito das políticas para o setor elétrico, a Lei 14.120 de 1º de março de 2021, alterou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelecendo a contratação de reserva de capacidade (potência) separado da energia. A reserva de capacidade de potência, a ser contratada pelo Poder Concedente, busca assegurar que o operador tenha atributos de potência disponíveis para operar o sistema elétrico com segurança em situações de estresse.

Considerando cada vez mais questões operativas do sistema, a presente contribuição apresenta uma metodologia de análise e alternativas do atendimento à demanda máxima utilizada pela EPE. Os resultados obtidos pela metodologia apresentada nesta contribuição também servem de entrada para a disponibilidade de potência por fonte de geração associada a sistemas de armazenamento e futuramente a sistema de armazenamento desassociados de geração. Aspectos como o uso da demanda máxima coincidente do SIN, requisito de reserva de potência associado à energia renovável (eólica, fotovoltaica e pequena hidroelétrica), maior detalhamento na representação dos subsistemas e aperfeiçoamento na modelagem de contribuição eólica e fotovoltaica são considerados. As disponibilidades de potência por tecnologia são utilizadas como dados de entrada para problema de programação linear, que analisa o balanço de potência do sistema e permite a comparação com os novos critérios de garantia de suprimento, base para a sinalização de necessidade de expansão para suprimento de potência. A metodologia para quantificação do requisito adicional, necessário para os períodos nos quais os critérios de suprimento são violados, também é apresentada.

1.5.1. DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA E RESERVA OPERATIVA

A demanda máxima instantânea e a reserva operativa desempenham papéis fundamentais na garantia do suprimento elétrico. Para avaliar o atendimento à demanda máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN), são consideradas projeções de valores mensais de demanda instantânea de cada subsistema no momento de demanda máxima do SIN. Até 2016, nos Planos anteriores ao PDE 2027, a avaliação considerava a demanda máxima não coincidente do SIN, obtida a partir da soma das demandas máximas instantâneas de cada subsistema. No entanto, considerando a interligação do sistema elétrico brasileiro, foi avaliado que o mais representativo seria a utilização das projeções de demanda máxima instantânea coincidente, ou seja, a máxima demanda que ocorre no SIN considerando todas as regiões no mesmo instante de tempo, respeitando os limites das interligações regionais.



A reserva de potência operativa é acrescida à demanda máxima do SIN, compondo o requisito a ser atendido pelo sistema de geração. Esta reserva operativa é um fator de segurança que visa cobrir aumentos inesperados na demanda, variações instantâneas na geração, entre outros eventos alheios à programação energética, além de assegurar a execução de procedimentos para a operação da rede elétrica.

Quanto à reserva de potência operativa, adota-se o acréscimo de 5% à demanda máxima de cada região, seguindo as premissas dos Procedimentos de Rede (PR) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Além disso, acrescenta-se o requisito de reserva operativa associado às incertezas da geração eólica, conforme metodologia proposta pelo ONS.

Para o cálculo da disponibilidade hidráulica, é necessário estimar o tempo pelo qual a geração de ponta deverá ser mantida. O parâmetro de tempo de duração da ponta utilizado atualmente nas análises foi de 10 horas por mês, que representa aproximadamente 1,4% das horas totais de cada mês. Este parâmetro é reavaliado conforme a evolução do comportamento da carga e da matriz elétrica do sistema.

É importante ressaltar que a duração da ponta não deve ser confundida com a do patamar de carga pesada, que possui maior duração e não visa representar o pico do requisito mensal do sistema, mas sim um conjunto maior de horas de intensidade de carga energética maior que a média. Enquanto a representação do patamar de ponta traz informações capazes de avaliar a capacidade de atendimento ao requisito de potência do sistema, o patamar de carga pesada busca trazer informações importantes relacionadas ao requisito energético do mês avaliado. Portanto, a avaliação deve ser feita considerando as características específicas de cada patamar para garantir uma análise precisa do sistema elétrico.

1.5.2. RISCO DE NÃO ATENDIMENTO À DEMANDA MÁXIMA

O déficit de potência ocorre quando a demanda máxima instantânea, em qualquer região, acrescida dos fatores de segurança, supera a oferta de potência disponível, mesmo considerando a capacidade de recebimento de outras áreas. O risco de não atendimento à demanda máxima, ou seja, a probabilidade de ocorrerem cenários de déficit, e o montante do corte de carga são calculados com base mensal. O percentual de cenários com déficit é analisado em relação ao total considerado no período e à demanda máxima instantânea daquele mês.

Essa abordagem permite mensurar de maneira adequada os riscos e o montante de déficit, o que possibilita uma avaliação mais precisa das medidas a serem tomadas pelo planejador para mitigar falhas no atendimento à demanda máxima. Essa análise é fundamental para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico, permitindo que sejam implementadas as ações necessárias para evitar ou minimizar situações de déficit de potência.



1.5.3. CONTRIBUIÇÃO DAS USINAS E DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO PARA O ATENDIMENTO À PONTA

A sazonalidade da carga elétrica e a disponibilidade de potência do parque gerador variam ao longo do ano e das horas de cada mês. Quando se trata da geração de energia, algumas questões operacionais das usinas precisam ser destacadas. Por exemplo, mesmo que exista uma capacidade instalada de cerca de 109 GW em usinas hidrelétricas, a energia potencial armazenada em um reservatório varia conforme a altura de queda. Isso significa que reservatórios mais baixos, como os que ocorrem em outubro de 2021, não permitem a obtenção máxima de potência das máquinas. Além disso, cada rio tem restrições de vazão mínima que precisam ser respeitadas para garantir outros usos da água, o que limita a operação das usinas hidrelétricas entre geração nula e máxima.

Outras fontes de geração também apresentam variações sazonais. Por exemplo, as usinas termelétricas que usam bagaço de cana-de-açúcar tendem a ser escassas fora da época de safra, enquanto a disponibilidade da capacidade instalada de usinas eólicas e solares varia de acordo com as condições climáticas.

Para calcular a contribuição de potência de uma usina para atender à demanda máxima, é necessário considerar a capacidade de produção da usina durante o tempo de duração dessa demanda. Esse cálculo é feito para cada tipo de usina, levando em conta possíveis indisponibilidades das unidades geradoras.

As análises das condições de atendimento são realizadas por subsistema, considerando a contribuição de todas as usinas localizadas em cada um deles, bem como os fluxos das interligações. A metodologia atual de cálculo leva em conta a contribuição individual de todos os reservatórios equivalentes de energia, subsistemas e interligações do modelo utilizado, proporcionando uma análise mais detalhada e próxima da realidade.

1.5.3.1. DISPONIBILIDADE DE INTERCÂMBIO

Os intercâmbios de potência entre as regiões podem ser utilizados para atender à demanda máxima, desde que sejam respeitados os limites estabelecidos para os estudos energéticos no período de ponta. Esses limites são calculados levando em consideração os critérios de confiabilidade do sistema elétrico.

Esse recurso pode ser utilizado em situações em que uma região não tenha disponibilidade local de potência suficiente para atender à sua demanda máxima. Além disso, em casos em que haja excedentes em outros subsistemas, provenientes de fontes com custo de operação mais baixo do que as sobras locais, os intercâmbios de potência também podem ser utilizados.

1.5.3.2. USINAS HIDRELÉTRICAS



Até o PDE 2023, o cálculo da disponibilidade máxima de potência das usinas hidrelétricas (UHE) considerava apenas a perda por deplecionamento dos reservatórios das usinas e a sazonalidade das usinas localizadas na região amazônica. Para as demais usinas a fio d'água, como a usina de Itaipu, a disponibilidade de potência era equivalente à sua potência efetiva. Essa metodologia foi descrita nas notas técnicas NT-EPE-DEE-RE-092/2011-r0 e NT-EPE-DEE-RE-037/2012-r0.

No entanto, para o PDE 2024, foi proposto um aprimoramento metodológico, conforme apresentado na NT-EPE-DEE-RE-071/2015-r0. Nessa nova abordagem, além da altura de queda líquida, passou-se a considerar também a geração média mensal, as restrições de vazão mínima e o tempo necessário para manter a contribuição hidráulica de potência, requisito definido a partir da curva de carga horária.

1.5.3.3. OUTRAS FONTES RENOVÁVEIS

A disponibilidade de potência de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas a biomassa é considerada, de forma aproximada, como sendo o valor médio mensal de sua geração, uma vez que o despacho dessas usinas é feito de maneira descentralizada.

A contribuição de potência das fontes renováveis não controláveis pelo lado do recurso, como eólica e solar fotovoltaica, está fortemente relacionada com a projeção da curva de carga futura. Para estimar essa contribuição, são analisados dados verificados de medição anemométrica do sistema AMA, nas regiões Nordeste e Sul, para as usinas eólicas. Esses dados, juntamente com as curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nos parques, são utilizados para estimar a geração de cada parque eólico. Devido à limitação do histórico de medição disponível, os valores simulados de geração são estendidos com base nos dados de reanálise do MERRA 2.

Para as usinas solares fotovoltaicas centralizadas, os valores de medição são obtidos a partir da análise de dados do INPE. A metodologia para simulação dos cenários de geração eólica e fotovoltaica é aplicada de forma similar, considerando a projeção de horário em que a demanda máxima ocorrerá.

A partir do PDE 2030, foi adotada uma metodologia que considera a contribuição conjunta de ponta do portfólio formado por eólicas e fotovoltaicas, levando em conta dados de geração de cada uma das fontes em horários coincidentes. Essa abordagem permite observar como o SIN se beneficia do efeito de portfólio entre as fontes, visto que os horários típicos de alta geração fotovoltaica coincidem com os vales típicos da geração eólica em algumas regiões brasileiras.

Assim, com esse aprimoramento metodológico, é possível representar melhor a contribuição de potência de ambas as fontes para o sistema, trazendo benefícios para a mensuração total do requisito do sistema. Considerando o potencial de armazenamento associado, a avaliação da contribuição de potência dessas fontes poderia trazer benefícios adicionais ao sistema.



1.6. CONCLUSÃO

A decisão da programação hidrotérmica ótima busca indicar as metas de geração de cada fonte, alocando os recursos de modo a minimizar o custo total de operação. No entanto, como a discretização utilizada não permite avaliar adequadamente os picos de demanda instantânea e as variações entre horas, são necessárias análises posteriores para esses aspectos.

É importante ressaltar que as avaliações de capacidade e flexibilidade não são substitutas, mas complementares. A garantia do atendimento a um desses requisitos não garante o atendimento ao outro, e não existe necessariamente uma relação direta entre eles. A clara distinção entre os conceitos é fundamental para a tomada de decisão sobre qual tipo de tecnologia atende melhor às necessidades do sistema.

Historicamente, o sistema elétrico brasileiro tem utilizado o seu parque hidrelétrico para garantir tanto flexibilidade quanto capacidade, devido às características dessa fonte, como baixo custo adicional para modular a geração. No entanto, à medida que essa fonte perde participação relativa na matriz, torna-se necessário avaliar com mais robustez como suprir esses requisitos com outras fontes, considerando o aumento dos requisitos, principalmente devido à maior participação das fontes não controláveis.

Assim, é essencial definir os serviços a serem prestados pelos geradores, além do fornecimento de energia propriamente dito, à medida que os requisitos continuam aumentando e o potencial para expansão das usinas hidrelétricas fica cada vez menor. Identificar os requisitos do sistema e os atributos desejáveis para o suprimento da demanda é o próximo passo no processo de planejamento.

2. CENÁRIOS DE INSERÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A definição de sistemas de armazenamento de energia é crucial, pois influencia os tipos de serviços que podem ser prestados ao sistema elétrico. Do ponto de vista operacional, um sistema de armazenamento é capaz de absorver e conter energia elétrica durante um período de tempo, de forma controlada (carregamento), e liberá-la também de forma controlada (descarga), conforme as necessidades da rede e as limitações operacionais da tecnologia utilizada.

Funcionalmente, o sistema de armazenamento pode ser considerado um subsistema do sistema de geração, sujeito às regras de despacho seletivo, regulamentação e cobrança de tarifas.

Apesar de um sistema de armazenamento de energia elétrica consumir energia durante o carregamento e armazenamento, esse consumo não é finalístico (para uma atividade produtiva), mas sim temporário, visando a reinjeção da energia na



rede em outro momento mais vantajoso operacionalmente ou financeiramente. Em outras palavras, o consumo do armazenador busca agregar valor à energia gerada por outro sistema. No caso de um armazenador conectado diretamente à rede ou junto a carga, essa característica é ainda mais predominante, pois ele obtém seu recarregamento exclusivamente da rede, e não de uma unidade geradora no mesmo empreendimento.

Os sistemas de armazenamento podem oferecer serviços ancilares normalmente não disponíveis em sistemas de geração tradicional. No entanto, é necessário um Framework Regulatório para que possam contribuir plenamente para o aprimoramento do desempenho do sistema elétrico.

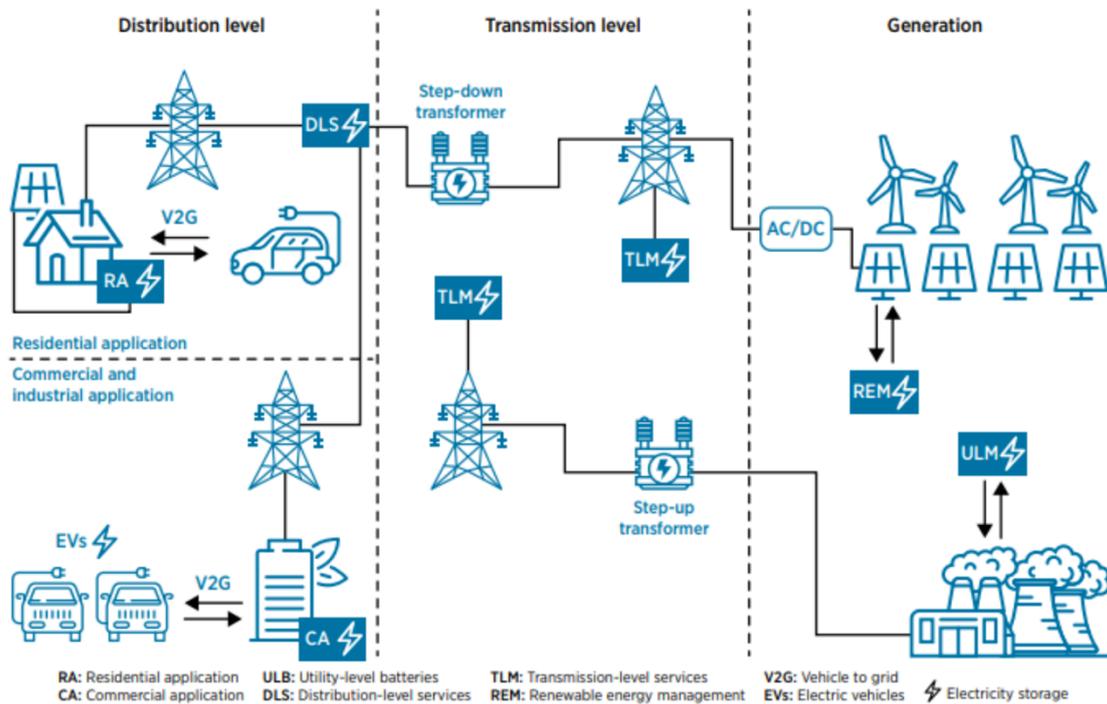
Os sistemas de armazenamento são compostos por diversos aspectos e sistemas associados. Além da tecnologia de armazenamento em si, que reserva o excedente de energia, eles também incluem uma interface elétrica-eletrônica para conexão com a rede elétrica. Para alcançar um desempenho esperado, esses sistemas devem ter malhas de controle robustas em diferentes níveis da rede. O propósito desses sistemas deve atender aos requisitos de conexão, questões regulatórias e tarifárias, confiabilidade da rede e serviços relacionados aos consumidores e concessionárias.

