Consulta Pública: **Portaria Nº 712/GM/MME de 13 de dezembro de 2022**

Contribuição de: **MATRIX COMERCIALIZADORA DE ENERGIA**
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ARMAZENAMENTO E QUALIDADE DE ENERGIA

---

1. Sumário desta Contribuição **3**

2. Contexto do Debate **7**

3. Evolução do Mercado Global de Energia Elétrica **8**

3.1. Reforma de Regulação e Unbundling *8*

3.2. Inserção de Energias Renováveis não Despacháveis *8*

4. Perspectiva Histórica do Setor Elétrico Brasileiro **10**

4.1. Exaustão da Capacidade Hidráulica Nacional *10*

4.2. Efeitos Climáticos e a Incerteza da Geração Hidráulica *12*

4.3. Fatores Econômicos e Ambientais na Expansão da Oferta de Energia Renovável *15*

4.4. Necessidade de Implantação de um Mercado Nacional de Capacidade *20*

4.5. Confiabilidade Sistêmica como de Interesse Público *25*

5. Experiência Internacional **27**

5.1. Alemanha *27*

5.2. Bélgica *27*

5.3. Dinamarca *28*

5.4. Espanha *29*

5.5. ERCOT *30*

5.6. PJM *31*

5.7. Finlândia *31*

5.8. França *32*

5.9. Irlanda *33*

5.10. Itália *34*

5.11. Portugal *34*

5.12. Reino Unido *35*

5.13. Suécia *36*

6. Propostas para Criação de um Mercado Nacional de Capacidade e Serviços Ancilares **37**

6.1. Implantação Sem Riscos de Mercados de Capacidade e Serviços Ancilares *37*

6.2. Empreendimentos Contratados no Contexto do Mercado de Capacidade Participam também do Mercado de Energia 38

6.3. Neutralidade Tecnológica *38*

6.4. Critério para Definição da Demanda a Ser Contratada *38*

6.5. Critério para Definição dos Requisitos do Sistema Elétrico *41*
6.5.1. Curvas de Referência Simplificada 41
6.5.2. Curvas de Referência Real 42

6.6. Critério para Despacho de Geração Termelétrica Flexível *48*
6.6.1. Despacho por ordem de mérito de custo 48
6.6.2. Despacho por restrições elétricas 48
6.6.3. Despacho para descarregamento do sistema de transmissão 48

6.7. Critério para Despacho de Empreendimentos de Armazenamento de Rede *49*

6.8. Critério para Definição dos Preços Limites em Leilões de Capacidade *49*

6.9. Definição do Prazo para Entrada em Operação de Empreendimentos de Capacidade e Duração dos Contratos *51*

6.10. Critério para Entrada em Operação Comercial e Degradação da Capacidade *51*

6.11. Inflexibilidade Operacional e Combustível Termelétrico *51*

6.12. Sinalização de Preço Locacional *53*

6.13. Precificação de Serviços Ancilares *53*

6.14. Indisponibilidades e Penalidades por Falha de Cumprimento a Ordem de Despacho *54*

6.15. Contratação e Remuneração de Empreendimentos de Armazenamento e Geração Flexível *54*

6.16. Indicador da Eficiência do Mercado de Capacidade e Vedação à Contratação de Empreendimentos Incentivados *56*

6.17. Criação de um Ambiente Livre de Comercialização de Capacidade *57*

6.18. Não Utilizar a Terminologia "Lastro" no Mercado de Capacidade *57*

7. Referências Bibliográficas **59**

8. Contato **60**

1. Sumário desta Contribuição

Esta Contribuição defende que (***i***) seja implantado um mercado de contratação de capacidade em adição ao mercado de contratação de energia; (***ii***) a estruturação do mercado de capacidade considere, na máxima extensão possível, experiências internacionais já testadas e bem-sucedidas, sem "reinventar a roda" ou tentar criar "jabuticabas"; e (***iii***) a implantação do novo mercado, ainda que em etapas, ocorra de modo estruturado e em harmonia com as regras já em discussão para contratação de armazenamento de rede e prestação de serviços ancilares, devendo estes passar a ser contratados no âmbito do mercado de capacidade.

Nos capítulos 2 a 4, contextualizamos a necessidade, a conveniência e mesmo a urgência na implantação de um mercado de capacidade no Brasil, sempre com vistas (***i***) ao aumento da confiabilidade do SIN; (***ii***) à modicidade tarifária; (***iii***) à neutralidade tecnológica; e (***iv***) ao avanço na transição para uma matriz de mais baixo carbono. Esses quatro fatores devem andar juntos, como pilares do novo mercado.

No capítulo 5, apresentamos um sumário da experiência de vários sistemas elétricos internacionais na implantação e operação de mercados de capacidade, incluindo o ERCOT como ilustração de opção alternativa à implantação desse tipo de solução. Trata-se de referência importante para balizar o debate sobre o desenvolvimento do mercado de capacidade nacional.

No capítulo 6, detalhamos 18 propostas para criação de um mercado nacional de capacidade e serviços ancilares, assim resumidas:

(**1**) Implantação Sem Riscos de Mercados de Capacidade e Serviços Ancilares. Empreendimentos que se encontram contratados no ambiente regulado, com base em princípios da época de sua contratação, e sigam atendendo seus contratos em curso tal como antes, não podem aproveitar o novo mercado de capacidade para auferir receita adicional.

(**2**) Empreendimentos Contratados no Contexto do Mercado de Capacidade Participam também do Mercado de Energia. A remuneração de empreendimentos de capacidade deve provir de sua capacidade de injetar potência. Mas tais empreendimentos devem também ser remunerados pela energia gerada. Para tanto, deve lhes ser atribuída garantia física (*firm energy*), a ser livremente negociada no ACL, e não deve haver restrições para o pleito de geração fora da ordem de mérito de custo para entrega de energia no ACL ou exportação. Empreendimentos de armazenamento, como consumidores líquidos de energia que são (*round-trip efficiency* inferior a 100%), não devem fazer jus a garantia física ou tal possibilidade de remuneração.

(**3**) Neutralidade Tecnológica. É imperativo prático, pois não há como, senão arbitrariamente, o Poder Concedente definir montantes de contratação por fonte. Ao Poder Concedente cabe, isto sim, definir os requisitos do sistema, e aos empreendedores, definir (ou mesmo combinar) as fontes e tecnologias que atendam de forma competitiva aos requisitos estabelecidos.

(**4**) Critério para Definição da Demanda a Ser Contratada. Não apresentamos proposta objetiva dada a falta de informações sobre capacidade (*e.g.*, dados históricos horários de reserva girante e projeção de demanda), mas explicamos e sugerimos a adoção de mecanismo similar ao do ISO-NE (que opera o mais antigo sistema de contratação de capacidade). Em qualquer caso, propomos que (***i***) a EPE defina a capacidade mínima a ser contratada em determinado período, observando uma metodologia transparente que contemple o interesse marginal na contratação de capacidade adicional; (***ii***) seja desenvolvida metodologia para, em cada leilão, definir-se uma faixa de contratação de capacidade, com valores mínimo e máximo; e (***iii***) não se utilize a ferramenta atualmente empregada pela EPE para previsão de demanda (NEWAVE), por ser conceitualmente inválida.

(**5**) Critério para Definição dos Requisitos do Sistema Elétrico (Curvas de Referência "Simplificada" ou "Real"). Propomos a definição de uma curva de referência para cada leilão, a ser elaborada para o SIN ou para subsistemas (caso haja leilões regionais), podendo tal curva ser definida no que chamamos de modo "simplificado" ou "real". Em qualquer deles, a curva deve contemplar janela temporal (somente em períodos de carga baixa) para que empreendimentos de armazenamento possam consumir energia para carregamento. No modo "simplificado", a curva é definida com base em parâmetros (ciclo, rampa de partida mínima, rampa de parada mínima, potência mínima despachável, intervalo mínimo entre partidas, e duração mínima e máxima de uma campanha de geração contínua), cujos valores são estabelecidos para cada leilão. Já no modo "real", a curva é definida observando dados efetivamente verificados na realidade, podendo-se replicar tais dados para futuros leilões ou, de modo mais preciso, utilizá-los como base para projetar curvas já considerando a variação estimada da carga até o início da operação dos empreendimentos vencedores do leilão. Como exercício, e para fins de demonstração, construímos uma curva com base em dados reais de 2022, resultando numa curva parametrizada, com média unitária que possui intervalos definidos para geração e para armazenamento. Propomos que curva do tipo seja elaborada para cada leilão e disponibilizada como planilha eletrônica para todos os empreendimentos interessados em participar daquele leilão específico. De posse de tal planilha, caberá ao empreendedor ajustar seu projeto de modo a atender a curva, inclusive por meio de usinas híbridas. Como exercício, e para fins de demonstração, parametrizamos um empreendimento hipotético à curva real utilizando dados de 2022, numa configuração com 100 MW de capacidade instalada de geração termelétrica flexível, mais 10 MW de capacidade de armazenamento por baterias. Por fim, propomos modelo de definição de fator de capacidade de potência.

(**6**) Critério para Despacho de Geração Termelétrica Flexível. Propomos que o despacho ocorra (***i***) por ordem de mérito de custo; (***ii***) por restrições elétricas; e (***iii***) para descarregamento do sistema de transmissão (*peak shaving*). Quanto a esse último critério, ressalte-se que descarregar o sistema de transmissão é uma das contribuições mais importantes de empreendimentos contratados no âmbito de um mercado de capacidade, notadamente para redução de perdas. Caberia ao CMSE definir, para o SIN ou para subsistemas, patamares de carga que definam a carga de ponta, autorizando o ONS a despachar termelétricas flexíveis sempre que a previsão *day-ahead* da carga ultrapassar a referida carga.

(**7**) Critério para Despacho de Empreendimentos de Armazenamento de Rede. Respeitadas as restrições operacionais e técnicas de cada empreendimento, e assumindo que empreendimentos de armazenamento serão remunerados apenas pela capacidade disponibilizada ao sistema (ou seja, sem custo aos consumidores associado ao montante de energia armazenado ou devolvido à rede), não deve haver restrição aos critérios do ONS para despacho do armazenamento e descarregamento desses empreendimentos.

(**8**) Critério para Definição dos Preços Limites em Leilões de Capacidade. É difícil definir limites de preço em leilões de capacidade, pois a neutralidade tecnológica permite a participação de tecnologias distintas, ou mesmo híbridas, com valores de investimento distintos. A experiência internacional usualmente considera uma ou mais tecnologias para estimar o custo de um novo entrante (CONE), e aplica ao CONE certos multiplicadores para considerar a incerteza associada ao valor de investimento real. Comparamos as práticas do ISO-NY, ISO-NE e PJM. Propomos que ***(i)*** a EPE defina os preços limite tal como verificado na experiência internacional, a partir do cálculo do CONE aplicável (considerando, para assegurar a neutralidade tecnológica, o maior entre o valor de implantação de termelétricas a gás em ciclo aberto e o de empreendimentos de armazenamento com baterias de íons de lítio) e a aplicação de múltiplos em magnitudes alinhadas com a prática internacional examinada; ***(ii)*** o valor base do CONE não parta das estimativas declaradas pelos empreendedores antes dos leilões (dada a imprecisão inerente a tais estimativas, conforme se detalhará), mas de banco de dados de custos a ser criado e mantido pela EPE com dados concretos do custo de implantação dos empreendimentos; e ***(iii)*** os empreendedores vencedores em cada leilão sejam obrigados a prestar à EPE, em regime de estrita confidencialidade, tais dados concretos após a implantação de seus

empreendimentos. (**9**) Definição do Prazo para Entrada em Operação de Empreendimentos de Capacidade e Duração dos Contratos. As regras dos leilões deverão permitir que, por exemplo, um empreendimento de armazenamento com baterias, uma termelétrica a gás em ciclo aberto e uma hidrelétrica reversível compitam em um mesmo certame, ainda que (***a***) os respectivos prazos de implantação sejam muito distintos (a construção da hidrelétrica pode tomar 6 anos, enquanto o empreendimento a bateria pode entrar em operação rapidamente); e (***b***) os respectivos prazos de amortização de seus financiamento sejam igualmente distintos (podendo chegar até 20 anos no caso da hidrelétrica). Em função disso, propomos que (***i***) todos os leilões de capacidade sejam A-6 (ou, dependendo da época do ano, A-5); (***ii***) seja permitida a antecipação da data de início de fornecimento, podendo os empreendimentos de implantação mais rápida capturar essa vantagem; e (***iii***) a duração dos contratos não seja inferior a 20 anos.

(**10**) Critério para Entrada em Operação Comercial e Degradação da Capacidade. Adotando-se o critério de curva de referência (item 5 acima), será autorizado a entrar em operação o empreendimento que, em teste prévio, atender a curva aplicável com o fator de capacidade de potência contratado, para todo o período da curva ou em parte deste. O não atendimento aos parâmetros contratados deve implicar a entrada em operação comercial com a capacidade degradada e com a consequente redução proporcional da receita fixa. Comprovações do tipo devem ser repetidas periodicamente.

(**11**) Inflexibilidade Operacional e Combustível Termelétrico. Em reconhecimento à abundância de oferta de energia renovável limpa e barata, não há justificativa para contratação de energia termelétrica poluente ou inflexível. Em paralelo, não há razão para assumir que um mínimo de inflexibilidade termelétrica pode ser necessário para assegurar contratualmente o suprimento de combustível em contratos futuros. Em função disso, propomos que (***i***) somente seja permitida a contratação de capacidade termelétrica de empreendimentos a gás natural; (***ii***) seja vedada a declaração de um percentual de geração inflexível pelos empreendimentos termelétricos; e (***iii***) seja permitido o pleito ocasional de geração fora da ordem de mérito para usinas não despachadas, para que se beneficiem de oportunidades tais como exportações de energia.

(**12**) Sinalização de Preço Locacional. Empreendimentos disponibilizando capacidade contribuem para descongestionar o sistema de transmissão em períodos de carga mais elevada, cabendo incentivar a implantação desses empreendimentos próximos a centros de carga. Para tanto, propomos a adoção de um sinal de preço em função da barra de conexão desses empreendimentos à rede. A amplitude desse sinal locacional pode ser forte o bastante de forma que alguns pontos de conexão paguem tarifas, enquanto outros recebam. Em paralelo, empreendimentos que se conectem à rede de distribuição devem seguir sem participar do rateio das perdas de transmissão.

(**13**) Precificação de Serviços Ancilares. O oferecimento de serviços ancilares não se presta adequadamente à contratação por leilões porque empreendimentos não são implantados exclusivamente para prover esses serviços. De fato, tais serviços são sempre prestados de forma acessória a algo "maior", como geração de energia. Em função disso, propomos que (***i***) serviços ancilares prestados por empreendimentos em um mercado de capacidade tenham remuneração definida administrativamente, em antecipação aos leilões de contratação de capacidade; (***ii***) a prévia precificação desses serviços ancilares sirva para incentivar o empreendedor a desenvolver projeto mais competitivo no leilão, na medida em que a capacidade de prestação desse serviço já estará incorporada ao projeto; e (***iii***) a precificação dos serviços ancilares possua também sinal locacional de preço.

(**14**) Indisponibilidades e Penalidades por Falha de Cumprimento a Ordem de Despacho. Propomos que (***i***) paradas programadas, devidamente agendadas, sejam toleradas até o limite informado pelo empreendedor no cadastramento para o leilão (a ser considerado no fator de capacidade do projeto, reduzindo sua competitividade, conforme item 5 acima); (***ii***) paradas programadas acima do limite informado e quaisquer paradas forçadas sejam tratadas como indisponibilidade e penalizadas proporcionalmente à receita fixa

auferida no contrato de capacidade.

(**15**) Contratação e Remuneração de Empreendimentos de Armazenamento e Geração Flexível. Propomos que (***i***) os leilões de capacidade sejam organizados com uma demanda flexível, isto é, com uma faixa possível de contratação de capacidade, em alternativa às contratações de energia com demandas inflexíveis (quantidade pré-definida a ser contratada), contra um preço teto possível para contratação; (***ii***) a contratação de capacidade seja feita pelo pagamento de uma receita fixa reajustada anualmente pelo índice oficial da inflação; (***iii***) tal receita fixa seja bancada por uma conta de encargos setoriais a ser rateada por todos os consumidores (cativos e livres) em função de sua demanda máxima contratada; e (***iv***) a garantia física (*firm energy*) dos empreendimentos possa ser vendida e a energia *spot* produzida liquidada na CCEE.

(**16**) Indicador da Eficiência do Mercado de Capacidade e Vedação à Contratação de Empreendimentos Incentivados. A experiência internacional mostra a preocupação em impedir benefícios duplos, com destaque para as fontes renováveis de energia. Nesse sentido, propomos o estabelecimento de regra pela qual um empreendimento que receba um subsídio específico deve renunciar a esse subsídio para participar do mercado de capacidade.

(**17**) Criação de um Ambiente Livre de Comercialização de Capacidade. Propomos que, futuramente, seja criado no contexto da CCEE um ambiente livre de comercialização de capacidade, à semelhança do atual ACL. Para tanto, empreendimentos que participem em leilões de capacidade devem poder optar para oferecer parcialmente suas capacidades nos certames. Inicialmente, as sobras de capacidade poderão ser comercializadas bilateralmente para cobrir, por exemplo, a degradação da capacidade de agentes. Mais à frente, poderão ser oferecidas a agentes setoriais.

(**18**) Não Utilizar a Terminologia "Lastro" no Mercado de Capacidade. Propomos que não seja empregado o conceito de "lastro", nem, muito menos, seja criado o termo "lastro de capacidade" no contexto de um novo mercado de capacidade. Não existe termo comparável a "lastro" em outros mercados de energia elétrica e esse termo não é estritamente necessário para qualificar variáveis importantes de mercado.