A maioria dos recursos de energia renovável, como solar e eólica, não possui flexibilidade para ajustar sua produção à curva de carga. As usinas hidrelétricas dependem de reservatórios de regularização, que estão diminuindo devido a restrições ambientais. Outros exemplos incluem energia nuclear, que opera na base e não pode prestar serviços ao sistema elétrico para atender à variação de carga. A capacidade de armazenar eletricidade em escala para manter o equilíbrio e evitar apagões é um grande desafio para um sistema de geração descarbonizado.

2.1. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia desempenha um papel fundamental na integração de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica de qualquer país, proporcionando confiabilidade ao sistema elétrico ao reduzir ou mitigar variações abruptas na geração devido à disponibilidade dos recursos energéticos em tempo real.

No Brasil, o armazenamento de energia é principalmente realizado por usinas hidrelétricas com reservatórios, controladas centralmente pelo ONS. Outra prática comum é o uso de baterias de chumbo-ácido como fonte de alimentação em situações de emergência em instalações elétricas com cargas críticas, como hospitais, subestações, data centers e estações de comunicação.



A Figura 1 ilustra possíveis aplicações do armazenamento nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia.

Com relação à regulamentação, atualmente não existe uma norma específica no Brasil que aborde o uso de sistemas de armazenamento em sistemas de geração, transmissão e distribuição, nem para novos agentes ou consumidores. No entanto, é importante destacar que a ANEEL está em processo de elaboração dessa norma.

De maneira simplificada, o sistema de armazenamento pode ser visto como um subsistema do sistema de geração, sujeito às regras de despacho seletivo, regulamentação e cobrança de tarifas. Além disso, a regulamentação atual atende à maioria dos casos para a aplicação de sistemas de armazenamento em instalações existentes de geração ou carga.

Em suma, o armazenamento de energia desempenha um papel crucial na modernização e eficiência do sistema elétrico, e o desenvolvimento de políticas e regulamentações adequadas é essencial para sua integração e utilização eficaz.

2.2. TENDÊNCIAS GERAIS COM O PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética é o processo de transformação do setor de energia para baixas emissões de carbono. Essa mudança é impulsionada pela necessidade de combater as mudanças climáticas causadas pela emissão de gases de efeito estufa.



No Brasil, a matriz energética é composta por apenas 13% de fontes baseadas em combustíveis fósseis, em contraste com a média mundial de mais de 63,5%. No entanto, o desafio no Brasil reside na alta participação de fontes não controláveis, o que torna a contribuição de potência um ponto crucial de atenção.

Entender as tendências desse movimento de transição é fundamental para contextualizar a discussão sobre a inserção de sistemas de armazenamento no setor energético. Primeiramente, é importante notar que a demanda global por energia continuará crescendo nas próximas décadas, entre 1% e 1,3% ao ano até 2040, o que implica que o consumo de energia pode ser 30% maior que o atual. Países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, serão os principais responsáveis por esse crescimento, devido à inclusão de novos consumidores e ao desenvolvimento socioeconômico.

Um segundo ponto a destacar é a crescente importância da eletricidade na matriz energética. Estima-se que o uso da eletricidade crescerá duas vezes mais rápido que o consumo geral de energia. Esse aumento se deve principalmente à maior utilização de motores elétricos na indústria, à adoção de veículos elétricos e ao uso da eletricidade em processos de controle de temperatura.

A terceira tendência é a crescente participação das energias renováveis, especialmente solar e eólica, na expansão da matriz elétrica. A adição anual de capacidade instalada de energias renováveis aumentou significativamente nas últimas décadas, respondendo por uma parcela significativa da capacidade total de geração de energia adicionada globalmente. A expansão futura será dominada por energia solar e eólica, com a energia solar fotovoltaica prevista para se tornar a fonte de geração com maior capacidade instalada até os anos 2030.

Outra característica marcante da transição energética é a distribuição dos recursos energéticos na rede. Recursos energéticos distribuídos, como geração solar fotovoltaica, estão se tornando cada vez mais comuns, com consumidores gerando sua própria energia localmente. Isso muda o paradigma tradicional de expansão do setor elétrico, com um fluxo bidirecional de energia entre os consumidores e a rede.

Por fim, a última tendência é a sofisticação das redes elétricas, que se tornarão cada vez mais autônomas e inteligentes. Com a mudança no perfil de consumo e a maior adoção de tecnologias de energia renovável e armazenamento, as redes elétricas precisarão se adaptar para lidar com fluxos bidirecionais de energia e dados. Os consumidores serão mais ativos, gerando, armazenando e consumindo energia, e os medidores inteligentes permitirão uma gestão mais eficiente da rede.

Essas tendências indicam uma mudança significativa no setor de energia, com uma maior ênfase em fontes limpas e distribuídas, bem como em tecnologias de armazenamento e redes elétricas inteligentes. Essa transição é essencial para garantir um futuro sustentável e resiliente em termos energéticos.



2.3. DESAFIOS IMPOSTOS PELA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A transição energética está impulsionando a eletrificação de setores anteriormente baseados em combustíveis fósseis, como o transporte, e tornando o setor de energia elétrica ainda mais crucial para o desenvolvimento socioeconômico. No entanto, o desafio é expandir a oferta de energia elétrica com uma participação menor de combustíveis fósseis, dado o consenso global sobre a necessidade de mitigar as emissões de carbono.

As fontes solar e eólica estão liderando as projeções de expansão da matriz energética, não apenas por questões ambientais, mas também devido à sua crescente competitividade econômica. No entanto, a segurança do abastecimento de energia elétrica permanece uma prioridade, especialmente à medida que as fontes intermitentes ganham participação.

Operar um sistema elétrico com alta penetração de energias renováveis intermitentes apresenta desafios significativos. Os operadores precisam lidar com a variabilidade da geração dessas fontes, respondendo às mudanças no perfil de consumo e na disponibilidade dos recursos naturais, como vento e sol.

A inserção crescente de energias renováveis intermitentes pode causar volatilidade nos preços da eletricidade, inclusive com ocorrência de preços negativos. Isso destaca a necessidade de flexibilidade tanto na oferta quanto na demanda de energia, tornando os recursos de armazenamento fundamentais para agregar essa flexibilidade.

Para lidar com esses desafios, governos, reguladores e operadores têm adotado uma série de medidas. Isso inclui o desenvolvimento de mercados de capacidade para garantir a disponibilidade de recursos, o aprimoramento dos mercados de serviços auxiliares para preservar a estabilidade do sistema e investimentos em linhas de transmissão para melhorar a interconexão entre os mercados.

Além disso, a inserção de recursos de armazenamento é vista como uma solução crucial para oferecer flexibilidade e segurança ao sistema elétrico, permitindo a absorção de excessos de geração em períodos de baixa demanda e a liberação dessa energia nos momentos de pico.

Em resumo, a transição energética está redefinindo o setor elétrico, exigindo adaptações tanto na operação quanto na regulação. A inserção de recursos de armazenamento desempenha um papel fundamental nesse processo, fornecendo a flexibilidade necessária para garantir a estabilidade e a segurança do abastecimento de energia elétrica em um cenário cada vez mais diversificado e descentralizado.



2.4. SERVIÇOS QUE PODEM SER OFERTADOS POR SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A definição do armazenamento de energia no contexto do sistema elétrico é essencial para entender seu papel na transição energética. Basicamente, consiste na conversão de energia elétrica em uma forma que pode ser armazenada, o armazenamento dessa energia e sua posterior reconversão em energia elétrica, incluindo a capacidade de potência.

Os sistemas de armazenamento desempenham um papel fundamental na integração em larga escala de geração renovável intermitente, o que é crucial para expandir a matriz elétrica com menores emissões de carbono. Eles atuam como elementos de estabilização entre uma oferta de energia cada vez menos flexível e uma demanda com baixa elasticidade às oscilações de curto prazo nos preços.

Além disso, os sistemas de armazenamento contribuem para garantir que haja capacidade instalada suficiente para atender à demanda máxima do sistema, ampliando tanto a capacidade quanto a flexibilidade do sistema elétrico. Essas tecnologias podem ser implantadas em todos os segmentos do sistema elétrico, desde a geração centralizada até a distribuição e até mesmo dentro das unidades consumidoras, sejam elas industriais, comerciais ou residenciais.

Quanto aos serviços que os sistemas de armazenamento podem oferecer, eles podem ser classificados de acordo com diferentes segmentos do setor elétrico. Isso inclui serviços ao mercado atacadista, serviços auxiliares para garantir a estabilidade do sistema, aplicação no segmento de transmissão, distribuição, atendimento aos consumidores e até mesmo em sistemas off-grid, fora da rede principal. Essa classificação permite uma compreensão abrangente dos potenciais benefícios que os sistemas de armazenamento podem proporcionar em todo o sistema elétrico.

2.5. SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB)

O armazenamento de energia desempenha um papel fundamental como mediador entre as fontes de energia variáveis e as cargas variáveis. Ele permite mover e disponibilizar energia no momento adequado, possibilitando o uso da energia gerada em um momento posterior. Com a intermitência das fontes renováveis, como a energia eólica e solar, o armazenamento de energia elétrica torna-se crucial para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), permitindo a implementação e operação de uma rede elétrica mais inteligente, confiável, sustentável e eficiente.

Além de nivelar a carga e otimizar a operação das fontes renováveis, o armazenamento de energia no SEB é importante para a integração da geração distribuída renovável, que tem crescido significativamente no Brasil. Os sistemas de armazenamento distribuídos podem beneficiar as cargas ativas,



especialmente no balanceamento da carga e no controle de frequência. Além disso, esses sistemas podem ajudar a resolver problemas relacionados à qualidade da energia, confiabilidade das redes de distribuição e gerenciamento do abastecimento.

Para garantir a eficácia do armazenamento de energia no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), é crucial que o órgão regulador tome medidas rapidamente, seguindo exemplos de países desenvolvidos como Estados Unidos, Alemanha e Austrália. A implementação de sistemas de armazenamento com tecnologias maduras, desempenho satisfatório e viabilidade econômica é essencial. Isso sugere que leilões de reserva de capacidade com sistemas de armazenamento de energia podem ser realizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Essa abordagem demonstra um reconhecimento crescente da importância do armazenamento de energia no contexto da transição energética no Brasil e dá um sinal claro aos investidores da potencialidade do mercado de capacidade e para que soluções eficientes com sistemas de armazenamento possam ser cada vez mais competitivas.

2.5.1. REGULAÇÃO BRASILEIRA

Paralelamente às resoluções específicas para a geração renovável, a Resolução Normativa (REN) 697/15 regulamentou a remuneração para serviços ancilares como reserva de potência, controle de potência, black start e compensação reativa. No entanto, a remuneração tem sido amplamente questionada pelos agentes do setor, especialmente os de geração. Em 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abriu a Tomada de Subsídios (TS) 6/19 para colher subsídios a fim de aprimorar a REN 697/15, mas até o momento não houve realinhamento. Nesta consulta pública, a ANEEL menciona o armazenamento como possível provedor desses serviços.

Outra tomada de subsídios (TS 11/20) foi instaurada pela ANEEL especificamente para o armazenamento, a fim de colher informações dos agentes sobre como abordar essa questão. Além dessas resoluções e consultas públicas apresentadas, fatores regulatórios relevantes que induzem a ação da ANEEL incluem:

A Consulta Pública 33 do Ministério de Minas e Energia (MME) de 2017, que propõe uma transformação para uma visão mais competitiva do setor elétrico, com menos subsídios, como a compensação de energia e o desconto de 50% nas tarifas de transporte.

O Grupo de Trabalho (GT) de Modernização do MME de 2019, que abraça as considerações da CP 33 e incorpora outras providências para a mudança do setor elétrico.

Projetos de lei como o PL 414/21 e outros que incorporam mudanças no setor.

A Consulta Pública 039/23 foi aberta em 17 de outubro de 2023 com o objetivo de discutir alternativas regulatórias para a incorporação de sistemas de



armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a ANEEL propõe uma série de atividades conforme previstas na Agenda Regulatória para o ciclo 2022/2023. A proposta busca avançar no processo de adaptação regulatória para apoiar a transição energética sustentável, incluindo a inserção de usinas reversíveis como ferramenta nesse contexto.

Com base no objetivo geral de facilitar a inserção de novas soluções de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro, foram definidos cinco objetivos específicos, para os quais a ANEEL propõe oito soluções normativas e cinco soluções não-normativas.

A ANEEL realizou alterações na Resolução Normativa 1.030/2022, consolidando diversos pontos, incluindo os atos regulatórios relacionados ao programa de Resposta da Demanda e à prestação de serviços ancilares. Uma das mudanças significativas foi a introdução da figura do Agregador de Carga para operação de capacidade.

Exatamente, o armazenamento de energia torna-se ainda mais relevante nesse contexto. Existe uma grande oportunidade para que o armazenamento trabalhe em conjunto com as fontes renováveis, não apenas para reduzir os custos de demanda de energia e transporte, mas também para atuar junto à carga e na prestação de serviços de Resposta da Demanda. Essa integração entre armazenamento e fontes renováveis pode ajudar a otimizar o uso de energia e a tornar o sistema elétrico mais eficiente e sustentável.

Correto, em termos de funcionalidade, o sistema de armazenamento pode ser visto como um subsistema do sistema de geração de energia. Ele está sujeito às mesmas regras de despacho seletivo, regulamentação e cobrança de tarifas que se aplicam às outras formas de geração de energia. Em situações onde os sistemas de armazenamento operam em conjunto com sistemas já conectados, não seria necessária uma adaptação regulatória específica. Dessa forma, o sistema de armazenamento poderia ser empregado sem restrições regulatórias adicionais, desde que esteja em conformidade com as regulamentações existentes.

2.5.2. BENEFÍCIOS AO SISTEMA ELÉTRICO

2.5.2.1. MERCADO ATACADISTA

2.5.2.1.1. ARBITRAGEM DE PREÇO

A compra de eletricidade no mercado quando os preços estão baixos e a subsequente venda quando os preços estão mais altos constituem uma estratégia de arbitragem de preço. Esse processo aproveita naturalmente a dinâmica de oferta e demanda, utilizando o mecanismo do mercado. Essa flexibilidade oferecida pelo armazenamento é fundamental para otimizar o desempenho financeiro dos agentes comerciais no mercado de energia.

2.5.2.2. SUPRIMENTO DE CAPACIDADE



A capacidade é essencial para garantir que haja recursos de geração disponíveis para atender à demanda de energia elétrica e fornecer serviços auxiliares quando necessário, aumentando assim a segurança do suprimento. Geralmente, essa capacidade é mais necessária nos momentos de pico de carga, quando a demanda atinge seus níveis mais altos.