2. Contexto do Debate

A discussão promovida por esta consulta pública ocorre em um momento historicamente importante porque reflete a necessidade de transição energética nacional que, por sua vez, se insere em uma transição global para uma economia de baixo carbono. O aquecimento global decorrente do acúmulo na atmosfera de gases de efeito estufa produzidos pela queima de combustíveis fósseis é, hoje, um fato cientificamente inconteste. A extensão do problema e as formas de mitigá-lo são ainda objeto de intenso debate que opõe as sociedades que alcançaram um nível de instrução e desenvolvimento econômico às expensas da energia fóssil barata, e sociedades que se ressentem da maior dificuldade em se desenvolver com menor disponibilidade das fontes de energia de origem fóssil.

Nesse contexto em que a atmosfera é um bem coletivo sujeito à "*tragedy of the commons*"[1], é importante notar que o coletivo dos governos falhou em promover soluções coerentes e coordenadas. As ações mais promissoras para mitigar o aquecimento global se originam na sociedade civil, particularmente nos países desenvolvidos, e se fazem sentir porque influenciam diretamente a atuação de empresas multinacionais. Recentemente, a invasão da Ucrânia produziu um forte incentivo estratégico à redução da dependência de combustíveis fósseis de muitos países[2], incentivo que se soma à conscientização da importância e urgência da transição para uma economia de baixo carbono.

Tratar separadamente a contratação de energia e capacidade, ou potência, torna-se fundamental para o setor elétrico global porque uma transição segura para uma economia de baixo carbono depende da substituição de fontes de geração fóssil por fontes renováveis, tipicamente com elevada variabilidade de geração. No caso particular do Brasil, o aumento da participação das fontes renováveis com elevada variabilidade se faz ainda mais necessária pelo imperativo de complementar a geração hidráulica para atender a expansão contínua da carga do sistema elétrico.

Pela combinação desses fatores, elaboramos a presente contribuição como uma proposta para criação de um mercado de capacidade e de serviços ancilares, em complementação ao mercado de energia existente. Defendemos que a atuação do Poder Concedente no setor elétrico seja coerente com um objetivo de longo prazo, uma visão de "onde desejamos chegar". É fundamental que o Brasil desenvolva um modelo de mercado que garanta segurança à transição energética. Não podemos errar, basta apreendermos com os erros e acertos das inúmeras experiências de sistemas elétricos nas últimas duas décadas.

---

[1] *Rankin, Daniel J.; Bargum, Katja; Kokko, Hanna. The tragedy of the commons in evolutionary biology. Trends in ecology & evolution, v. 22, n. 12, p. 643-651, 2007*

Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0169534707002741

[2] *Ver: Mitchell Orenstein, "Putin the Green? The Unintended Consequences of Russia's Energy War in Europe", Foreign Policy Research Institute [2023] - www.fpri.org*

3. Evolução do Mercado Global de Energia Elétrica

Sistemas elétricos são geograficamente definidos em termos da rede de transmissão que os compõe. O território de um país pode compreender mais de um sistema e sistemas de diversos países podem operar de forma integrada. Por essa característica, sistemas elétricos historicamente se desenvolveram geograficamente como monopólios naturais, com exceção dos Estados Unidos, onde os sistemas elétricos sempre foram fragmentados e privados. Nesse tipo de estrutura, a premissa fundamental é que uma empresa verticalizada é capaz de servir seu mercado de forma mais eficiente, enquanto a remuneração desse tipo de negócio é usualmente relacionada ao valor da base de ativos.

Nessas condições, o atendimento ao mercado consumidor é feito pelo balanceamento entre demanda e oferta de energia. A remuneração do monopolista verticalizado pela base de ativos incentiva a oferta de sobre capacidade suficiente para atender às variações da carga. Esse tipo de mercado é denominado "*energy-only market*" e tem como característica a liquidação ("*clearing*") dos contratos de energia como potência instantânea medida (integrada) durante um determinado período que é definido por convenção comercial. Nesse tipo de contratação, as restrições de potência instantânea são acessórias.

3.1. Reforma de Regulação e *Unbundling*

No contexto da onda global de privatizações dos monopólios estatais iniciada no Reino Unido na década de 1980 durante o governo Thatcher, a empresa estatal Central Electricity Generating Board foi privatizada em 1990. A partir de então, no esteio da busca de um menor custo de energia pela criação de um ambiente mais competitivo, foram elaborados arcabouços regulatórios que permitiram a cisão de empresas verticalizadas em um processo global que ficou conhecido como "*unbundling*". A carga desses sistemas continuou a ser suprida por contratos de energia, mas os geradores em um ambiente competitivo investem no atendimento à energia contratada (integração da potência no tempo) e não têm incentivo a suprir os desequilíbrios momentâneos entre oferta e demanda de potência que inevitavelmente ocorrem ao longo do período comercial de medição dos contratos de energia. Esse desincentivo a investir em capacidade de geração é conhecido como "*the missing money problem*" de *energy-only markets*. Em outras palavras, o problema do elevado custo de energia devido ao sobre investimento em capacidade se transforma no desafio de garantir a confiabilidade sujeita ao risco de sub investimento.

Em resposta a esse desafio de atender o desbalanceamento momentâneo de potência, o ISO-New England (ISO-NE) organizou o primeiro leilão de potência em 1998. Esse "*installed capacity deficiency auction*" que deu origem ao jargão "*ICAP markets*" ou "*installed capacity markets*" acabou nomeando os emergentes mercados de potência como "*capacity markets*".

A pressão para a transição de *energy-only markets* para mercados que combinem energia e capacidade (potência) depende da matriz de geração de cada sistema. Sistemas que possuem uma componente de geração hidráulica significativa e operam com mercados *energy-only* têm menos urgência para desenvolver mercados de capacidade e de serviços ancilares porque geradores síncronos acionados por turbinas hidráulicas têm como característica oferecer à rede (***i***) reserva girante (*spinning reserve*); (***ii***) capacidade de regulação de tensão por absorção ou injeção de potência reativa; e (***iii***) capacidade de injetar potência ativa (*load following*) para regular a frequência pela atuação rápida dos distribuidores das turbinas hidráulicas. Em outras palavras, um sistema que contrata energia hidráulica, na verdade, contrata um "pacote" de energia, potência e serviços ancilares. Esse é o caso do setor elétrico brasileiro.

3.2. Inserção de Energias Renováveis não Despacháveis

Se, por um lado, capacidade instalada de geração hidráulica contribui para reduzir a necessidade de contratação de potência e serviços ancilares, por outro, a inserção de geração renovável não despachável e de elevada variabilidade tem grande impacto em mercados *energy-only*. A tendência irreversível de aumento

da participação de energias renováveis na matriz energética global é inconteste. Sistemas elétricos que estão mais avançados na transição para uma matriz de mais baixo carbono avançaram mais rapidamente no desenvolvimento de mercados de contratação de capacidade (potência) e de serviços ancilares complementares a seus mercados de contratação de energia.

A figura a seguir apresenta as proporções relativas desses mercados em termos dos valores envolvidos no PJM.

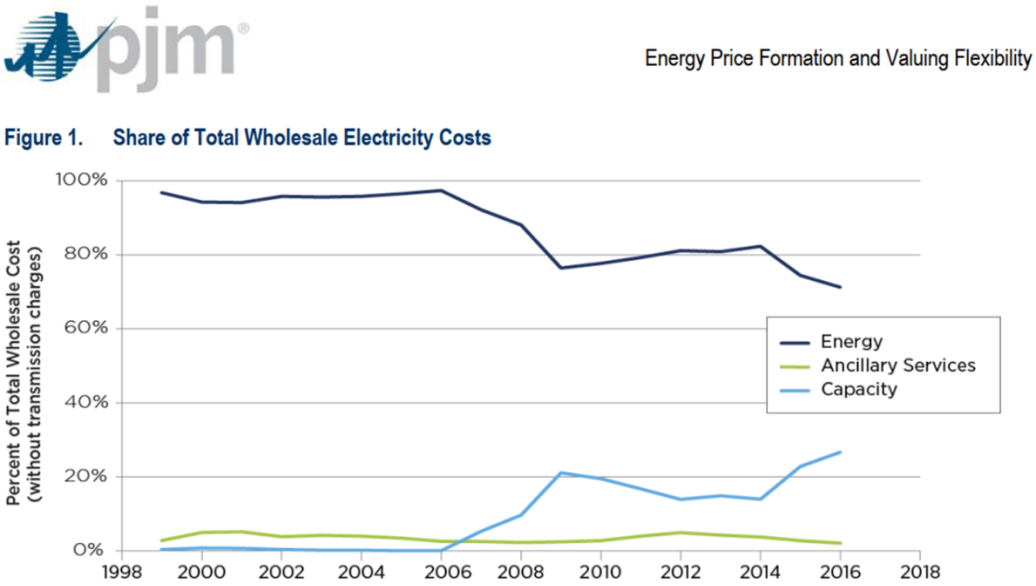

Figura 1 – Evolução histórica da proporcionalidade de faturamento dos mercados de energia, potência e serviços ancilares no PJM.

Note-se que a figura não representa uma redução da contratação de energia em quantidades absolutas. Representa apenas que o valor monetário da contratação de potência e de serviços ancilares vem crescendo proporcionalmente em relação ao montante pago pela contratação de energia.

4. Perspectiva Histórica do Setor Elétrico Brasileiro

A opção pela base de geração hidráulica pode parecer natural considerando o relevo acidentado do planalto central brasileiro e a pluviosidade natural de um clima tropical, mas a decisão de investimento não foi trivial. Na década de 1950, havia uma disputa sobre a estratégia de investimento para oferta de energia elétrica a uma economia em expansão. À época, havia a clara percepção de que o país enfrentaria uma grave crise de suprimento de energia elétrica. O cenário era preocupante, consumidores individuais instalavam grupos geradores diesel e o projeto de criação da Eletrobras, proposto no governo de Getúlio Vargas estava paralisado no congresso desde 1954. A partir de 1956, o debate intensificou-se com a realização da Semana de Debates sobre Energia Elétrica e com os trabalhos do GETENE (Grupo de Trabalho de Energia Elétrica) no âmbito do Conselho de Desenvolvimento. O debate gravitava em torno da opção de gerar energia no litoral, próximo aos centros consumidores, em termelétricas baseadas em combustível fóssil importado, então abundante e barato. A alternativa que se colocava era o investimento em grandes hidrelétricas mais distantes dos consumidores que necessitavam de um maior investimento em infraestrutura de transmissão.

A opção foi investir em hidroeletricidade. A escala desses investimentos foi suportada por grandes empresas estatais no âmbito na Eletrobras, cuja criação ocorreu em 1956. O investimento na construção do parque de geração hidráulico nacional representou uma parcela significativa do endividamento público que contribuiu para a crise da dívida dos anos 1980. De todo modo, desconsiderando os erros ou acertos da decisão de como financiar o investimento, a opção pela geração hidráulica gerou oferta abundante de energia barata que muito contribuiu para o desenvolvimento social e econômico nacional.

Aproveitamentos hidrelétricos são intrinsecamente locacionais. Essa natureza determinou a priorização dos empreendimentos. As primeiras hidrelétricas construídas foram as mais próximas aos consumidores, as mais baratas e as com maiores reservatórios.

O contínuo crescimento da demanda por energia elétrica demandava a construção de novas hidrelétricas. À medida em que os melhores aproveitamentos hidrelétricos eram implantados, os subsequentes eram sempre mais distantes, mais caros e com menores reservatórios. A exaustão dos bons aproveitamentos próximos à carga e as limitações ambientais para o desenvolvimento dos últimos grandes aproveitamentos na (já distante) região amazônica foram determinantes para a estagnação da expansão hidráulica nacional.

4.1. Exaustão da Capacidade Hidráulica Nacional

A figura a seguir objetivamente demonstra a progressiva exaustão da capacidade de geração hidráulica a partir de dados primários do ONS. Em um período de mais de 20 anos, sobrepõe-se a geração média mensal hidrelétrica total (linha verde) à carga horária do SIN (linha azul).

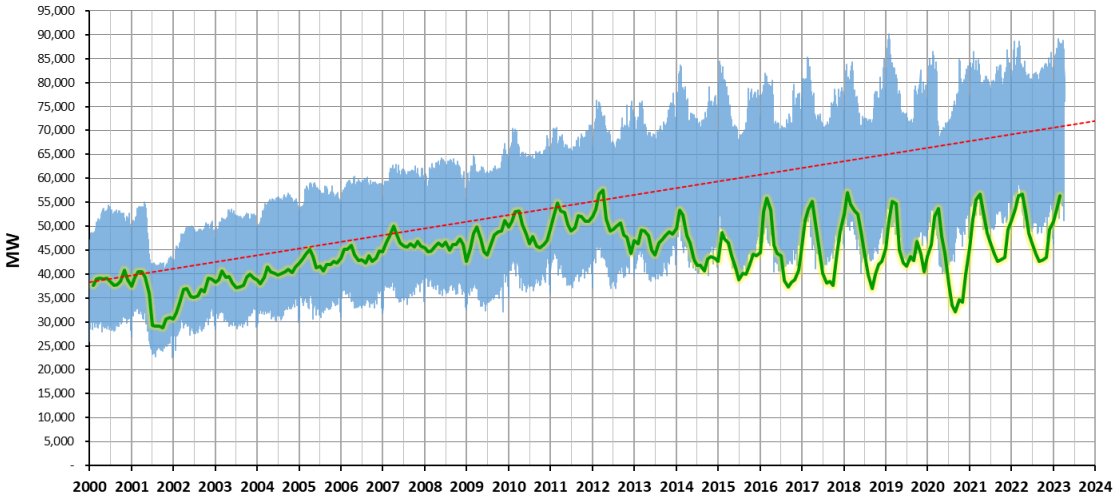

Figura 2 - Geração hidrelétrica média mensal em relação à carga horária do SIN (MWh/h).

Para referência, o racionamento de 2000/2001 é claramente visível. Observa-se também que a geração média hidráulica correspondia à média da carga até aproximadamente 2011. Desde então, a contribuição proporcional da geração hidráulica vem diminuindo enquanto a carga cresce continuamente (linha de tendência vermelha tracejada). Também é observável que a sazonalidade intra-anual da carga vem se acentuando desde cerca de 2013, com picos acentuados de demanda no verão. Nesse período, a variação da geração hidráulica também se acentua, com picos mais elevados no verão e vales mais acentuados no período seco.

Entendemos que a acentuada variação nos patamares de geração hidráulica é um sinal de que os reservatórios das hidrelétricas vêm operando em condição mais crítica. Uma constatação mais evidente dessa tendência pode ser obtida pela apreciação da figura a seguir que representa a autonomia dos reservatórios calculada a partir de dados primários do ONS.

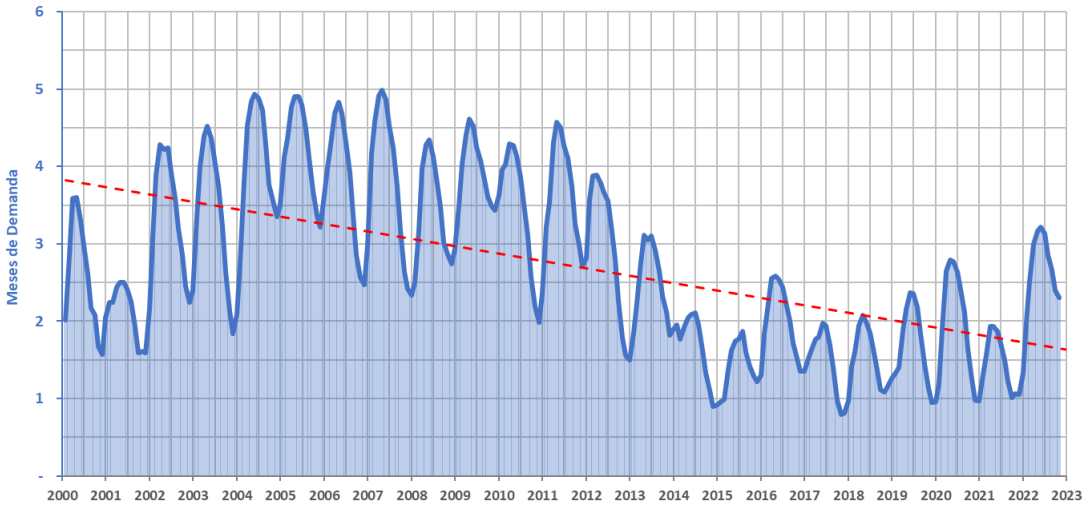

Figura 3 - Autonomia dos reservatórios hidrelétricos do SIN em termos de meses de consumo.

A figura representa quantos meses de geração futura estão acumulados a cada final de mês no conjunto dos reservatórios do SIN, desconsiderando a contribuição de outras fontes de geração. Essa nos parece uma métrica que traz mais informações que a simples mensuração do nível dos reservatórios porque, como os reservatórios não são construídos à mesma razão do aumento da carga, medidas absolutas de nível de reservatório não oferecem uma perspectiva clara da segurança sistêmica do SIN. Como ilustração, em termos de segurança do sistema, 50% de nível de reservatórios em 2013 representa um nível de segurança sistêmica superior aos mesmos hipotéticos 50% em 2023.

Naturalmente, a medida de autonomia dos reservatórios é distorcida porque a capacidade de geração de uma hidrelétrica é função da altura de queda dos reservatórios. Portanto, hidrelétricas têm menor capacidade de geração com baixos níveis de reservatório. Em outras palavras, na realidade, as condições representadas no gráfico de autonomia são mais críticas porque os “vales” são mais profundos e os “picos” são mais elevados. Mesmo considerando que a figura de autonomia é atenuada, é clara a tendência de redução da capacidade de regulação do SIN (Sistema Elétrico Integrado Nacional) pelas fontes hidráulicas que representam hoje cerca de 60% da matriz energética (elétrica) nacional, ainda uma contribuição expressiva.