2.5.2.3. CORTE DE PICO DA DEMANDA (PEAK SHAVING)

O objetivo é evitar a necessidade de instalar capacidade adicional de Transmissão e Distribuição (T&D) para lidar com os picos de uma carga altamente variável. Esses picos de demanda podem ocorrer em diferentes pontos da rede elétrica, desde a interface entre o consumidor e a distribuidora, até os níveis mais altos da rede de transmissão e subestações de alta e média tensão (SEs AT/MT). Esses pontos críticos frequentemente exigem um aumento na capacidade da rede para atender à demanda durante os picos de consumo.

2.5.2.4. DESPACHO ÓTIMO DE GERAÇÃO

No mercado brasileiro, o preço spot, também conhecido como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), é determinado por meio de uma série de programas de otimização, incluindo o NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Esses programas têm como objetivo principal otimizar o uso dos reservatórios das usinas hidrelétricas, visando minimizar o custo operacional de geração de energia. Dentro desse processo de despacho otimizado de geração, os sistemas de armazenamento desempenham um papel crucial ao deslocar a geração para fontes mais baratas ao longo do horizonte de análise, que pode ser diário, semanal, mensal ou anual.

2.5.2.5. SERVIÇOS ANCILARES

Os serviços ancilares são uma classe de aplicações adicionais para o armazenamento de energia. O termo "ancilar" vem do latim "ancillaris", que significa "que serve". Esse conceito surgiu na década de 1990, durante a reestruturação do setor elétrico, quando se buscava incorporar um conjunto de serviços a serem disponibilizados de forma competitiva no mercado, rompendo com o monopólio tradicional. Em alguns países, esses serviços estão sendo realmente fornecidos pelo mercado, enquanto em outros ainda permanecem sob a responsabilidade das concessionárias de energia. No Brasil, a regulamentação dos principais serviços ancilares é estabelecida pela REN 1.030/22. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável por identificar os agentes aptos a participar do fornecimento desses serviços.

2.5.2.6. REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA

O armazenamento de energia demonstra um desempenho satisfatório e adequado quando se trata do serviço de regulação de frequência (Akhil, et al., 2016). Esse serviço consiste na resposta imediata e automática de potência a uma mudança na frequência do sistema detectada localmente, conhecida como



resposta primária. A regulação é crucial para garantir que a geração em todo o sistema possa atender à carga de forma eficiente, evitando picos ou quedas na frequência que possam causar instabilidades de longo prazo na rede. Atualmente, esse serviço é fornecido por geradores com controle automático de geração (CAG), que utilizam a própria frequência como variável de entrada para ajustar o despacho das unidades geradoras.

2.5.2.7. RESERVAS OPERACIONAIS (GIRANTES E NÃO GIRANTES)

As reservas de regulação de frequência incluem reservas girantes, não-girantes e suplementares. A reserva girante refere-se à capacidade de geração que está online e pronta para atender à carga imediatamente em resposta a um evento de contingência inesperado, como interrupções não planejadas na geração ou variações abruptas na carga. Essa reserva girante fornece tanto a inércia (reserva primária) quanto a capacidade de controlar o despacho (reserva secundária) para lidar com distúrbios no equilíbrio entre carga e geração.

2.5.2.8. SUPORTE DE TENSÃO (GESTÃO DE REATIVOS)

A regulação de tensão garante um fluxo contínuo de eletricidade em toda rede elétrica. A tensão no sistema de transmissão e distribuição deve ser mantida dentro de certos limites conforme determinam os procedimentos de rede do ONS, para que assim seja garantida que a potência ativa e reativa atendam a demanda. Para gerenciar a reatância, os operadores precisam de recursos de suporte de tensão para compensar os efeitos reativos, a fim de alcançar uma operação estável. Embora a quantidade de energia necessária para o suporte de tensão seja baixa e a energia gasta esteja ligada às perdas do conversor, a interface eletrônica do conversor pode atuar como suporte de reativo e controle de tensão.

Os sistemas de armazenamento, por meio de conversores eletrônicos, podem desempenhar um papel importante no controle da energia reativa e/ou da tensão, contribuindo para otimizar a operação das fontes renováveis. Esses sistemas podem fornecer ou absorver energia reativa conforme necessário para manter a tensão dentro dos limites adequados na rede elétrica. Isso é especialmente útil em sistemas com alta participação de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, que podem causar flutuações na tensão da rede. O armazenamento de energia pode ajudar a suavizar essas flutuações, garantindo uma operação mais estável e confiável do sistema elétrico.

2.5.2.9. AUTO RESTABELECIMENTO (BLACK START)

Em caso de interrupção na rede elétrica, os equipamentos instalados em algumas usinas geradoras desempenham um papel crucial na recomposição da rede de transmissão e distribuição após uma perda total de energia, o que é conhecido como "black start". Esse processo de recomposição é essencial para restaurar rapidamente a operação das subestações e retomar o funcionamento das redes locais.



Os sistemas de armazenamento desempenham um papel importante nesse contexto, fornecendo uma reserva ativa de potência e energia para a rede. Eles podem ser utilizados para restabelecer o sistema após uma falha catastrófica, fornecendo energia quando as fontes tradicionais de geração não estão disponíveis. Esses sistemas de auto estabelecimento estão se tornando cada vez mais importantes para tornar os sistemas elétricos mais resilientes, especialmente diante de ameaças climáticas e outras situações de emergência.

2.5.2.10. LOAD FOLLOWING

Esse serviço é caracterizado pela variação frequente na potência de saída, que ocorre em resposta ao equilíbrio entre o suprimento e a carga elétrica dentro de uma região específica. Ele gerencia a diferença entre a saída do gerador agendada para o próximo dia, a saída atual do gerador e a demanda atual. O armazenamento de energia é adequado para essa aplicação por várias razões: a maioria dos tipos de armazenamento pode operar com saída parcial com bom desempenho; a maioria dos tipos de armazenamento responde rapidamente em comparação com várias formas de geração; e o armazenamento pode ser efetivamente utilizado tanto durante o aumento da carga (follow-up de carga) quanto durante a redução (queda de carga), através dos processos de descarga e carga.

2.5.2.11. GRID FORMING

"Grid forming" se refere a uma técnica ou capacidade de geração de energia que permite que uma fonte de energia, como um sistema de armazenamento, assuma o controle da frequência e da tensão da rede elétrica, agindo como uma referência para o restante do sistema. Em outras palavras, em vez de depender de uma fonte de energia convencional para fornecer uma referência de frequência e tensão, como acontece em sistemas tradicionais, uma fonte "grid forming" é capaz de iniciar e manter a operação da rede elétrica, mesmo em situações em que a conexão com a rede principal é perdida. Isso é particularmente útil em sistemas autônomos ou isolados, como micro redes ou sistemas de energia renovável distribuída, onde a estabilidade e a confiabilidade da rede precisam ser mantidas mesmo em condições adversas.

2.5.2.12. QUALIDADE E CONFIABILIDADE DE ENERGIA

O serviço de Qualidade de Energia é fundamental para garantir que as cargas dos consumidores recebam energia elétrica de forma confiável e estável, sem distorções ou interrupções prejudiciais. O armazenamento de energia desempenha um papel importante nesse serviço, pois pode ser utilizado para fornecer energia de reserva ou para corrigir rapidamente flutuações de tensão e distorções harmônicas na rede elétrica, garantindo assim uma entrega de energia mais estável e de melhor qualidade aos consumidores.

2.5.2.13. GERENCIAMENTO DOS CUSTOS



Ao implementar tarifas de energia e transporte variáveis ao longo do dia, as concessionárias podem incentivar os consumidores a distribuírem seu consumo de eletricidade de forma mais equilibrada ao longo das 24 horas. Isso pode ser alcançado através do uso de armazenamento de energia para reduzir ou eliminar picos de potência durante os períodos de pico.

B. DETALHAMENTO DOS PONTOS DE CONTRIBUIÇÃO TÉCNICA

Os leilões de reserva de capacidade desempenham um papel crucial na garantia da segurança e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, especialmente durante os períodos de maior demanda. Neles, as empresas de energia oferecem sua capacidade de geração, incluindo diversas tecnologias como termelétricas, hidroelétricas, renováveis e armazenamento de energia.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) coordena esses leilões, adquirindo a capacidade necessária para assegurar que haja energia suficiente disponível para atender à demanda máxima do sistema elétrico. Dessa forma, o leilão busca garantir um mix diversificado de capacidades de geração, adaptando-se às necessidades específicas do mercado de energia.

Essa diversificação de tecnologias contribui para a estabilidade e resiliência do sistema elétrico, reduzindo os riscos associados à dependência de uma única fonte de energia. Assim, os leilões de reserva de capacidade desempenham um papel fundamental na promoção da segurança energética e no fornecimento confiável de eletricidade para os consumidores.

Ampliar a competição entre os proponentes ao limitar as restrições técnicas é uma estratégia para promover um mercado mais dinâmico e competitivo nos leilões de reserva de capacidade. Isso significa reduzir as barreiras de entrada e permitir que um maior número de participantes, incluindo empresas de diferentes portes e tecnologias, possam concorrer de forma mais equitativa.

Ao limitar as restrições técnicas, como requisitos específicos de tecnologia ou regulatórios, os leilões se tornam mais acessíveis a uma variedade de participantes, incentivando a inovação e a diversificação no mix de capacidade de geração oferecida. Isso pode resultar em propostas mais competitivas e preços mais atrativos para os consumidores finais.

Além disso, ao ampliar a competição, aumenta-se a probabilidade de que as soluções mais eficientes e economicamente viáveis sejam selecionadas, contribuindo para a otimização dos recursos e para a redução dos custos de energia elétrica no longo prazo. No geral, essa abordagem visa criar um ambiente mais favorável ao desenvolvimento do setor elétrico, com benefícios tanto para os participantes do mercado quanto para os consumidores.



1. ATRIBUTOS IMPORTANTES QUE OS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO PODEM OFERECER E QUE DEVEM SER CONSIDERADOS NO LRCAP 2024

1.1. VERSATILIDADE DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

As baterias são extremamente versáteis em termos de instalação, podendo ser implementadas em uma variedade de locais e ambientes. Sua flexibilidade permite que sejam instaladas em áreas urbanas densamente povoadas, em zonas rurais remotas ou mesmo em ambientes industriais e comerciais. Além disso, sua modularidade possibilita ajustes na escala de instalação, desde sistemas de pequeno porte para uso residencial até grandes instalações para suporte ao sistema elétrico em nível de rede. Essa versatilidade de instalação das baterias é um dos principais atrativos para sua adoção em diferentes aplicações dentro do setor elétrico. Além disso as baterias podem ser instaladas em prazos de até 8 meses.

1.2. FRANQUIA

As baterias têm a capacidade de serem despachadas diariamente, não necessitando da restrição de franquia de 120 horas estabelecida para o LRCAP. Recomendamos uma franquia mínima de 120 horas e máxima de 1460 horas por ano. Isso significa que as baterias poderão operar diariamente por até 4 horas quando despachadas pelo ONS.

1.3. COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES EXISTENTES

As baterias podem ser instaladas em instalações existentes para compartilhar o uso da Rede de Distribuição e Transmissão, conforme permitido pela regulação atual, garantindo uma melhor eficiência no uso das baterias:

- Nas usinas renováveis existentes: podem complementarmente utilizar o excedente de geração.
- Nas cargas: melhorar a eficiência do uso da rede.

1.4. PROVEDOR EXCLUSIVO DE CAPACIDADE

As baterias somente provem capacidade pois não geram energia. Por este motivo podem compartilhar instalações existentes sem alterar a estrutura de contrato de energia existente. Elimina desafio de liquidação da energia pois as baterias impactam somente o DEC de CAPACIDADE.

1.5. AGREGADOR DE CAPACIDADE

As baterias podem ser instaladas de forma distribuída e gerenciadas de forma centralizada pelo AGREGADOR DE CAPACIDADE. Este formato facilitará o despacho centralizado pelo ONS das baterias.

1.6. VIRTUAL POWER PLANT - VPP



Um VPP (Virtual Power Plant), ou usina elétrica virtual, é um conceito no qual múltiplos recursos de armazenamento de energia e carga são combinados e coordenados para fornecer serviços de energia de maneira coordenada e integrada. No contexto das baterias, um VPP pode ser usado para agregar e controlar diversas unidades de armazenamento distribuídas em diferentes locais.

Com a implementação de um VPP em baterias, várias unidades de armazenamento de energia podem ser virtualmente agrupadas e gerenciadas como uma única entidade. Isso permite que as baterias respondam de forma coordenada às necessidades do sistema elétrico, fornecendo serviços como regulação de frequência, ajuste de tensão, resposta à demanda e suporte durante picos de carga.

Além disso, o VPP pode otimizar a operação das baterias com base em sinais de preços de mercado de energia, previsões de demanda e outras variáveis, garantindo uma utilização mais eficiente e econômica dos recursos de armazenamento.

1.7. ALOCAÇÃO DISTRIBUÍDA

As baterias podem ser instaladas de forma distribuída, contribuindo de maneira mais eficiente para o fornecimento de capacidade ao sistema elétrico. Essa distribuição estratégica das baterias permite uma adequação mais eficiente às futuras modificações do sistema elétrico e do Sistema Interligado Nacional (SIN), além de possibilitar uma atuação mais eficiente em restrições do sistema elétrico. Dessa forma, as baterias não apenas oferecem flexibilidade operacional, mas também ajudam a garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

1.8. BARRA DO PONTO DE CONEXÃO

Quando um sistema de armazenamento de energia não está conectado diretamente a uma barra assistida pelo ONS, é necessário utilizar uma barra de simulação que represente adequadamente o ponto de conexão do empreendimento. Essa barra de simulação deve ser influenciada pelo ponto de conexão real adotado pelo sistema de armazenamento.

O vendedor ou operador do sistema de armazenamento precisa solicitar à distribuidora local uma avaliação para determinar qual seria o ponto de conexão equivalente na barra assistida pelo ONS, que reflita com precisão o ponto de conexão do sistema de armazenamento. Identificar corretamente esse ponto de conexão é crucial para garantir a alocação adequada da capacidade durante o processo de programação diária conduzido pelo ONS.

Esse processo visa garantir que a integração do sistema de armazenamento na rede elétrica seja feita de forma eficiente e que sua operação não afete negativamente a estabilidade ou o desempenho geral do sistema elétrico.



1.9. SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO

Para garantir que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tenha acesso às medições precisas do despacho do sistema de armazenamento de energia, é necessário instalar um medidor entre o sistema de armazenamento e o ponto de conexão. Isso é essencial para fornecer informações precisas à CCEE sobre o montante real despachado de capacidade, que será considerado no perfil do Agregador de Capacidade.

Desta forma, o vendedor ou operador do sistema de armazenamento pode garantir que a CCEE tenha acesso às medições precisas do despacho de energia, permitindo uma gestão eficiente e transparente da capacidade despachada para a rede elétrica.

1.10. VELOCIDADE DE RESPOSTA E SEM RAMPAS

As baterias podem fornecer um atributo de capacidade com rampas de entrada e saída próximas a zero, chegando a até 300 milissegundos, e com uma elevada velocidade de resposta. Essa capacidade de resposta extremamente rápida permite que as baterias sejam acionadas instantaneamente para atender às variações de demanda ou suprir eventuais picos de carga, contribuindo para a estabilidade e eficiência do sistema elétrico.