A linha tracejada na figura anterior representa a regressão linear da série histórica e demonstra a tendência de longo prazo de redução da autonomia de energia armazenada. À medida em que a energia armazenada nos reservatórios fica menor em relação à carga, a geração hidrelétrica perde também a capacidade de regular o sistema em termos de fornecimento de potência. Essa redução é ainda mais crítica para a estabilidade da rede porque os grandes geradores síncronos proveem a reserva girante (inércia) e a

capacidade de injetar ou absorver energia reativa que a rede precisa para amortecer perturbações, bem como controlar frequência e tensão.

A magnitude dessas variações de carga é significativa. Ilustrativamente, a copa do mundo de futebol do Qatar ofereceu um exemplo recente de uma situação em que a carga do sistema pode variar mais que 10% em uma hora. A seleção brasileira produziu um espaço amostral de apenas cinco jogos, como representado na figura a seguir. A área vermelha representa a geração termelétrica no período, a área azul a geração hidrelétrica, enquanto a área verde representa a geração das demais fontes.

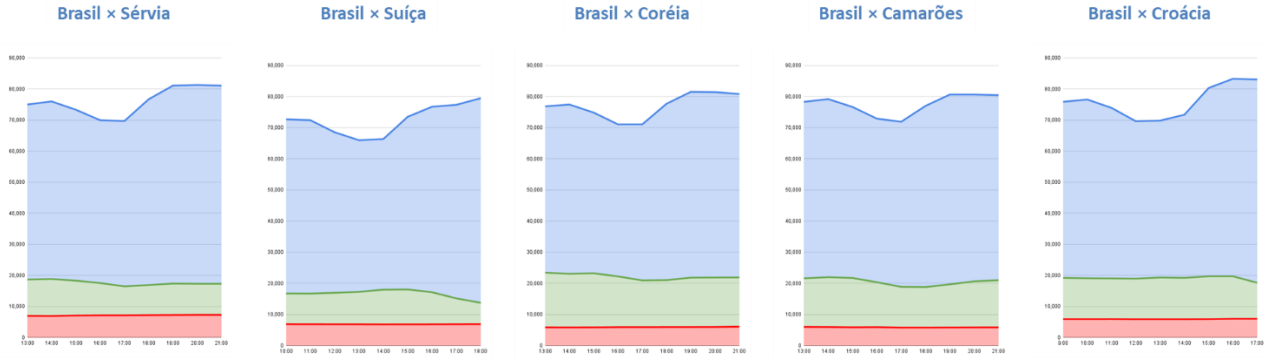

Figura 4 – Perfil da carga e geração durante jogos do Brasil na copa do Qatar.

Note-se que a geração hidrelétrica absorveu toda a variação da carga, enquanto a geração termelétrica manteve um patamar de geração inflexível que em nada contribuiu para suprir as rápidas retomadas de carga. Se já estivessem em operação no sistema elétrico nacional, termelétricas flexíveis e usinas de armazenamento de rede poderiam ter contribuído para reduzir a magnitude da contribuição hidrelétrica e seus efeitos indesejados na defluência dos rios.

4.2. Efeitos Climáticos e a Incerteza da Geração Hidráulica

A dificuldade de suprir energia e/ou potência à rede ficou evidente no verão de 2000/2001, quando houve o racionamento, mas também em 2015/2016, quando uma recessão reduziu a carga e evitou um problema maior. De fato, em 2021/2022 vivemos novamente uma condição de risco que denominamos “crise hídrica” que levou à contratação de geração emergencial. Contratação que, ao final do período úmido, se mostrou desnecessária e ainda onerará o sistema elétrico por um par de anos.

Em nossa opinião, esses eventos não representam condições anômalas, ao contrário, demonstram uma tendência estrutural de incremento do risco hidrológico. Para substanciar essa hipótese, abordamos a seguir o mecanismo de circulação atmosférica global que é responsável pela maior parte da precipitação no planalto central brasileiro, onde se encontram as nascentes dos grandes rios que alimentam as cascatas dos reservatórios de grande parte do parque gerador nacional.

A figura a seguir apresenta a precipitação média diária de longo prazo do mês de janeiro. Nessa figura, identificamos os três sistemas de circulação atmosférica que geram os cavados monçônicos (*monsoon throughs*) atuantes na região dos oceanos Atlântico, Pacífico e Índico no verão austral.

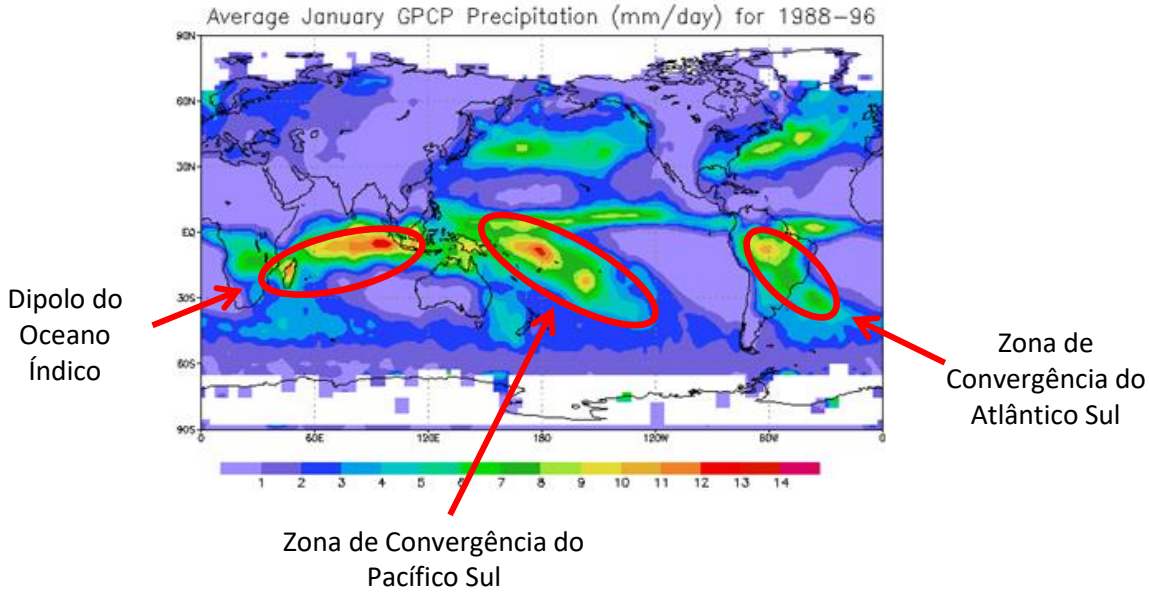

Figura 5 - Sistemas de circulação atmosférica e cavados monçônicos do verão austral

A figura a seguir representa os vetores de vento e a intensidade de precipitação durante um período em que está formada a Zona de Convergência do Atlântico Sul (SACZ - *South Atlantic Convergence Zone*).

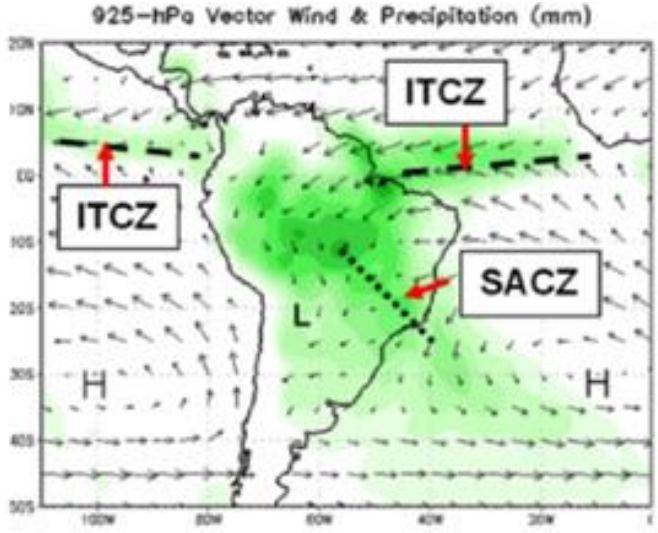

Figura 6 - Intensidade de precipitação e campo de ventos (a 925 hPa) durante ZCAS (SACZ).

Como mencionado, a SACZ é um fenômeno de circulação atmosférica no verão austral, quando a maior incidência solar abaixo do Equador desloca a Zona de Convergência Intertropical (ITCZ - *Intertropical Convergence Zone*) para o sul. Essa migração da ITCZ desloca o anticiclone do Atlântico Sul (zona de alta pressão sobre o oceano Atlântico) para um ponto mais distante do litoral do continente, reduzindo a pressão atmosférica no litoral brasileiro. A incidência mais direta do sol sobre o planalto central eleva a temperatura na região e faz cair a pressão atmosférica. Essa combinação da redução da pressão atmosférica no litoral e no planalto central cria uma "calha" (*trough*) ou, como é mais conhecido, um "cavado" monçônico que pode ser entendido de forma simplificada como um corredor de baixa pressão que "suga" uma parcela da umidade da Amazônia equatorial sobre o sudeste brasileiro em direção ao oceano e produz níveis de precipitação acima de 1.000 mm entre o final de outubro e o final de março nas bacias dos grandes rios que nascem no planalto central. A dimensão e importância desse sistema monçônico pode ser percebida pela designação popular desse fenômeno como os "rios voadores".

Esse fenômeno de circulação ainda não é totalmente compreendido, o que torna difícil prever os níveis de precipitação que contribuem para a ENA (Energia Natural Afluente) no período chuvoso. Fatores como frentes frias e teleconexões com outros sistemas de circulação globais têm influência na frequência e intensidade das SACZs.

Nesse sentido, observa-se que interpretações de tendências de precipitação no período chuvoso do Brasil central baseadas em observações de anos recentes não oferecem informações seguras sobre casos climáticos extremos. Estudos científicos mensuraram a intensidade da precipitação durante o período chuvoso em uma amostra temporal de dois mil anos. Esse estudo foi feito pela concentração de isótopos de oxigênio incorporado a estalactites de cavernas na região afetada pela SACZ. A figura a seguir permite uma avaliação qualitativa de que a variação natural do ciclo de chuvas é bastante acentuada e, portanto, em um horizonte de tempo maior, recessões hídricas muito intensas e duradouras podem ocorrer.

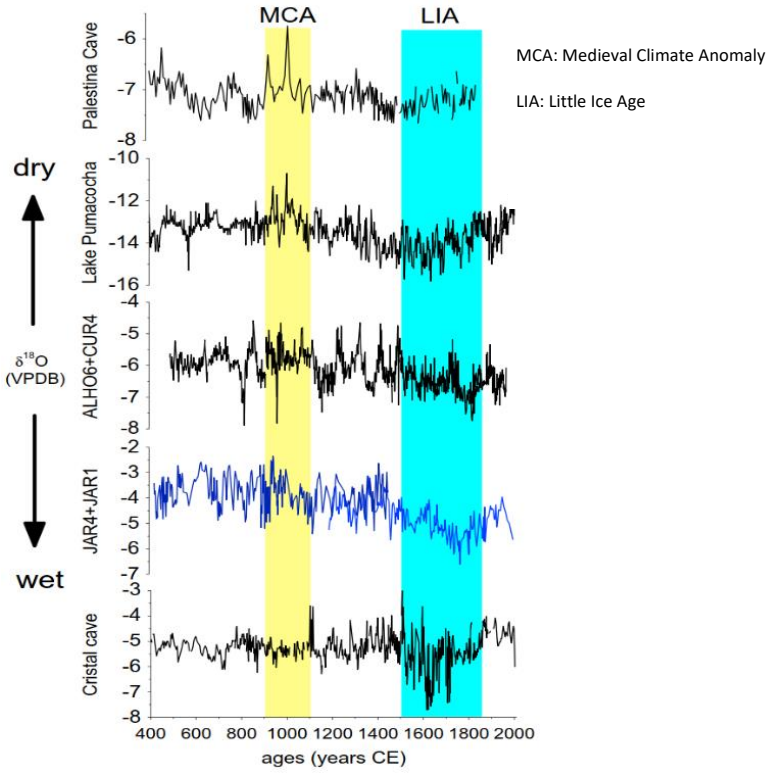

Figura 7 - Variação da precipitação em 5 localidades do Brasil central ao longo de dois mil anos. Novello, V. F., Cruz, F. W., Moquet, J. S., Vuille, M., de Paula, M. S., Nunes, D., et al. (2018). Two millennia of South Atlantic Convergence Zone variability reconstructed from isotopic proxies. Geophysical Research Letters, 45,5045–5051. https://doi.org/10.1029/2017GL076838.

Um exemplo ilustrativo do comprometimento da confiabilidade do sistema elétrico nacional em condições de operação com baixo nível dos reservatórios e consequente limitação na capacidade de *load following* do parque de geração hidrelétrica é a perturbação sistêmica ocorrida no dia 19 de fevereiro de 2015.

A figura a seguir representa a frequência do sistema elétrico integrado (SIN) entre 13:00 e 16:00 desse dia e indica que o sistema vinha operando abaixo da frequência base da rede (60 Hz) até que uma sequência de perturbações fez com que a frequência caísse a 58,5 Hz às 14:48, iniciando um processo de corte de cargas.

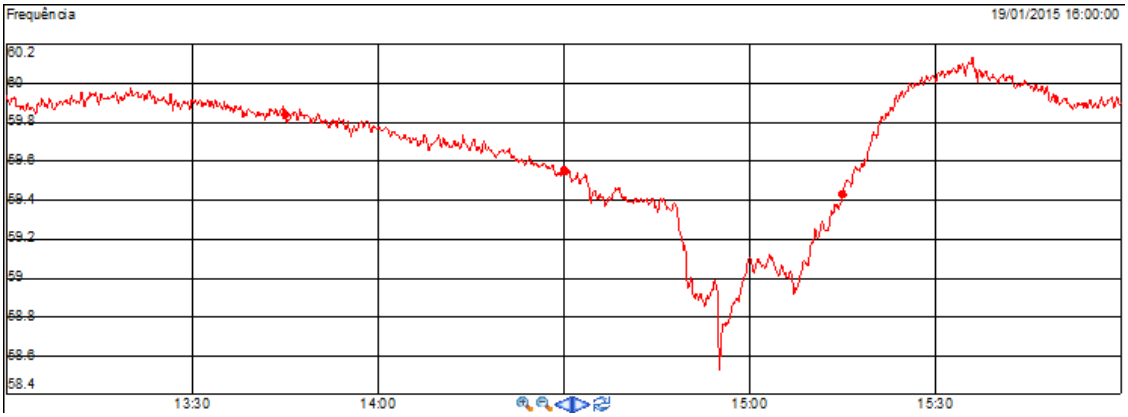

Figura 8 – Frequência do SIN entre 13:00 e 16:00 do dia 19 de fevereiro de 2015.

A figura a seguir apresenta a curva de carga do SIN nesse dia. O sistema operava com uma perda de potência da ordem de 7.650 MW pela redução da altura útil de queda de usinas hidrelétricas. Nesse dia, o sistema operava abaixo da frequência nominal com um déficit de geração de cerca de 500 MW. A instabilidade do sistema produziu uma sequência de perdas de geração por atuação de proteções que totalizaram aproximadamente 3.000 MW e acentuaram a queda de frequência da rede até que o ONS iniciou cortes manuais de carga.

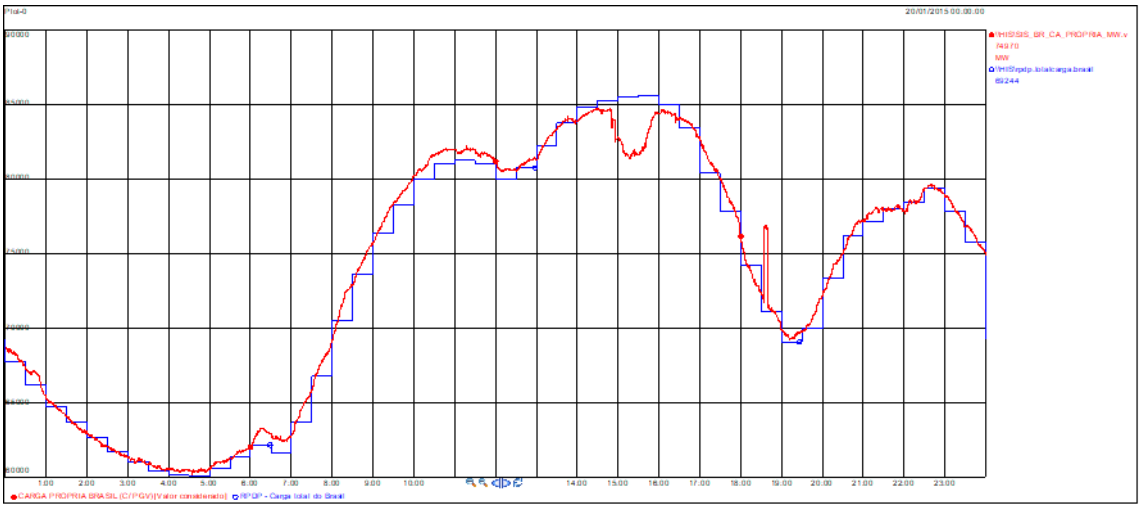

Figura 9 – Curva de carga do SIN em 19 de fevereiro de 2015.

A frequência nominal de 60 Hz foi reestabelecida às 15:25 e as cargas foram normalizadas às 15:55. O "vale" correspondente ao corte de carga pode ser prontamente identificado na figura acima.

Entendemos, portanto, que é urgente a complementação da geração hidráulica por outra ou outras fontes de geração para prover o contínuo crescimento da carga de forma confiável.

4.3. Fatores Econômicos e Ambientais na Expansão da Oferta de Energia Renovável

Uma análise dos leilões de contratação de energia nova na última década permite identificar que o preço de contratação de energia por disponibilidade de empreendimentos termelétricos tem se mantido relativamente constante, enquanto o custo de contratação de energia por quantidade de fontes eólicas e solares vem progressivamente se reduzindo. A figura a seguir representa usinas termelétricas a gás natural contratadas em leilões de energia nova como círculos vermelhos identificando a data de realização dos leilões e o preço (ICB - índice de custo-benefício) de venda convertido para USD por MW médio com base no câmbio de referência do próprio leilão. A UTE Novo Tempo Barcarena é representada por um círculo preto porque

ainda não está em operação e por seu modelo de negócio depender do resultado econômico da operação de um terminal de GNL, portanto, seu ICB não representa a economicidade isolada de uma termelétrica a gás.