1.11. DURAÇÃO DE OPERAÇÃO CONTÍNUA

As baterias têm um limite de operação com duração máxima de até 4 horas, podendo ser subdividido em diversas operações diárias. Isso significa que as baterias podem ser utilizadas para fornecer energia ou capacidade durante períodos específicos ao longo do dia, de acordo com as necessidades do sistema elétrico. Essa flexibilidade permite uma gestão eficiente dos recursos de armazenamento, otimizando sua utilização e contribuindo para a estabilidade do sistema.

1.12. GERAÇÃO DE CARGA

As baterias podem gerar carga ao sistema elétrico para minimizar os efeitos de sobra de energia gerada, também conhecidos como constrained-off. Isso significa que elas podem absorver o excesso de energia produzida por fontes renováveis, como solar e eólica, durante períodos de baixa demanda ou alta geração, armazenando essa energia para uso posterior. Essa capacidade de absorção e armazenamento contribui para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia na rede elétrica, evitando desperdícios e maximizando a eficiência do sistema.

1.13. REIDI

Os sistemas de armazenamento podem ser habilitados a usufruir do REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura) como



forma de incentivar investimentos na área. O REIDI proporciona benefícios fiscais, como a suspensão da cobrança de PIS/PASEP e COFINS, além da depreciação acelerada para investimentos em infraestrutura, o que pode tornar os projetos de armazenamento de energia mais atrativos para os investidores. Essa medida visa promover o desenvolvimento e a expansão de infraestrutura energética, incluindo sistemas de armazenamento, contribuindo para a modernização e aprimoramento do setor elétrico.

1.14. PARÂMETROS OPERATIVOS E CARACTERÍSTICAS DE FLEXIBILIDADE OPERACIONAL

- (i) Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) \geq 1 hora, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras;
- (ii) Ton (tempo máximo de permanência na condição ligado) \leq 4 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras;
- (iii) Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) \leq 8 horas;
- (iv) R-up (tempo total de rampa de acionamento) \leq 0,5 hora;
- (v) R-dn (tempo total de rampa de desligamento) \leq 0,5 hora;
- (vi) Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) \leq 80%;
- (vii) o sistema deve apresentar característica de formador de rede (grid forming).

1.15. PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO E REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

- 1. Nome do EMPREENDIMENTO:
- 2. Localidade:
- 3. SUBMERCADO:
- 4. Ponto de conexão:
 - a) Barramento da subestação de conexão:; ou
 - b) BARRA DO PONTO DE CONEXÃO:
- 5. Tipo de Instalação (Isolado, Associado a Geração Renovável ou Associado a Carga):
- 6. Tipo de Representação (Própria ou Agregada):
- a) AGREGADOR Representante:
- b) Perfil do Agregador
- 7. POTÊNCIA INSTALADA do EMPREENDIMENTO: MW para operação contínua \leq a 4 horas nos termos da subcláusula 5.1.1 do CRCAP.
- 8. Data prevista para a entrada em operação comercial:/...../.....
- 9. INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA: %
- 10. Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada: %
- 11. Fator de Capacidade Máxima:%
- 12. Número de LOTES negociados no LEILÃO:.....
- 13. HABILITAÇÃO TÉCNICA na EPE:, de/...../.....
- 14. DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA do EMPREENDIMENTO:.....MW



15. Fator de conversão i: (unidade do fator)

1.16. FÓRMULA DE CÁLCULO DE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA

$$DISP_{POT} = (Pot \times FC_{max} - \Delta P) \times (1 - IP) \times (1 - TEIF)$$

Onde:

$DISP_{POT}$ = DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, expressa em MW;
 Pot = POTÊNCIA INSTALADA do(s) EMPREENDIMENTO(S), conforme descrito no APÊNDICE II deste CONTRATO, expresso em MW;
 FC_{max} = Fator de Capacidade Máxima, conforme valor declarado pelo VENDEDOR para o cálculo da POTÊNCIA DO EMPREENDIMENTO, nos termos do APÊNDICE II deste CONTRATO;
 IP = INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão;
 $TEIF$ = INDISPONIBILIDADE FORÇADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; e ΔP = consumo interno e perdas do(s) EMPREENDIMENTO(S) até o ponto de conexão do(s) EMPREENDIMENTO(S).

1.17. FÓRMULA DE CÁLCULO DA PARCELA DA RECEITA FIXA

$$PRF_m = \left(\sum_i^n RFU_m \times N_{Horas_OPC_{i,m}} \times \frac{Pot_{OC_{i,m}}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right) - 0,1 \times \left(\sum_k^n RFU_m \times N_{Horas_SUSP_{k,m}} \times \frac{Pot_{SUSP_{k,m}}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right)$$

Onde:

PRF_m : Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R\$, referente ao mês “m”;
 RFU_m : RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, do(s) EMPREENDIMENTO(S), no mês “m”;

$N_{Horas_OPC_{i,m}}$: número de horas em operação comercial do EMPREENDIMENTO “i”, no mês “m”;

$N_{Horas_SUSP_{k,m}}$: número de horas com operação comercial suspensa do EMPREENDIMENTO “k”, no mês “m”;

$Pot_{OC_{i,m}}$ = POTÊNCIA INSTALADA referente do EMPREENDIMENTO “i” comprometida com o CONTRATO e em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(S), expressa em MW, apurada no mês “m”;

$Pot_{SUSP_{k,m}}$ = POTÊNCIA INSTALADA referente do EMPREENDIMENTO “k” comprometida com o CONTRATO e com operação comercial suspensa do(s) EMPREENDIMENTO(S), expressa em MW, apurada no mês “m”;



POT_{total} = POTÊNCIA INSTALADA referente à completa capacidade do(s) EMPREENDIMENTO(S), comprometida com o CONTRATO, expressa em MW.

1.18. FÓRMULA DE CÁLCULO DA RECEITA FIXA UNITÁRIA

$$RFU_m = \frac{RF}{8760 \times DISP_{POT}}$$

Onde:

RFU_m = RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, do(s) EMPREENDIMENTO(S), no mês “m”;

RF = RECEITA FIXA anual atualizada, expressa em R\$;

1.19. FÓRMULA DE CÁLCULO DA PENALIDADE POR ATRASO

$$PAT_{EMP} = 0,15 \times no. de dias de atraso_{EMP} \times 24 \times RFU_m \times \left(\frac{Pot_{EMPAT}}{Pot_{total}} \right) \times DISP_{POT}$$

Onde:

PAT_{EMP} = Penalidade por atraso, expressa em Reais (R\$), de cada EMPREENDIMENTO;

$no. de dias de atraso_{EMP}$ = Número de dias de atraso do EMPREENDIMENTO;

Pot_{EMPAT} = POTÊNCIA INSTALADA referente ao EMPREENDIMENTO em atraso comprometida com o CONTRATO, expressa em MW;

1.20. FÓRMULA DE CÁLCULO DO REAJUSTE DA RECEITA FIXA

$$RF = RF_0 \times \left(\frac{I_m}{I_0} \right)$$

Onde:

RF = valor atualizado da componente da RECEITA FIXA, aplicado ao mês “m”;

RF_0 = valor inicial da componente da RECEITA FIXA, conforme estabelecido na Subcláusula 7.2

I_m = número índice do IPCA do mês de #####; e,



I_0 = número índice do IPCA referente ao mês de ##### de 20##.

1.21. FÓRMULA DE CÁLCULO DA PENALIDADE PELO NÃO ATENDIMENTO AO DESPACHO CENTRALIZADO

$$PEN_NDESP_m = \sum_i^n \sum_h^{mês} 1,15 \times \max [0; \min(OBRIG_{i,h}; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1 \text{ hora}) - VERIF_{i,h}] \times RFU_m$$

Onde:

PEN_NDESP_m = valor da penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS, expresso em R\$, referente ao mês “m”;

$OBRIG_{i,h}$ = obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh;

$VERIF_{i,h}$ = ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i”, expresso em MWh;

Pot_{oc} : POTÊNCIA INSTALADA referente ao(s) EMPREENDIMENTO(s) comprometidos com o CONTRATO e em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(s), expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”;

1.22. FÓRMULA DE CÁLCULO DA PENALIDADE PELO NÃO ATENDIMENTO AOS COMPROMISSOS DE ENTREGA DE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA

$$PEN_FID_m = \min [(\sum_i^n \sum_h^{mês} 0,05 \times \max [0; \min(OBRIG_{i,h}; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1 \text{ hora}) - VERIF_{i,h}] \times RFU_m); 0,5 \times RF]$$

Onde:

PEN_FID_m = valor da penalidade mensal pela indisponibilidade, expresso em R\$, expresso em R\$, referente ao mês “m”;

$OBRIG_{i,h}$ = obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh;

$VERIF_{i,h}$ = ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i”, expresso em MWh;

Pot_{oc} : POTÊNCIA INSTALADA referente ao(s) EMPREENDIMENTO(s) comprometidos com o CONTRATO e em operação comercial do(s)



EMPREENDIMENTO(s), expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”;

1.23. FÓRMULA DE CÁLCULO DA A PENALIDADE PELA DECLARAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE ACIMA DOS ÍNDICES DE REFERÊNCIA

$$PEN_DECL_m = \sum_i^n \sum_h^{mês} 1,1 \times máx \left[\left(DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \right) - DISP_DECL_{i;h} \right] \times 1 \text{ hora}; 0] \times RFU_m$$

Onde:

PEN_DECL_m = valor da penalidade pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência informados no ato do cadastramento, expresso em R\$, referente ao mês “m”; e

$DISP_DECL_{i;h}$ = Disponibilidade de potência efetiva declarada ao ONS de que trata a subcláusula 5.3, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, no período de comercialização “h”, expresso em MW.

1.24. FÓRMULA DE CÁLCULO DA MULTA DE RESOLUÇÃO DO CONTRATO

$$Multa = 3 \times \left(\sum_{Empreendimento(s)} RF \right)$$

Onde:

RF : valor da RECEITA FIXA do(s) EMPREENDIMENTO(S), vigente na data de RESOLUÇÃO, expresso em R\$/ano, nos termos da Cláusula 6ª;

1.25. COMPLEMENTO DE DEFINIÇÕES

AGREGADOR: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na categoria de consumidor, comercializador e gerador, responsável por agregar e centralizar CAPACIDADE para atender aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência estabelecidos no CONTRATO.

BARRA DO PONTO DE CONEXÃO: Barra de simulação do caso elétrico que identifica o ponto de conexão do EMPREENDIMENTO. Caso a carga esteja conectada fora da rede de simulação do caso elétrico do ONS, orientamos que o VENDEDOR entre em contato com a distribuidora para avaliar qual o ponto de conexão equivalente que identifica o seu ponto de conexão. A identificação



correta do ponto de conexão é fundamental para o processo de alocação da capacidade no processo de programação diária do ONS.

HABILITAÇÃO TÉCNICA: registro, cadastramento e habilitação técnica do EMPREENDIMENTO junto à EPE, nos termos das DIRETRIZES;

POTÊNCIA INSTALADA: potência elétrica ativa nominal do EMPREENDIMENTO, para operação contínua menor ou igual a 4 horas, nos termos da subcláusula 5.1.1, comprometidas com este CONTRATO, nos termos da respectiva HABILITAÇÃO TÉCNICA, conforme APÊNDICE I do CONTRATO, expressa em MW;

C. LEVANTAMENTO E ANÁLISE DOS DOCUMENTOS PARA CADASTRO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE

1. INTRODUÇÃO

A integração de novas tecnologias no setor energético, particularmente aquelas que apoiam a transição para fontes renováveis, requer uma abordagem meticulosa tanto no planejamento quanto na implementação. O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2024 representa um marco significativo nesta jornada, ao incorporar pela primeira vez a participação de sistemas de armazenamento de energia, com destaque para os sistemas de armazenamento por baterias (BESS). Esta inclusão não só reflete o compromisso com a inovação tecnológica e a sustentabilidade, mas também impõe desafios regulatórios e operacionais que devem ser cuidadosamente geridos.

Neste sentido, esta contribuição apresenta a documentação recomendada e os requisitos para o cadastramento de empreendimentos de agentes fotovoltaicos que poderão servir como modelo adaptado para a inclusão de empreendimentos de armazenamento no Leilão de Reserva de Capacidade. Para isso verificou-se as formalidades necessárias dispostas nas “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica”, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O procedimento abrange múltiplas etapas e requisitos, incluindo diretrizes gerais, solicitação de cadastramento e habilitação técnica, documentação exigida, requisitos da documentação, e procedimentos para o envio de documentação complementar e recursos administrativos.

O principal objetivo é estabelecer a apresentação da documentação de sistemas de armazenamento, que poderão ou não estar associados a uma usina renovável ou não, visando ao processo de cadastramento e habilitação técnica na EPE.



No caso de sistemas de armazenamento associados a usinas renováveis, a solicitação envolve o preenchimento do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE) e a regularização dos dados e da documentação apresentada. Requerimentos específicos de cadastramento devem ser atendidos, podendo incluir a reapresentação de documentos para empreendimentos previamente cadastrados em leilões anteriores e a solicitação de cadastramento para fins de Declaração de Aptidão à Inscrição no Leilão (DAIL).

No caso em análise, a documentação para usinas renováveis compreende vários documentos obrigatórios, tais como o registro na ANEEL, memorial descritivo do projeto, licenças e estudos de impacto ambiental, parecer de acesso, ficha de dados do empreendimento, prova do direito de uso ou disposição do local da instalação, e declaração para fins de cadastramento e habilitação técnica.

Tal documentação deve ser apresentada em português, seguindo o Sistema Internacional de Unidades Métricas, e deve ser organizada conforme indicado no manual, incluindo mapas, plantas, e desenhos em escalas apropriadas. Documentos assinados devem ter as firmas reconhecidas e as cópias dos documentos devem ser autenticadas.

Entendemos que os mesmos requisitos devem ser adaptados para os empreendimentos de armazenamento, inclusive, durante a análise técnica, podem ser solicitados documentos complementares pela EPE. Além disso, em caso de inabilitação técnica, há previsão de recurso administrativo, devendo o empreendedor apresentar os documentos originais que resultaram em sua habilitação técnica, exceto os estudos e relatórios de impacto ambiental, caso o empreendimento seja vencedor no leilão.