Os pontos azuis ligados por linha também azul representam o ICB de venda de empreendimentos eólicos e solares em diversos leilões de energia nova e leilões de reserva. Dada a impossibilidade de representar os projetos individualmente, os pontos azuis representam o ICB médio de venda de cada leilão, convertido para USD por MW médio pelo câmbio de referência do leilão térmico mais próximo. A linha tracejada vermelha representa a média dos ICBs térmicos, desconsiderando o ICB da UTE Novo Tempo Barcarena. A linha tracejada azul representa a média dos ICBs renováveis a partir de 2018.

Faz-se a ressalva de que estamos comparando ICBs de contratos por quantidade e por disponibilidade. Ainda assim, é possível notar que até 2018 os ICBs de fontes renováveis e térmicas de gás natural eram equiparáveis. De fato, ambos se elevam significativamente nos leilões entre 2015 e 2016, porém, enquanto os ICBs térmicos convergem à média histórica após 2016, os ICBs renováveis convergem para um patamar mais baixo e ali se mantêm.

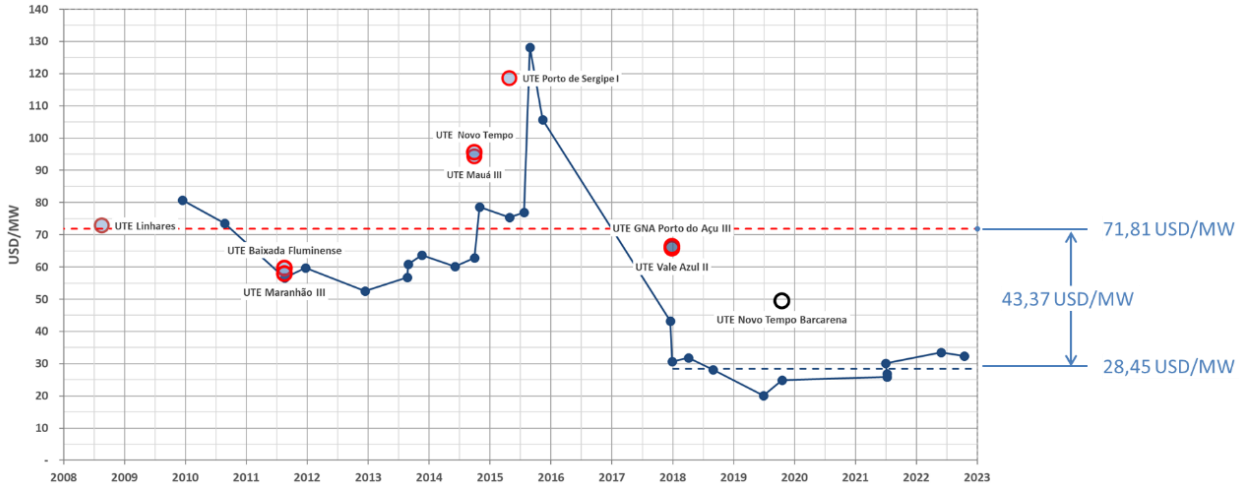

Figura 10 – Histórico de ICBs (índices de custo-benefício) de leilões de energia nova.

Note-se que a diferença de custo para o sistema entre a contratação de energia por disponibilidade de termelétricas e por quantidade de fontes renováveis é da ordem de 45 USD/MWh.

A redução do custo da geração eólica e solar parece ser uma tendência global. Em adição aos aspectos tecnológicos e econômicos, o irreversível aumento da participação dessas fontes renováveis na matriz energética global é também estimulado por políticas de várias nações comprometidas com a redução da emissão de gases de efeito estufa. A figura a seguir, elaborada pelo Institute for New Economic Thinking da Universidade de Oxford[3] apresenta, em escala logarítmica, a evolução histórica das médias de custo de geração de energia de diversas fontes ajustadas pela inflação e dos montantes globais estimados de energia gerada por essas fontes. Vale ressaltar que os valores de custo médio e montante de geração referem-se a energia e não tem relação com a capacidade de entregar potência à rede.

[3] *Estimating the Costs of Energy Transition Scenarios Using Probabilistic Forecasting Methods, Rupert way, Penny Mealy, J. Doyne Farmer (2020)*

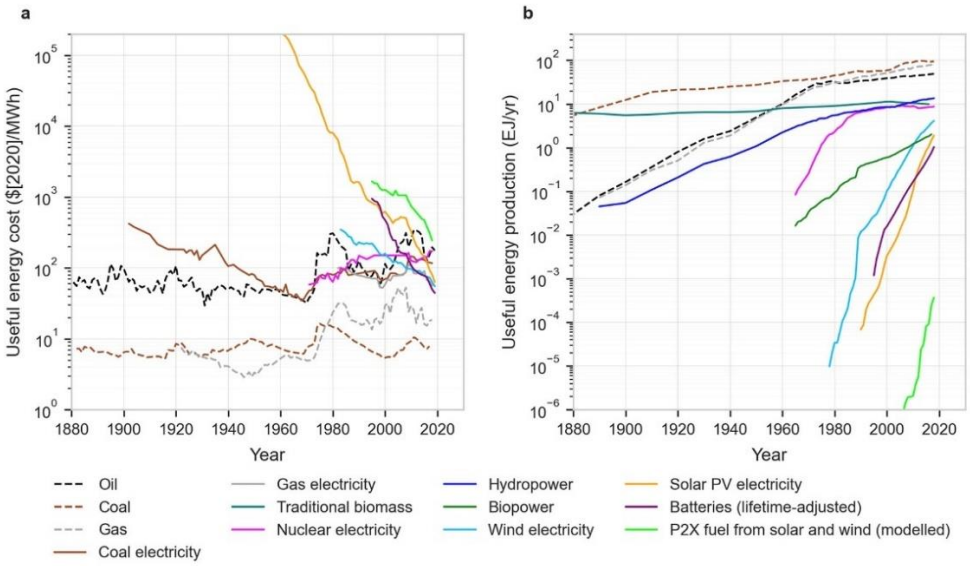

Figura 11 – Estimativa de custo médio de geração (a) para várias fontes e montante de geração (b).

A Austrália é um exemplo interessante dessa tendência. Apesar de seus vastos recursos energéticos fósseis, em especial carvão e gás, o planejamento prevê até 2050 a eliminação quase completa da geração a partir de combustíveis fósseis, eliminando o carvão e mantendo uma pequena participação de gás natural gerando na base e em *peak shaving*. A figura a seguir representa o planejamento recente dos dois sistemas integrados australianos.

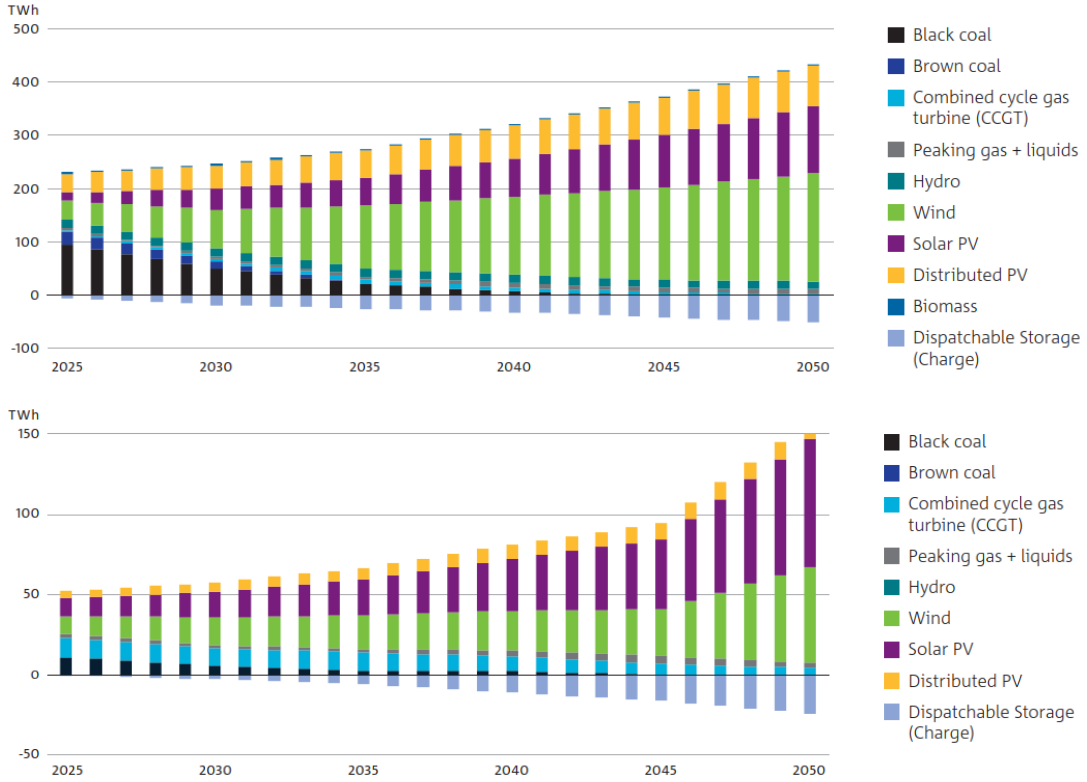

Figura 12 – NEM - National Electricity Market (acima) e WA - Western Australia (abaixo)[4].