2. DA DOCUMENTAÇÃO

a. Registro na ANEEL:

Documento obrigatório que demonstra o registro na ANEEL do empreendimento renovável quando tiver um sistema de armazenamento associado, compatível com as características técnicas do projeto. No caso de sistemas de armazenamento associados a usinas renováveis caracterizadas como Geração Distribuída deve ser apresentado o registro junto a ANEEL caso a usina esteja conectada e em operação comercial ou o protocolo de solicitação de orçamento de conexão ou solicitação de orçamento estimado. No caso de sistemas de armazenamento junto a carga ou isolado, não necessita apresentar documentação.

b. Memorial Descritivo adaptado ao BESS:

As instruções da EPE para sistema de armazenamento exigem a entrega de documento com o detalhamento do BESS e do projeto da central geradora renovável quando tiver um sistema de armazenamento associado, incluindo identificação do empreendimento, desenhos de projeto, diagrama unifilar e Anotação de Responsabilidade Técnica (ART).



c. Licença e Estudos de Impacto Ambiental:

i. Licença Ambiental:

Emitida pelo órgão competente, compatível com as características técnicas do projeto e com a etapa do processo de licenciamento.

ii. Estudos e Relatórios de Impacto Ambiental:

Estudos Ambientais apresentados ao órgão competente no processo de licenciamento ambiental.

d. Orçamento de Conexão (Parecer de Acesso), Orçamento Estimado (Informação de Acesso) e Documento de Acesso Para Leilão (DAL):

Documento obrigatório que evidencia o parecer para acesso às instalações de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão ou Rede de Distribuição.

e. Ficha de Dados:

Documento gerado automaticamente pelo Sistema AEGE com os dados técnicos, cronograma, orçamento e características operacionais do sistema de armazenamento.

f. Certificações do BESS:

Dados que garantem que o sistema de armazenamento deve seguir as recomendações de entidades nacionais e internacionais.

g. Direito de Usar ou Dispor do Local:

Deve ser comprovado o direito de uso ou disposição do local do empreendimento, com documentos como contratos de locação, arrendamento, direito ou autorização de uso ou documentos que comprovem a propriedade, acompanhados de certidões de inteiro teor das matrículas dos imóveis.

h. Declaração para Fins de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Fotovoltaicos:

Declaração gerada automaticamente pelo Sistema AEGE, que deve ser concordada pelo empreendedor como parte do processo de cadastramento.

Além dos documentos principais listados anteriormente, a documentação exigida para o cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos nos leilões de capacidade pode incluir:

i. Anotação de Responsabilidade Técnica (ART):

Documentos relacionados aos profissionais responsáveis pelo projeto, incluindo ARTs específicas para os diversos aspectos do empreendimento, como projeto elétrico, civil, ambiental, etc., acompanhadas dos comprovantes de pagamento.

ii. Georreferenciamento e Memorial Descritivo do Georreferenciamento:

Documento que descreve a área do empreendimento com as coordenadas dos vértices definidores dos limites dos imóveis, referenciados ao Sistema Geodésico Brasileiro – SIRGAS 2000.



i. Contratos de Uso da Rede ou Documentos Equivalentes:

Isso pode incluir Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), Contratos de Conexão (CCT ou CCD), e seus eventuais aditivos contratuais, que asseguram o acesso à rede. Caso o sistema de armazenamento esteja conectado fora da rede de simulação do caso elétrico do ONS, deve ser apresentado o ponto de conexão equivalente que identifica o seu ponto de conexão informado pela distribuidora local.

j. Certidões Negativas de Débitos:

Certidões que comprovam a inexistência de débitos em aberto do empreendedor perante órgãos públicos.

k. Declaração de Não Ocorrência de Fatos Impeditivos:

Declaração assinada pelo representante legal do empreendedor, atestando que não ocorreram fatos que possam impedir a habilitação técnica do empreendimento.

l. Estudo de Integração Elétrica:

Para alguns empreendimentos, pode ser necessário apresentar estudos que demonstrem a viabilidade da integração do projeto ao sistema elétrico existente.

m. Outros Documentos Exigidos pelo Órgão Ambiental:

Dependendo do local e das características do empreendimento, podem ser exigidos documentos adicionais específicos pelo órgão ambiental licenciador.

n. Documentos Adicionais Solicitados pela EPE:

Durante a análise técnica, a EPE pode solicitar documentos adicionais para esclarecimento de informações ou para complementação das análises necessárias à habilitação técnica dos empreendimentos.



Documento Exigido	BESS Associado a Usina Renovável	BESS Junto a Carga	BESS Isolado
1. Registro na ANEEL	Outorga na ANEEL do empreendimento renovável quando tiver um sistema de armazenamento associado, compatível com as características técnicas do projeto. No caso de sistemas de armazenamento associados a usinas renováveis caracterizadas como Geração Distribuída deve ser apresentado o registro junto a ANEEL caso a usina esteja conectada e em operação comercial ou o protocolo de solicitação de orçamento de conexão ou solicitação de orçamento estimado.	Não necessário	Não necessário
2. Memorial Descritivo	Memorial Descritivo do BESS com a usina renovável associada.	Memorial Descritivo do BESS.	Memorial Descritivo do BESS.
3. Licença Ambiental	Licença emitida pelo órgão ambiental competente, compatível com as características e etapas do projeto.	Licença emitida pelo órgão ambiental competente, compatível com as características e etapas do projeto.	Licença emitida pelo órgão ambiental competente, compatível com as características e etapas do projeto.
4. Estudos de Impacto Ambiental	Estudos detalhados apresentados durante o processo de licenciamento ambiental.	Estudos detalhados apresentados durante o processo de licenciamento ambiental.	Estudos detalhados apresentados durante o processo de licenciamento ambiental.
5. Parecer de Acesso / Orçamento de Conexão	Parecer para acesso às instalações de rede básica, demais instalações de transmissão ou rede de distribuição.	Contratos de Uso da rede (CUST e/ou CUSD) e os Contratos de Conexão (CCT e/ou CCD).	Parecer para acesso às instalações de rede básica, demais instalações de transmissão ou rede de distribuição.
6. Ficha de Dados do Empreendimento	Documento gerado automaticamente pelo Sistema AEGE com os dados técnicos, cronograma, orçamento e características operacionais do empreendimento.	Documento gerado automaticamente pelo Sistema AEGE com os dados técnicos, cronograma, orçamento e características operacionais do empreendimento.	Documento gerado automaticamente pelo Sistema AEGE com os dados técnicos, cronograma, orçamento e características operacionais do empreendimento.



7. Certificações do BESS	Certificações do BESS que seguem recomendações de entidades nacionais e internacionais.	Certificações do BESS que seguem recomendações de entidades nacionais e internacionais.	Certificações do BESS que seguem recomendações de entidades nacionais e internacionais.
8. Prova do Direito de Uso ou Disposição do Local	Deve ser comprovado o direito de uso ou disposição do local do empreendimento, com documentos como contratos de locação, arrendamento, direito ou autorização de uso ou documentos que comprovem a propriedade, acompanhados de certidões de inteiro teor das matrículas dos imóveis.	Deve ser comprovado o direito de uso ou disposição do local do empreendimento, com documentos como contratos de locação, arrendamento, direito ou autorização de uso ou documentos que comprovem a propriedade, acompanhados de certidões de inteiro teor das matrículas dos imóveis.	Deve ser comprovado o direito de uso ou disposição do local do empreendimento, com documentos como contratos de locação, arrendamento, direito ou autorização de uso ou documentos que comprovem a propriedade, acompanhados de certidões de inteiro teor das matrículas dos imóveis.
9. Declaração para Fins de Cadastramento	Declaração gerada pelo Sistema AEGE, que deve ser concordada pelo empreendedor como parte do processo de cadastramento.	Declaração gerada pelo Sistema AEGE, que deve ser concordada pelo empreendedor como parte do processo de cadastramento.	Declaração gerada pelo Sistema AEGE, que deve ser concordada pelo empreendedor como parte do processo de cadastramento.

D. CONTRIBUIÇÃO DA MINUTA DA PORTARIA No ###/GM/MME, DE ## DE ##### DE 2024



TEXTO ORIGINAL	PROPOSTA	JUSTIFICATIVA
-	Art. 4 II - ...; III - ...; e IV - Produto Armazenamento 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de armazenamento, despachados centralizadamente.	Inclusão da tecnologia de armazenamento em linha com os leilões de reserva de capacidade realizados no mundo, em especial Europa e Japão. A tecnologia já se demonstrou competitiva deslocando a termoeletricidade em leilões, à exemplo da Itália. Reiteramos ao MME que esse produto é mais competitivo que os demais produtos propostos nesta CP, faz-se necessário o MME avaliar eventual prejuízo à modicidade tarifárias vis-à-vis a sujeição dos seus atos ao Controle Externo e Interno.
-	Art. 8 § 6º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD não são necessários na etapa de Habilitação Técnica par o Produto Armazenamento 2028.	Como o Leilão é por Margem de Escoamento, presume-se que o lance válido na barra escolhida já permite é o suficiente para a próxima etapa, CUST e CUSD devem ser apresentados após a etapa de adjudicação do resultado do Leilão para e celebração do Contrato LRCAP.
-	Art. 9 X - ...; XI - ...; e XII - empreendimentos de Armazenamento cujo compromisso de entrega seja inferior a 4 horas diárias ininterruptas ou consecutivas.	Para o adequado dimensionamento do sistema de Armazenamento faz-se necessário definir a disponibilidade diária nos 365 dias do ano. Lembrando que é possível, à exemplo de certames ocorridos na Europa que o dimensionamento ocorra para 4h, 6h até 8h diárias de entrega de potência.
Art. 9 I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero;	Art. 9 I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero e empreendimentos de armazenamento com CVU diferente de zero;	Explicitar a disponibilidade e a prioridade na utilização do ativo sem a necessidade de ordem de mérito.



-	Art. 12 ... IV - quinze anos para o Produto Armazenamento 2028, de que trata o inciso IV do art. 4º.	É possível atender perfeitamente a operação comercial e entrega de disponibilidade de potência para o Produto Armazenamento 2028 pelo período de 15 anos.
Art. 12 ... Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.	Art. 12 ... Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos, e para carregamento do Produto Armazenamento 2028, estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.	A tecnologia de armazenamento tem dupla característica: entregar energia/potência e também servir como carga, ou seja, pelo mesmo valor de potência disponível, é possível oferecer um serviço que não está disponível pelos demais produtos: ALOCAÇÃO DE CARGA EM MOMENTOS QUE A OFERTA SUPERA A DEMANDA (Constrained Off, Curtailment, Excedente Renovável em carga leve, por exemplo).
Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016.	Art. 7º-A Para fins de participação no LRCAP de 2024, não é necessário o estabelecimento de garantia física de energia para os empreendimentos de armazenamento.	O ativo está remunerado por disponibilidade de potência, sem CVU, liquidado por PLD (sua energia), não há necessidade de estabelecimento de Garantia Física. Facilitando a inclusão da tecnologia no certame.
-	Art. 12 ... IV - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Armazenamento 2028, de que trata o inciso IV do art. 4º.	
§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.	-	Parabenizamos ao MME pela iniciativa visando coibir a transferência de custos e eventual jogo entre o balanço de receita com o Unit Commitment, principalmente para o produto termelétrico. Salientamos que o tempo de resposta da tecnologia de armazenamento é de MILISEGUNDOS.



<p>§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p>	<p>-</p>	<p>Não está claro se a antecipação desloca os 15 anos de contrato para o início de data de suprimento ou se ela permite crescer anos ao CONTRATO (Ex. de 15 para 17 anos). Sugerimos revisar a redação para tornar mais clara a consequência de antecipação para a etapa de Edital e Contrato a ser desenvolvida pela ANEEL.</p>
<p>-</p>	<p>Art. 15. ... § 14. Não participará da etapa de margem de escoamento, empreendimento de armazenaneto que utilize conexão existente, limitado ao valor do CUST ou CUSD.</p>	<p>A tecnologia de armazenamento permite a utilização de conexões existentes de geração e carga, otimizando o uso dos sistemas de transporte e distribuição. Este benefício não é precificado no leilão o que motiva a inserção dessa regra de modo o tornar a competição entre os produtos mais equânimes, posto que cada produto possui suas vantagens e desvantagens intrínsecas.</p>
<p>-</p>	<p>Art. 21. A EPE deverá realizar Consulta Pública de até 15 dias das Instruções para Cadastramento e Habilitação técnica para a tecnologia de armazenamento.</p>	<p>Permitir a participação pública da sociedade em todas as etapas do certame.</p>
<p>-</p>	<p>Art. 22. Para o Produto Armazenamento 2028 será permitido o uso de Virtual Power Plant - VPP, desde que garantido o Despacho Centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.</p>	<p>Essa proposta visa apropriação pelos pagantes do LRCAP de outra característica singular da tecnologia de armazenamento, o uso de VPP, isto é, um único empreendimento pode estar presente e disponível ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, em diferentes barras do SIN, em regiões geoeletricas diferentes, inclusive.</p>



E. PROPOSTA DE MINUTA DE CONTRATOS DE POTÊNCIA DE RESERVA DE CAPACIDADE - CRCAP PARA PRODUTO ARMAZENAMENTO

CONTRATOS DE POTÊNCIA DE RESERVA DE CAPACIDADE - CRCAP Nº/xx
PRODUTO 20##/20##

CRCAP, NA MODALIDADE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, QUE ENTRE SI FAZEM A ##### E A CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE.

O VENDEDOR, **empresa** vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade No. ##/20## com o Produto Potência Armazenamento, nomeado e qualificado no QUADRO RESUMO (APÊNDICE I) deste Contrato, e o COMPRADOR, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, nomeada e qualificada no QUADRO RESUMO, quando em conjunto denominadas PARTES, e separadamente PARTE, neste ato representadas por seus representantes legais ao final assinados, nos termos de seus documentos societários e estatutários; CONSIDERANDO QUE:

1. os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, em conjunto com as disposições do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, do Decreto 10.707, de 28 de maio de 2021, estabelecem as condições para a contratação de RESERVA DE CAPACIDADE, na forma de potência, para o Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo os custos associados a tal contratação suportados pelos USUÁRIOS mediante pagamento do ENCARGO DE POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE - ERCAP;
2. a contratação de RESERVA DE CAPACIDADE, na forma de potência, é realizada mediante leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME;
3. a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, nos termos do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 10.707, de 2021, possui a atribuição de celebrar os contratos associados à contratação de RESERVA DE CAPACIDADE, na forma de potência, na qualidade de representante dos USUÁRIOS;
4. o VENDEDOR participou do xx Leilão para Contratação de RESERVA de CAPACIDADE (“LEILÃO”), promovido pela ANEEL, realizado em xx de xxxxxx de 20xx, conforme o Edital de Leilão nº xx/20xx ANEEL (“EDITAL”);
5. Conforme previsto no EDITAL, o VENDEDOR possui Capacidade através de Potência de Armazenamento para disponibilizar RESERVA DE CAPACIDADE, mediante a operação do(s) empreendimento(s) indicado(s) no QUADRO RESUMO, que poderão ser representados por AGREGADOR, doravante denominado “EMPREENHIMENTO(S)”;



6. a contratação da RESERVA DE CAPACIDADE, na forma de potência, deve observar o disposto na legislação/regulamentação, na CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, nas REGRAS e nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO aplicáveis;

As PARTES têm entre si justo e acordado celebrar o presente CONTRATO DE POTÊNCIA DE RESERVA DE CAPACIDADE – CRCAP, doravante denominado “CONTRATO” ou “CRCAP”, o qual se regerá pelas disposições da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, do Decreto 10.707, de 28 de maio de 2021, e demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, bem como pelas REGRAS e PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, e de acordo com as seguintes cláusulas e condições:

CLÁUSULA 1ª – DO OBJETO E ANEXOS DO CONTRATO

1.1. O CONTRATO tem por objeto estabelecer os termos e as condições que irão regular a contratação de RESERVA DE CAPACIDADE, na forma de potência proveniente do(s) EMPREENDIMENTO(S), a partir da DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO, na modalidade DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA.

1.2. A contratação de que trata a Subcláusula 1.1 destina-se, exclusivamente ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de ENERGIA ao SIN.

1.3. São partes integrantes do CONTRATO:

- a) APÊNDICE I – QUADRO RESUMO;
- b) APÊNDICE II - PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO; e
- c) APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

1.4. Em caso de divergências entre as disposições constantes do CONTRATO e os termos dispostos em seus apêndices, deverão prevalecer as disposições do CONTRATO.

CLÁUSULA 2ª – DAS DEFINIÇÕES E PREMISSAS

2.1. Para o perfeito entendimento e precisão da terminologia técnica empregada no CONTRATO e nos seus apêndices, os termos e expressões grafados em letra maiúscula, quando utilizados no CONTRATO, terão os significados relacionados no APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

2.2. A utilização das definições constantes do CONTRATO, no plural ou no singular, no masculino ou no feminino, não altera os significados a elas atribuídos no APÊNDICE III – DEFINIÇÕES.

CLÁUSULA 3ª – DA VIGÊNCIA DO CONTRATO E DO PERÍODO DE SUPRIMENTO

3.1. A vigência do CONTRATO terá início na data de sua celebração, encerrando-se no dia ## de ##### de 20##, observado o disposto na Subcláusula 3.4.

3.2. O PERÍODO DE SUPRIMENTO terá início à zero hora do dia 1º de ##### de 202# e término às 24 horas do dia ## de ##### de 20##.



3.3. O início do PERÍODO DE SUPRIMENTO poderá ser antecipado para data anterior a ## de ##### de 20##, desde que o esteja em operação comercial, desde que haja concordância do Poder Concedente, sendo vedada a alteração da data de seu término.

3.4. O término do prazo de vigência do CONTRATO não afetará quaisquer direitos ou obrigações anteriores a tal evento, ainda que seu exercício ou cumprimento se dê após o término do CONTRATO.

CLÁUSULA 4ª – DAS OBRIGAÇÕES DAS PARTES

4.1. É de inteira responsabilidade do VENDEDOR arcar com todos os riscos, obrigações e responsabilidades, TRIBUTOS, tarifas e encargos de conexão, de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, e aqueles relativos às perdas elétricas devidas e/ou verificadas entre o(s) EMPREENDIMENTO(S) e o ponto de conexão do(s) EMPREENDIMENTO(S).

4.2. O VENDEDOR é o responsável pela implantação, operação e manutenção do(s) EMPREENDIMENTO(S).

4.2.1. As exigências operacionais para a entrega da DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA contratada deverão ser integralmente atendidas pelo VENDEDOR, conforme as condições e padrões estabelecidos em PROCEDIMENTOS DE REDE e em PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO, em especial aqueles relativos à instalação e funcionamento do Sistema de Medição de Faturamento – SMF.

4.2.2. Em relação à operacionalização da entrega da DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA ao SIN, o VENDEDOR será responsável pela prática de todos os atos necessários, inclusive quanto a compra e venda de energia elétrica, e pela entrega de toda a documentação à CCEE, conforme os prazos e as condições previstos nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO aplicáveis, para fins de apuração da geração, modelagem do ativo de medição e outras finalidades relativas ao processo de contabilização e liquidação financeira referentes ao CONTRATO.

4.3. A CCEE promoverá a cobrança e o recolhimento do ERCAP para a CONTA DE POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE – CONCAP, com vistas ao pagamento da RECEITA FIXA estabelecida na Cláusula 6ª e de eventuais acréscimos monetários resultantes de mora, nos termos da Cláusula 10ª, bem como o recolhimento das penalidades apuradas, conforme Subcláusula 6.8 e Cláusula 8ª.

4.4. As PARTES promoverão todos os pagamentos e/ou recebimentos devidos, conforme as disposições estabelecidas no CONTRATO e na LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE.

4.4.1. Na definição dos valores monetários a serem lançados no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, serão considerados, de forma conjunta, os valores associados:

(i) à RECEITA FIXA;

(ii) à penalidade estabelecida na Subcláusula 6.8;

(iii) aos ressarcimentos e às penalidades estabelecidas na Cláusula 8ª; e

(iv) as demais disposições deste CONTRATO que envolvam acerto financeiro.



4.5. As PARTES promoverão todos os pagamentos e/ou recebimentos devidos, conforme as disposições estabelecidas no CONTRATO.

4.6. A DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA contratada não poderá ser disponibilizada por outro(s) EMPREENDIMENTO(S) do VENDEDOR, por outro AGENTE da CCEE, nem pelo conjunto dos AGENTES em razão de operação otimizada do SIN.

CLÁUSULA 5ª – DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA PELO VENDEDOR

5.1. O VENDEDOR se compromete a atender à totalidade dos despachos estabelecidos na programação diária e tempo real estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema - ONS para o dia programado, sem prejuízo para o atendimento do dia seguinte.

5.1.1. O VENDEDOR tem conhecimento que para cumprir o disposto na subcláusula 5.1 o empreendimento deve possuir características de flexibilidade operacional, cujos parâmetros de referência, definidos pelo ONS, conforme termos e conceitos definidos no Procedimento de Rede Módulo 4, Submódulo 5, tipo Procedimental, são os seguintes:

- (i) Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) \geq 1 hora, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras;
- (ii) Ton (tempo máximo de permanência na condição ligado) \leq 4 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras;
- (iii) Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) \leq 8 horas;
- (iv) R-up (tempo total de rampa de acionamento) \leq 0,5 hora;
- (v) R-dn (tempo total de rampa de desligamento) \leq 0,5 hora;
- (vi) Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) \leq 80%;
- (vii) o sistema deve apresentar característica de formador de rede (*grid forming*).

5.2. O VENDEDOR se compromete a declarar a disponibilidade de potência efetiva para a programação diária do ONS, se sujeitando à penalidade disposta na subcláusula 8.4.

5.3. O VENDEDOR se compromete a declarar ao ONS os parâmetros operativos do(s) EMPREENDIMENTO(S) para programação diária da operação com valores que atendam às condições de flexibilidade operacional.

5.4. O VENDEDOR se compromete à entregar a DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, em MW, no ponto de conexão do EMPREENDIMENTO, dada por:

$$DISP_{POT} = (Pot \times FC_{max} - \Delta P) \times (1 - IP) \times (1 - TEIF)$$



Onde:

$DISP_{POT}$ = DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA, expressa em MW;

Pot = POTÊNCIA INSTALADA do(s) EMPREENDIMENTO(S), conforme descrito no APÊNDICE II deste CONTRATO, expresso em MW;

FC_{max} = Fator de Capacidade Máxima, conforme valor declarado pelo VENDEDOR para o cálculo da POTÊNCIA DO EMPREENDIMENTO, nos termos do APÊNDICE II deste CONTRATO;

IP = INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão;

$TEIF$ = INDISPONIBILIDADE FORÇADA declarada no ato do cadastramento para o Leilão; e ΔP = consumo interno e perdas do(s) EMPREENDIMENTO(S) até o ponto de conexão do(s) EMPREENDIMENTO(S).

5.5. O descumprimento das obrigações previstas nesta Cláusula ensejará a aplicação de penalidades estabelecidas na Cláusula 8ª.

5.6. O atraso da entrada em operação das instalações de transmissão e/ou distribuição necessárias para o escoamento da potência a ser produzida pelo(s) EMPREENDIMENTO(S), que não estejam sob responsabilidade do VENDEDOR, não exime o VENDEDOR das obrigações estabelecidas no CONTRATO.

5.7. O Custo Variável Unitário - CVU de operação do(s) EMPREENDIMENTO(S) não será remunerado por este CONTRATO, sendo estes custos de responsabilidade do VENDEDOR.

5.8. A liquidação da energia utilizada ou gerada pela USINA associada ao empreendimento, se for o caso, será realizada conforme disposto nas resoluções da ANEEL e, quando for o caso, conforme as REGRAS e nos PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO. A energia utilizada ou gerada, e seus custos, serão de responsabilidade exclusiva do VENDEDOR.

CLÁUSULA 6ª – DA RECEITA FIXA

6.1. O VENDEDOR fará jus ao recebimento da RECEITA FIXA, desde que o(s) EMPREENDIMENTO(S) esteja em operação comercial, durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO, conforme estabelecido nesta Cláusula.

6.2. A RECEITA FIXA, calculada mensalmente a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, observada a Subcláusula 6.1, será definida com base na DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA e será paga no âmbito da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, mediante utilização de recursos financeiros advindos exclusivamente da CONCAP.

6.3. O VENDEDOR terá direito a receber, a partir do início do PERÍODO DE SUPRIMENTO, em relação a cada mês desse período, observada a Subcláusula 6.1, uma receita fixa mensal que corresponde a:



$$PRF_m = \left(\sum_i^n RFU_m \times N_Horas_OPC_{i,m} \times \frac{Pot_OC_{i,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right) - 0,1 \times \left(\sum_k^n RFU_m \times N_Horas_SUSP_{k,m} \times \frac{Pot_SUSP_{k,m}}{POT_{total}} \times DISP_{POT} \right)$$

Onde:

PRF_m : Parcela da RECEITA FIXA, expressa em R\$, referente ao mês “m”;

RFU_m : RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, do(s) EMPREENDIMENTO(S), no mês “m”;

$N_Horas_OPC_{i,m}$: número de horas em operação comercial do EMPREENDIMENTO “i”, no mês “m”;

$N_Horas_SUSP_{k,m}$: número de horas com operação comercial suspensa do EMPREENDIMENTO “k”, no mês “m”;

$Pot_OC_{i,m}$ = POTÊNCIA INSTALADA referente do EMPREENDIMENTO “i” comprometida com o CONTRATO e em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(S), expressa em MW, apurada no mês “m”;

$Pot_SUSP_{k,m}$ = POTÊNCIA INSTALADA referente do EMPREENDIMENTO “k” comprometida com o CONTRATO e com operação comercial suspensa do(s) EMPREENDIMENTO(S), expressa em MW, apurada no mês “m”;

POT_{total} = POTÊNCIA INSTALADA referente à completa capacidade do(s) EMPREENDIMENTO(S), comprometida com o CONTRATO, expressa em MW.

6.4. A RECEITA FIXA UNITÁRIA será obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:

$$RFU_m = \frac{RF}{8760 \times DISP_{POT}}$$

Onde:

RFU_m = RECEITA FIXA UNITÁRIA, em R\$/MWh, do(s) EMPREENDIMENTO(S), no mês “m”;

RF = RECEITA FIXA anual atualizada, expressa em R\$;

6.5. O pagamento da RECEITA FIXA estará condicionado à entrada em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(S).

6.5.1. O pagamento da RECEITA FIXA se dará na proporção da potência do(s) EMPREENDIMENTO(S) em operação comercial em relação à potência do(s) EMPREENDIMENTO(S).

6.6. A RECEITA FIXA será lançada como crédito do VENDEDOR no processo de LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, em conformidade com o disposto na Subcláusula 4.4.

6.7. Para todo PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO, a RECEITA FIXA será aplicada independentemente do despacho do(s) EMPREENDIMENTO(S).



6.8. O atraso na entrada em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(S) sujeitará o VENDEDOR ao não recebimento de parcela mensal da RECEITA FIXA e à aplicação de penalidade por atraso, por EMPREENDIMENTO em atraso, apurada uma única vez no mês em que se encerrar totalmente a condição de atraso, por unidade, obtida mediante o emprego da seguinte equação algébrica:

$$PAT_{EMP} = 0,15 \times no.de\ dias\ de\ atraso_{EMP} \times 24 \times RFU_m \times \left(\frac{Pot_{EMPAT}}{Pot_{total}} \right) \times DISP_{POT}$$

Onde:

PAT_{EMP} = Penalidade por atraso, expressa em Reais (R\$), de cada EMPREENDIMENTO;

$no.de\ dias\ de\ atraso_{EMP}$ = Número de dias de atraso do EMPREENDIMENTO;

Pot_{EMPAT} = POTÊNCIA INSTALADA referente ao EMPREENDIMENTO em atraso comprometida com o CONTRATO, expressa em MW;

CLÁUSULA 7ª – DOS VALORES DOS PARÂMETROS DA RECEITA FIXA

7.1 Para fins de obtenção do valor da RECEITA DE FIXA, as PARTES deverão aplicar a equação algébrica apresentada na Subcláusula 6.3, observados os valores dos parâmetros que serão tratados nesta Cláusula.

7.2. O valor inicial da RECEITA FIXA, RF_0 , referenciado ao mês de ##### de 20##, está indicado no Apêndice I.

7.3. A RECEITA FIXA será reajustada anualmente pelo IPCA, tendo como referência o mês de #####, respeitado o prazo mínimo de doze meses contados a partir do primeiro dia do mês de ##### de 20##, mediante a aplicação da seguinte equação algébrica:

$$RF = RF_0 \times \left(\frac{I_m}{I_0} \right)$$

Onde:

RF = valor atualizado da componente da RECEITA FIXA, aplicado ao mês “m”;

RF_0 = valor inicial da componente da RECEITA FIXA, conforme estabelecido na Subcláusula 7.2

I_m = número índice do IPCA do mês de #####; e,

I_0 = número índice do IPCA referente ao mês de ##### de 20##.

7.4. Para promover os cálculos estabelecidos nesta Cláusula, deverão ser adotadas seis casas decimais, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

8.5.1. Os valores finais, expressos em Reais, deverão ser submetidos a arredondamento na segunda casa decimal.

7.5. Caso o IPCA não seja publicado até o momento do pagamento ao VENDEDOR, será utilizado o último índice publicado, devendo o ajuste ser efetuado no primeiro pagamento após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.



7.6. Caso venha a ocorrer a extinção do IPCA, adotar-se-á outro índice oficial que venha a substituí-lo, e, na falta desse, outro com função similar, conforme determinado pelo Poder Concedente.

7.7. As PARTES reconhecem que a RECEITA FIXA, em conjunto com os respectivos critérios de reajuste e de pagamento previstos no CONTRATO, são suficientes para o cumprimento integral das obrigações previstas no presente instrumento.

7.8. Caso sejam criados, após a data de assinatura do CONTRATO, novos TRIBUTOS, encargos setoriais ou contribuições parafiscais e outros encargos legais, ou modificada a base de cálculo, as alíquotas e/ou regime de arrecadação dos atuais, de forma a aumentar ou diminuir o ônus das PARTES, com repercussão no equilíbrio contratual, a RECEITA FIXA poderá ser adequada, de modo a refletir tais alterações, para mais ou para menos, e entrará em vigor após homologação pela ANEEL.

CLÁUSULA 8ª – DAS PENALIDADES

8.1 O descumprimento das obrigações previstas na Cláusula 5ª ensejará aplicação de penalidades estabelecidas nas subcláusulas a seguir.

8.2 A penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS terá periodicidade mensal, a partir do mês de entrada em operação comercial da primeira unidade do(s) EMPREENDIMENTO(s), e será realizado por meio de pagamento promovido pelo VENDEDOR em favor da CONCAP, cujo valor será obtido mediante a aplicação da seguinte equação algébrica:

$$PEN_NDESP_m = \sum_i^n \sum_h^{mês} 1,15 \times \max [0; \min(OBRIG_{i,h}; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1 \text{ hora}) - VERIF_{i,h}] \times RFU_m$$

Onde:

PEN_NDESP_m = valor da penalidade pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS, expresso em R\$, referente ao mês “m”;

$OBRIG_{i,h}$ = obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh;

$VERIF_{i,h}$ = ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i”, expresso em MWh;

Pot_{oc} : POTÊNCIA INSTALADA referente ao(s) EMPREENDIMENTO(s) comprometidos com o CONTRATO e em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(s), expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”;

8.3 A penalidade pelo não atendimento aos compromissos de entrega de DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA contratada, será aplicada caso os índices de INDISPONIBILIDADE, apurados conforme regulamentação aplicável, superem os valores



de referência informados no ato de cadastramento, reverterá para a CONCAP, e será calculada mensalmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$PEN_FID_m = \min \left[\left(\sum_i^n \sum_h^{mês} 0,05 \times \max \left[0; \min \left(OBRIG_{i,h}; DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \times 1 \text{ hora} \right) - VERIF_{i,h} \right] \times RFU_m \right); 0,5 \times RF \right]$$

Onde:

PEN_FID_m = valor da penalidade mensal pela indisponibilidade, expresso em R\$, expresso em R\$, referente ao mês “m”;

$OBRIG_{i,h}$ = obrigação de atendimento ao despacho do ONS de que trata a subcláusula 5.1 na hora “h” no mês “m”, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, expresso em MWh;

$VERIF_{i,h}$ = ENERGIA entregue em cada na hora “h” no mês “m”, aferido no ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i”, expresso em MWh;

Pot_{oc} : POTÊNCIA INSTALADA referente ao(s) EMPREENDIMENTO(s) comprometidos com o CONTRATO e em operação comercial do(s) EMPREENDIMENTO(s), expressa em MW, apurada no PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO “h”;

8.4 A penalidade pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência informados no ato do cadastramento será aplicada mensalmente caso a indisponibilidade declarada ao ONS supere os valores de referência informados no ato de cadastramento, reverterá para a CONCAP, e será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$PEN_DECL_m = \sum_i^n \sum_h^{mês} 1,1 \times \max \left[\left(DISP_{POT} \times \frac{Pot_{oc}}{Pot_{total}} \right) - DISP_DECL_{i,h} \right] \times 1 \text{ hora}; 0] \times RFU_m$$

Onde:

PEN_DECL_m = valor da penalidade pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência informados no ato do cadastramento, expresso em R\$, referente ao mês “m”; e

$DISP_DECL_{i,h}$ = Disponibilidade de potência efetiva declarada ao ONS de que trata a subcláusula 5.3, referenciada ao ponto de conexão do EMPREENDIMENTO “i” com base nas perdas percentuais declaradas, no período de comercialização “h”, expresso em MW.

8.5 Incidirá, conforme apuração do ONS e da CCEE, penalidade de 3% sobre a RECEITA FIXA diária para cada parâmetro de flexibilidade operacional (unit commitment) causados pelo(s) EMPREENDIMENTO(s), para a programação diária, acima dos parâmetros de referência.

8.5.1. A RECEITA FIXA diária é a RECEITA FIXA anual, atualizada, dividida pelo número de dias do ano em curso.



8.6 Os valores monetários associados à penalidade de que trata esta Cláusula serão lançados como débito do VENDEDOR no processo de pagamento, conforme disposto na Subcláusula 9.2.

CLÁUSULA 9ª – DA FORMA DE PAGAMENTO

9.1 O pagamento da RECEITA FIXA será realizado pela CCEE mediante crédito em conta corrente de titularidade do vendedor, aberta para tal fim sob o número #####, na Agência ##### do Banco ##### para o(s) EMPREENDIMENTO(s), sendo que a referida conta só poderá ser alterada mediante prévia e expressa anuência do financiador do(s) EMPREENDIMENTO(s).

9.2 O pagamento mensal devido ao VENDEDOR, referente a RECEITA FIXA, observado o disposto na Subcláusula 4.4, será efetuado no âmbito da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, nos termos da regulamentação específica.

9.3 A realização da liquidação financeira mencionada na Subcláusula 9.2 ocorrerá em data definida em PROCEDIMENTO DE COMERCIALIZAÇÃO específico, respeitadas as previsões contratuais.

9.4 O valor mensal referente ao crédito do VENDEDOR conferido pela RECEITA FIXA deverá considerar eventuais acréscimos monetários resultantes de mora, conforme disciplina constante da Cláusula 11ª.

9.5 O pagamento mensal devido ao VENDEDOR será realizado exclusivamente com recursos financeiros da CONCAP.

9.6 Os pagamentos devidos ao VENDEDOR deverão ser efetuados livres de quaisquer ônus e deduções não autorizadas, inclusive de eventuais despesas financeiras decorrentes dos referidos pagamentos.

9.7 Caso os valores monetários associados às penalidades de que tratam a Cláusula 8ª e a Subcláusula 6.8, acrescidos de demais valores devidos pelo VENDEDOR nos termos do CONTRATO, sejam superiores às componentes da RECEITA FIXA, em cada processo de LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, o VENDEDOR assumirá posição devedora na referida liquidação.

9.7.1 Caso o valor monetário pago pelo VENDEDOR, após a realização da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, seja inferior ao valor mensal referente ao débito do VENDEDOR constante do MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, incidirão os mesmos encargos moratórios previstos na Cláusula 10ª.

CLÁUSULA 10ª – DA MORA NO PAGAMENTO E SEUS EFEITOS

10.1 Fica caracterizada a mora quando o valor monetário obtido pelo VENDEDOR, após a realização da LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, considerados os recursos financeiros disponíveis na CONCAP, for inferior ao valor mensal referente ao crédito do VENDEDOR constante do MAPA DE



LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE.

10.2 No caso de mora, incidirão sobre a parcela não recebida ou que deixou de ser paga pelo VENDEDOR, corrigida monetariamente até a data do pagamento, os seguintes acréscimos:

- a) multa de 2% (dois por cento); e
- b) juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, calculados *pro rata die*.

10.2.1 É vedada a incidência da multa sobre os valores em atraso já lançados em períodos anteriores;

10.2.2 Os juros de mora deverão incidir sobre o valor total apurado, excetuando-se a parcela referente aos encargos moratórios de períodos anteriores.

10.3 Os acréscimos previstos na Subcláusula 10.2 incidirão sobre o valor das parcelas em atraso, mensalmente atualizadas pela variação *pro rata die* do índice previsto na Subcláusula 7.3, relativo ao mês anterior, observado o disposto na Subcláusula 7.6, e serão inclusos no MAPA DE LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE do mês subsequente.

10.4 Se, no período de mora, a correção monetária for negativa, a variação prevista na Subcláusula 10.3 será considerada nula.

CLÁUSULA 11ª – DA RESOLUÇÃO

11.1 O CONTRATO poderá ser resolvido pela ANEEL nas seguintes hipóteses:

- I. decretação da falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial do VENDEDOR, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias;
- II. revogação de qualquer autorização ou licença legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no CONTRATO;
- III. atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias para entrada em operação comercial do 1º EMPREENDIMENTO;
- IV. desligamento do VENDEDOR da CCEE, nos termos das normas de regência;
- V. atraso superior a trinta dias no adimplemento da obrigação de reconstituição dos valores originalmente aportados de garantia de participação e de fiel cumprimento do(s) EMPREENDIMENTO(S);
- VI. aquela estabelecida na Subcláusula 14.1.1, e
- VII. se durante o PERÍODO DE SUPRIMENTO, o(s) EMPREENDIMENTO(S) fiquem totalmente indisponível durante 180 (cento e oitenta) dias consecutivos.

11.2 O CONTRATO poderá ser resolvido, a critério da PARTE adimplente, em caso de descumprimento de qualquer obrigação contratual pela outra PARTE.

11.2.1. Na ocorrência da hipótese prevista na Subcláusula 11.2, a PARTE adimplente deverá enviar notificação por escrito à outra PARTE.

11.2.2. Caso não sanada a situação de inadimplemento contratual, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis, contados do recebimento da notificação de que



trata a Subcláusula 11.2, a PARTE adimplente considerará resolvido o CONTRATO, após a manifestação da ANEEL.

11.3 Estabelecida a resolução do CONTRATO, a PARTE inadimplente obriga-se a manter a PARTE adimplente isenta de quaisquer obrigações e responsabilidades nos termos do CONTRATO, observado o disposto na Cláusula 12ª, responsabilizando-se também pelo pagamento de quaisquer ônus decorrentes de tal resolução.

11.4 A resolução do CONTRATO não libera as PARTES das obrigações devidas até a data do distrato e não afetará ou limitará qualquer direito que, expressamente ou por sua natureza, deva permanecer em vigor após a resolução ou que dela decorra.

CLÁUSULA 12ª – DA RESPONSABILIDADE E INDENIZAÇÃO

12.1 A PARTE que, por sua ação ou omissão, der causa à resolução do CONTRATO por incorrer em alguma das hipóteses tratadas na Cláusula 11ª, ficará obrigada a pagar à outra PARTE, sem prejuízo de perdas e danos, penalidade de multa por resolução, calculada de acordo com a equação algébrica descrita:

$$Multa = 3 \times \left(\sum_{Empreendimento(s)} RF \right)$$

Onde:

RF: valor da RECEITA FIXA do(s) EMPREENDIMENTO(S), vigente na data de RESOLUÇÃO, expresso em R\$/ano, nos termos da Cláusula 6ª;

12.2 A PARTE inadimplente deverá, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis contados da data em que ocorrer a resolução, efetuar o pagamento do valor estipulado na Subcláusula 12.1, acrescido de juros à taxa estipulada no item (ii) da Subcláusula 10.2, calculados entre a data de cálculo da multa e a data do efetivo pagamento.

12.3 Caso haja controvérsia com relação ao pagamento da penalidade de multa por resolução prevista na Subcláusula 12.1, a questão deverá ser submetida ao processo de solução de controvérsia, na forma da Cláusula 13ª, no que aplicável.

12.4 A responsabilidade de cada uma das PARTES no âmbito do CONTRATO estará, em qualquer hipótese, limitada aos montantes de danos que der causa.

12.5 Pelo descumprimento de qualquer obrigação de sua responsabilidade, as PARTES sujeitar-se-ão à aplicação das penalidades administrativas cabíveis, conforme a legislação aplicável, sem prejuízo da aplicação do disposto no CONTRATO.

CLÁUSULA 13ª – DA SOLUÇÃO DE CONTROVÉRSIAS

13.1 Uma controvérsia se inicia com a NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA de uma PARTE à outra.

13.2 Na eventualidade de ocorrerem controvérsias derivadas do CONTRATO, as PARTES buscarão solucioná-las amigavelmente no prazo de até 15 (quinze) dias úteis contados do recebimento da NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA.



CLÁUSULA 14ª – CASO FORTUITO OU FORÇA MAIOR

14.1 Caso o VENDEDOR não possa cumprir qualquer de suas obrigações, por motivo de caso fortuito ou força maior, nos termos do art. 393 do Código Civil, o CONTRATO permanecerá em vigor, mas o VENDEDOR não responderá pelas consequências do não cumprimento de suas obrigações nos termos do CONTRATO, ficando a CCEE isenta das obrigações previstas na Cláusula 6ª, durante o período de ocorrência do evento e proporcionalmente aos seus efeitos.

14.1.1. Caso o evento de caso fortuito ou força maior afete o VENDEDOR no cumprimento da totalidade de suas obrigações por toda a vigência contratual remanescente, se resolve o CONTRATO.

14.2 Nenhum evento de caso fortuito ou força maior eximirá o VENDEDOR de quaisquer de suas obrigações devidas anteriormente à ocorrência do respectivo evento ou que tenham se constituído antes dele, embora vençam durante o evento de caso fortuito ou força maior, em especial as obrigações de entrega da DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA e o pagamento de eventuais penalidades.

14.3 O VENDEDOR, ao invocar a ocorrência de caso fortuito ou força maior, deverá adotar as seguintes medidas:

- I. notificar a CCEE e a ANEEL da ocorrência de evento que possa vir a ser caracterizado como de caso fortuito ou força maior, tão logo quanto possível, mas, em nenhuma circunstância, em prazo superior a 5 (cinco) dias úteis da data em que tiver tomado conhecimento de sua ocorrência, fornecendo uma descrição da natureza do evento, uma estimativa de sua duração e do impacto no desempenho de suas obrigações contratuais;
- II. informar regularmente à ANEEL e à CCEE a respeito de suas ações e de seu plano de ação para remediar e/ou minimizar tais consequências;
- III. adotar as providências cabíveis para remediar ou atenuar as consequências de tal evento, visando retomar suas obrigações contratuais com a maior brevidade possível;
- IV. respaldar todos os fatos e ações com documentação ou registro disponível;
- V. prontamente comunicar à CCEE e à ANEEL do término do evento de caso fortuito ou força maior e de suas consequências; e
- VI. solicitar decisão da ANEEL quanto à caracterização da ocorrência do evento como de caso fortuito ou força maior.

CLÁUSULA 15ª – DISPOSIÇÕES GERAIS

15.1 O presente CONTRATO é celebrado em caráter irrevogável e irretratável pelo prazo de vigência definido na Cláusula 3ª, ressalvadas as disposições contidas na Cláusula 11.

15.2 A parcela de energia associada ao empreendimento, será recurso do(s) EMPREENDIMENTO(S) e poderá ser livremente negociada nos termos das REGRAS.



15.3 Todas as atividades, operações e processos previstos no CONTRATO, independentemente de sua definição e tratamento neste instrumento, deverão ser realizados conforme o previsto na legislação aplicável à matéria, em regulamentação da ANEEL, na CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, nas REGRAS e PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, nos PROCEDIMENTOS DE REDE e nos PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO, não havendo oponibilidade de ato jurídico perfeito ou direito adquirido às determinações regulamentares.

15.4 O presente CONTRATO não poderá ser alterado, exceto por meio de aditamento escrito firmado pelas PARTES, ou outro meio constante em PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, observado o disposto na Lei nº 10.848, de 2004, no Decreto nº 5.163, de 2004, no Decreto nº 10.707, de 2021, e nas demais disposições legais e regulamentares aplicáveis.

15.5 Ficam autorizadas cessões de direitos e/ou obrigações decorrentes do CONTRATO nos casos de reestruturação societária (cisão, fusão, incorporação, criação de subsidiária, etc.) do VENDEDOR, com notificação prévia à CCEE e celebração de Termo Aditivo previamente aprovado pela ANEEL, respeitadas as condições pactuadas no presente CONTRATO, notadamente o(s) PREÇO(S) DE VENDA.

15.6 No caso da mudança de titularidade da autorização do VENDEDOR, observado o disposto no Inciso II da Subcláusula 15.9, e respeitadas as condições pactuadas no CONTRATO, fica prévia e expressamente assegurada a sub-rogação dos direitos e obrigações decorrentes do CONTRATO, com anuência prévia da ANEEL.

15.7 O VENDEDOR poderá ceder os direitos creditórios decorrentes do CONTRATO em garantia de contratos de financiamentos relacionados ao(s) EMPREENDIMENTO(S), com anuência prévia da CCEE.

15.8 Nenhum atraso ou tolerância, por qualquer das PARTES, relativamente ao exercício de qualquer direito, poder, privilégio ou recurso contido no CONTRATO, será tido como passível de prejudicar tal direito, poder, privilégio ou recurso, nem será interpretado como renúncia desse(s) ou novação da(s) obrigação(ões).

15.9 Sem prejuízo das demais obrigações previstas no CONTRATO, as PARTES obrigam-se a:

- I. observar e cumprir rigorosamente toda a legislação aplicável aos seus negócios sociais e às atividades a serem desempenhadas nos termos do CONTRATO;
- II. obter e manter válidas e vigentes, durante o prazo de vigência do CONTRATO, todas as licenças e autorizações atinentes aos seus negócios sociais e/ou ao cumprimento das obrigações, inclusive no que diz respeito à outorga de autorização, assumidas no presente CONTRATO, exceto se tal situação for modificada por AUTORIDADE COMPETENTE e, nesse caso, as PARTES obrigam-se a adotar alternativa contratual que preserve os efeitos econômicos e financeiros do CONTRATO em conformidade com o originalmente pactuado; e
- III. informar a outra PARTE, no prazo máximo de 48 (quarenta e oito) horas contado da data do conhecimento do evento, sobre quaisquer eventos, de qualquer natureza, que possam representar ameaça ao cumprimento integral e pontual das obrigações assumidas no CONTRATO.

15.10 Qualquer aviso ou outra comunicação de uma PARTE a outra a respeito do CONTRATO será feita por escrito, em língua portuguesa, e deverá ser entregue ou



enviada por correio registrado, fac-símile ou meio eletrônico, em qualquer caso com prova formal do seu recebimento, ao endereço e em atenção dos representantes legais e representantes operacionais, a saber:

Se para o VENDEDOR:

A/C:

Tel.:

Fax.:

E-mail:

Se para a CCEE:

A/C:

Tel.:

Fax.:

E-mail:

15.11 Na hipótese de qualquer das disposições previstas no CONTRATO vir a ser declarada ilegal, inválida ou inexecutável, as disposições remanescentes não serão afetadas, permanecendo em plena vigência e aplicação e, nessa hipótese, as PARTES se obrigam, desde já, a adotar uma disposição que a substitua e que atenda aos objetivos da disposição considerada ilegal, inválida ou inexecutável, e que mantenham, tanto quanto possível, em todas as circunstâncias, o equilíbrio dos interesses comerciais das PARTES.

15.12 O presente CONTRATO deverá ser homologado pela ANEEL, bem como seus eventuais aditamentos ou alterações, caso aplicável.

15.13 Este CONTRATO é reconhecido pelas PARTES como título executivo, na forma do artigo 784, inciso III, do Código de Processo Civil Brasileiro, para efeito de cobrança dos valores devidos.

15.14 Este CONTRATO será regido e interpretado, em todos os seus aspectos, de acordo com as leis brasileiras.

15.15 Observado o disposto na Cláusula 13, fica eleito o Foro da Comarca da CCEE, com expressa renúncia de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

E, por estarem assim justas e contratadas, as PARTES celebram o presente instrumento.

_____, _____, de _____ de _____ .
(Cidade) (Dia) (Mês) (Ano)

VENDEDOR:

Nome:

Cargo:

RG:

Nome:

Cargo:

RG:



CPF/MF:

CPF/MF:

COMPRADOR:

Nome:
Cargo:
RG:
CPF/MF:

Nome:
Cargo:
RG:
CPF/MF:

TESTEMUNHAS:

Nome:
RG:
CPF/MF:

Nome:
RG:
CPF/MF:

APÊNDICE I

QUADRO RESUMO CER Nº #####/2#

PRODUTO 20## / 20##

1. PARTES contratantes:

1.1 VENDEDOR:(NOME E QUALIFICAÇÃO)

1.2 COMPRADOR:..... (NOME E QUALIFICAÇÃO)

2. Dados do LEILÃO:

2.1 Leilão de Reserva de Capacidade (“LEILÃO”), promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e realizado em de de, conforme o Edital de Leilão nº ##/20## ANEEL (“EDITAL”), nos termos das Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, dos Decretos nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e nº 10.707, de 28 de maio de 2021, da Portaria nº 20, de agosto de 2021, da Resolução Homologatória ANEEL nº, de de de, e demais disposições aplicáveis

3. Dados do(s) EMPREENDIMENTO(S) registrados pela EPE:

(i) Empreendimento de Armazenamento, localizada em, com POTÊNCIA INSTALADA de MW e CAPACIDADE de (MWh), HABILITAÇÃO TÉCNICA na EPE nº..... (“EMPREENDIMENTO A”); e

(ii) Empreendimento de Armazenamento, localizada em, com POTÊNCIA INSTALADA de MW e CAPACIDADE de (MWh), HABILITAÇÃO TÉCNICA na EPE nº..... (“EMPREENDIMENTO N”); e

denominadas em conjunto de EMPREENDIMENTOS.

4. Da Receita Fixa

4.1. O valor inicial da RECEITA FIXA, RF_0 , referenciado ao mês de de, é de R\$ (.....). (mês anterior à data de publicação Portaria Normativa nº #####, de #####)

5. Representantes Operacionais:

5.1. Se para o VENDEDOR: A/C:

Tel.:

Fax.:

E-mail:

5.2. Se para o COMPRADOR:

A/C:

Tel.:

Fax:

E-mail:

E, por estarem assim justas e contratadas, as PARTES celebram o presente instrumento.

_____, de _____ de _____.
(Cidade) (Dia) (Mês) (Ano)

VENDEDOR:

Nome:

Cargo:

RG:

CPF/MF:

Nome:

Cargo:

RG:

CPF/MF:

COMPRADOR:

Nome:

Cargo:

RG:

Nome:

Cargo:

RG:

CPF/MF:

CPF/MF:

TESTEMUNHAS:

Nome:

RG:

CPF/MF:

Nome:

RG:

CPF/MF:

APÊNDICE II

PARÂMETROS DA CONTRATAÇÃO

REFERÊNCIAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

1. Nome do EMPREENDIMENTO:
2. Localidade:
3. SUBMERCADO:
4. Ponto de conexão:
 - a) Barramento da subestação de conexão:; ou
 - b) BARRA DO PONTO DE CONEXÃO:
5. Tipo de Instalação (Isolado, Associado a Geração Renovável ou Associado a Carga):
6. Tipo de Representação (Própria ou Agregada):

 - a) AGREGADOR Representante:
 - b) Perfil do Agregador

7. POTÊNCIA INSTALADA do EMPREENDIMENTO: MW para operação contínua <= a 4 horas nos termos da subcláusula 5.1.1 do CRCAP.
8. Data prevista para a entrada em operação comercial:/...../.....
9. INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA: %
10. Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada: %
11. Fator de Capacidade Máxima:%
12. Número de LOTES negociados no LEILÃO:.....
13. HABILITAÇÃO TÉCNICA na EPE:, de/...../.....
14. DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA do EMPREENDIMENTO:.....MW
15. Fator de conversão i : (unidade do fator)

APÊNDICE III DEFINIÇÕES

AGENTE DA CCEE ou AGENTE: concessionário, permissionário, autorizado de serviços e instalações de ENERGIA ELÉTRICA e consumidores integrantes da CCEE;

AGREGADOR: agente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na categoria de consumidor, comercializador e gerador, responsável por agregar e centralizar CAPACIDADE para atender aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência estabelecidos no CONTRATO;

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia sob regime especial instituída pela Lei nº 9.427, de 1996, modificada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela regulação, controle e fiscalização dos serviços e instalações de ENERGIA ELÉTRICA;

AUTORIDADE COMPETENTE: qualquer entidade governamental que tenha competência para interferir no CONTRATO ou nas atividades das PARTES;

BANCO LIQUIDANTE: instituição financeira contratada pela CCEE para proceder à LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE;

BARRA DO PONTO DE CONEXÃO: Barra de simulação do caso elétrico que identifica o ponto de conexão do EMPREENDIMENTO. Caso a carga esteja conectada fora da rede de simulação do caso elétrico do ONS, orientamos que o VENDEDOR entre em contato com a distribuidora para avaliar qual o ponto de conexão equivalente que identifica o seu ponto de conexão. A identificação correta do ponto de conexão é fundamental para o processo de alocação da capacidade no processo de programação diária do ONS.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO, possuindo a atribuição de celebrar os contratos associados à RESERVA DE CAPACIDADE, nos termos do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 e do Decreto 10.707, de 28 de março de 2021;

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO – CMSE: criado pelo Decreto 5.175, de 9 de agosto de 2004, constituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia e sob sua coordenação direta, com participação da ANEEL, EPE, ANP, CCEE e ONS, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

CONTA DE POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE – CONCAP:

conta corrente específica administrada pela CCEE para realização de operações associadas à contratação e uso de RESERVA DE CAPACIDADE;

CONTRATO DE RESERVA DE CAPACIDADE PARA POTÊNCIA - CRCAP: o presente contrato celebrado entre o VENDEDOR e a CCEE;

CONVENÇÃO ARBITRAL: instrumento firmado pelos AGENTES DA CCEE e pela CCEE, por meio do qual estes se comprometem a submeter os conflitos à CÂMARA DE ARBITRAGEM, aprovado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 531, de 7 de agosto de 2007;

CONVENÇÃO DE COMERCIALIZAÇÃO: instrumento jurídico instituído pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004;

DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO: data de início do período de entrega da potência contratada, nos termos da subcláusula 3.2;

DIRETRIZES: definidas conforme estabelecido nas Portarias MME nº 20, de 16 de agosto de 2021;

DISPONIBILIDADE MÁXIMA: definida conforme estabelecido no Anexo I da Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016;

DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA: disponibilidade de potência comprometida com o CONTRATO, calculada conforme Cláusula 5ª;

ENCARGO DE POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE - ERCAP: encargo específico destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de RESERVA DE CAPACIDADE, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, a ser rateado entre USUÁRIOS no SIN, nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, e do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021;

EDITAL: documento aprovado pela ANEEL, que disciplina o processo licitatório;

EMPREENDIMENTO: instalação industrial destinada à armazenagem de ENERGIA ELÉTRICA;

ENERGIA ELÉTRICA ou ENERGIA: quantidade de energia elétrica ativa durante qualquer período de tempo, expressa em MWh;

EPE: Empresa de Pesquisa Energética, criada por meio do Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras;

HABILITAÇÃO TÉCNICA: registro, cadastramento e habilitação técnica do EMPREENDIMENTO junto à EPE, nos termos das DIRETRIZES;

INDISPONIBILIDADE FORÇADA: Situação na qual o EMPREENDIMENTO permanece fora de serviço para manutenção forçada conforme informado pelo ONS de forma horária;

INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA: percentual do tempo durante o qual o EMPREENDIMENTO irá permanecer fora de serviço para manutenção programada;

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE;

LEILÃO: processo licitatório para contratação do EMPREENDIMENTO de armazenagem, regido por Edital de Leilão da ANEEL e seus documentos correlatos;

LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE: processo de pagamento e recebimento de valores apurados como débitos e créditos, respectivamente, associados à contratação de POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE, que inclui o recolhimento do ERCAP, a movimentação de recursos da CONCAP e o pagamento dos valores devidos aos agentes vendedores de POTÊNCIA PARA RESERVA DE CAPACIDADE;

MAPA DA LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA RELATIVA À CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE:

documento eletrônico emitido pela Superintendência da CCEE que informa todos os valores a serem movimentados pelo BANCO LIQUIDANTE, individualizando os débitos e créditos relativos ao VENDEDOR e aos USUÁRIOS;

NOTIFICAÇÃO DE CONTROVÉRSIA: documento formal destinado a comunicar as PARTES acerca de controvérsias que versem sobre as disposições do CONTRATO e/ou a elas relacionadas;

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico, responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação da geração e da transmissão de ENERGIA ELÉTRICA do SIN;

PERÍODO DE COMERCIALIZAÇÃO: é a menor unidade de tempo de comercialização de ENERGIA ELÉTRICA;

PERÍODO DE SUPRIMENTO: corresponde ao intervalo de tempo entre a DATA DE INÍCIO DO SUPRIMENTO e seu término, às 24 horas do dia 30 de junho de 2041;

POTÊNCIA ELÉTRICA: é a quantidade de ENERGIA ELÉTRICA solicitada na unidade de tempo, expressa em MW;

POTÊNCIA INSTALADA: potência elétrica ativa nominal do EMPREENDIMENTO, para operação contínua menor ou igual a 4 horas, nos termos da subcláusula 5.1.1, comprometidas com este CONTRATO, nos termos da respectiva HABILITAÇÃO TÉCNICA, conforme APÊNDICE I do CONTRATO, expressa em MW;

PREÇO DE VENDA: preço associado ao lance vencedor submetido pelo VENDEDOR no LEILÃO;

PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO: conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de ENERGIA ELÉTRICA no âmbito da CCEE;

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO: conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica;

PROCEDIMENTOS DE REDE: documentos elaborados pelo ONS com a participação dos AGENTES e aprovados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN, e definem as responsabilidades do ONS e dos AGENTES;

QUADRO RESUMO: dados específicos dos participantes do LEILÃO, sendo de sua exclusiva e integral responsabilidade o preenchimento correto das informações solicitadas, as quais são essenciais para a celebração dos CONTRATOS;

RECEITA FIXA: valor de remuneração anual do EMPREENDIMENTO apresentado pelo VENDEDOR no LEILÃO, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros, a critério do VENDEDOR: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos fixos de Operação e Manutenção; (iv) custos de seguros e garantias do EMPREENDIMENTO e dos compromissos financeiros do VENDEDOR; (v) TRIBUTOS e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do CONTRATO; (vi) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade permanente para despacho a critério do

Operador Nacional do Sistema - ONS, incluindo custos de aquisição de energia elétrica.

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO ou REGRAS: conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, e de cumprimento obrigatório pelos AGENTES DA CCEE, aplicáveis à comercialização de ENERGIA ELÉTRICA no âmbito da CCEE;

RESERVA DE CAPACIDADE PARA POTÊNCIA: Potência contratada destinada ao aumento da segurança no fornecimento de ENERGIA ao SIN;

SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO ou SMF: conjunto de equipamentos necessários para a medição de grandezas elétricas e conjunto de medidores, transformadores de potencial e de corrente e equipamentos associados necessários para medir energia ativa e reativa, potência ativa e reativa, tensão e outras grandezas elétricas, conforme especificação técnica definida;

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN: conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de ENERGIA ELÉTRICA das regiões do país interligadas eletricamente;

TRIBUTOS: são todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto do CONTRATO, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das PARTES. Tal exclusão abrange, não estando limitada a o imposto sobre a renda da pessoa jurídica, a contribuição social sobre o lucro e impostos ou contribuições sobre movimentações financeiras;

USUÁRIO (“USUÁRIO DE RESERVA DE CAPACIDADE”): usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, incluídos os consumidores de que tratam os art. 15 e art. 16 da Lei no 9.074, de 1995, e o § 5o do art. 26 da Lei no 9.427, de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao referido Sistema;

VENDEDOR: titular do EMPREENDIMENTO de ENERGIA definido no preâmbulo do CONTRATO.

A **ANPEEN** agradece a oportunidade de apresentar sua contribuição à Consulta Pública n. 160 do MME a respeito das diretrizes do leilão de reserva de capacidade e se coloca a disposição para quaisquer esclarecimentos.

Atenciosamente;

Associação Nacional de Pesquisa da Economia Energética – ANPEEN

RICARDO PEREGO COSTA
Conselheiro