[4] *Renewable Energy Storage Roadmap CSIRO - Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (2023)*

É interessante notar nessas projeções o efeito do armazenamento de rede como um consumo. De fato, em um balanço de geração e consumo de energia, o efeito do *time shifting* do armazenamento de rede é neutro porque esses empreendimentos retornam ao sistema a energia acumulada. No entanto, a perda energética no ciclo de carregamento e descarregamento representa uma perda real de energia. Como a eficiência *round-trip* desses empreendimentos é da ordem de 80% a 90%, o *time shifting* é da ordem de dez vezes o montante apontado como consumo.

A eletrificação da economia global não é somente influenciada pelo custo, mas também pelo combate às mudanças climáticas. Artigo recente da revista The Economist[5] prevê, em uma seção simpaticamente denominada "*this machine kills carbon*", que os sistemas elétricos (as "máquinas" do artigo) têm um papel fundamental nesse combate e que, conforme figura a seguir, é necessário que a energia elétrica mais que dobre sua participação na matriz energética global para que um cenário "*net zero*" de carbono seja alcançado.

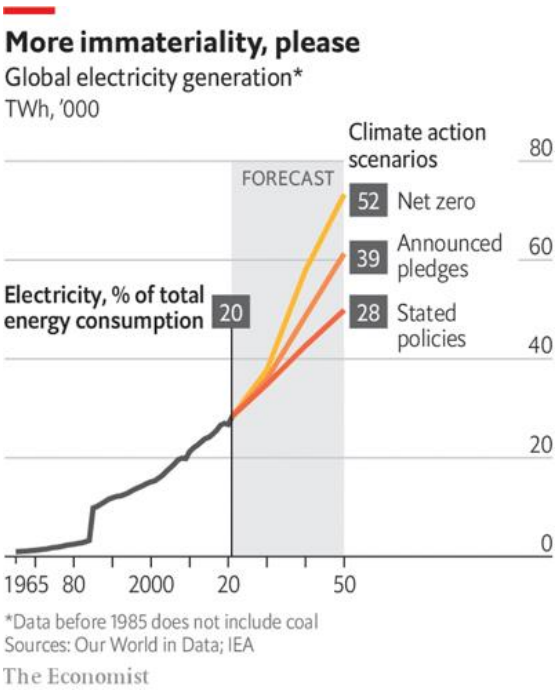

Figura 13 – Previsão de cenários de eletrificação da economia global para combate às mudanças climáticas (The Economist).

No Brasil, em particular, o espaço para eletrificação da economia é amplo. Independentemente das previsões oficiais de crescimento da carga, um indicador do potencial de crescimento do consumo de energia elétrica é a constatação, na figura seguinte, de que o consumo nacional de energia elétrica per capita em 2018 era inferior à média mundial.

[5] *The Electric Grid Is about to Be Transformed – The Ultimate Supply Chains – Technology Quarterly – The Economist – 08 - abril - 2023.*

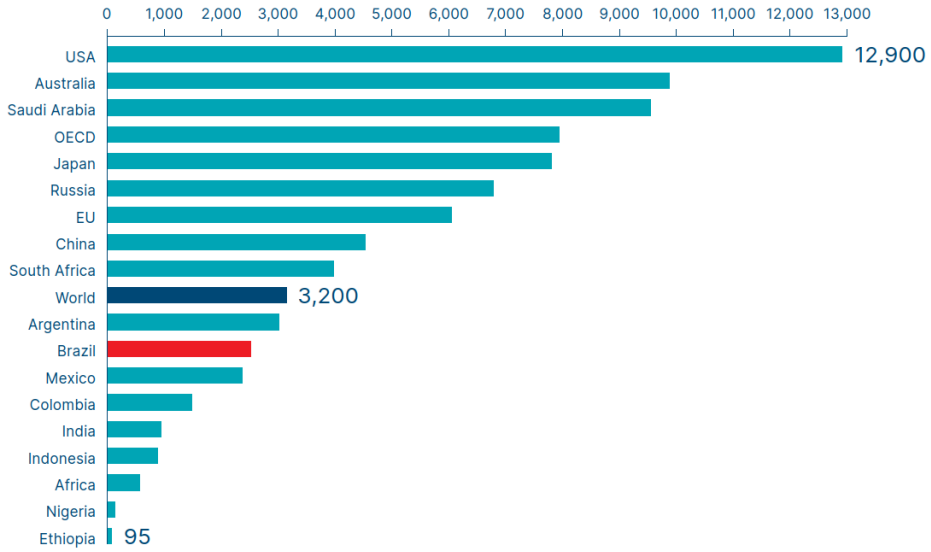

Figura 14 – Consumo de energia elétrica em kW per capita em 2018 (IEA World Energy Outlook 2019).

No caso brasileiro, é importante também ressaltar que as fontes renováveis não apenas oferecem ao sistema uma energia mais barata e mais limpa, mas também contribuem para tornar a economia mais resiliente a perturbações internacionais. É positivo para a economia nacional que o custo das energias renováveis não seja vinculado à taxa de câmbio e a índices internacionais de preço de combustíveis fósseis, como o barril de petróleo. Essa é uma vantagem comparativa importante porque o custo da energia elétrica afeta diretamente a competitividade da indústria nacional e o índice de inflação. Adicionalmente, a energia renovável contribui para desvincular a economia nacional de perturbações geopolíticas que afetam ciclicamente os índices de combustíveis fósseis.

Em outras palavras, se a expansão do setor elétrico nacional for adequadamente planejada, podemos fazer uma transição segura para uma matriz energética de baixo carbono, mais barata e que não seja sujeita às perturbações internacionais que tanto afetam o mercado nacional de derivados de petróleo, como diesel e gasolina.

Em termos puramente energéticos, as fontes renováveis são capazes de suprir plenamente o crescimento da carga nacional. A figura a seguir reproduz o resumo elaborado pela EPE contemplando os projetos cadastrados para participação no Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2022.

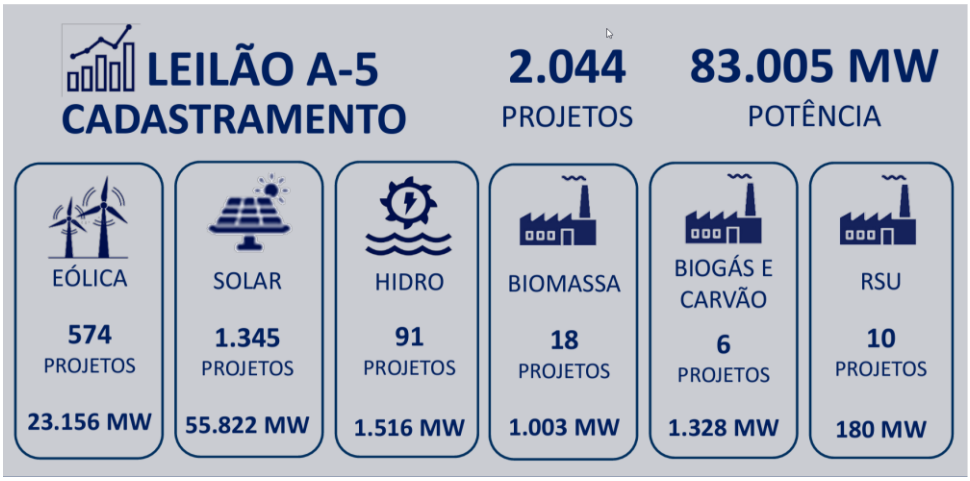

Figura 15 – Resumo do cadastramento de empreendimentos para o LEN A-5 de 2022 (EPE).

Note-se que a capacidade instalada consolidada dos empreendimentos cadastrados de geração solar e eólicas somam quase 80 GW. Cerca de dois terços dessa capacidade cadastrada possuíam os projetos técnicos, as licenças ambientais, acesso regular ao terreno, e certificação das medições de vento e radiação. É razoável crer que, se não houvesse restrições de conexão, uma parcela considerável desses empreendimentos teria condições econômicas de prover energia ao sistema elétrico.

Considerando a contínua expansão da rede de transmissão que permitirá a conexão dessas fontes geograficamente dispersas, os únicos obstáculos para o atendimento ao crescimento da carga de energia por fontes renováveis não despacháveis é a natural variabilidade dessas fontes que implica em um contínuo desbalanceamento de potência, bem como a incapacidade dessas fontes em contribuir para a regulação da tensão e da frequência da rede.

4.4. Necessidade de Implantação de um Mercado Nacional de Capacidade

A necessidade de crescimento da oferta de energia elétrica nacional nas próximas décadas pode ser suprida integralmente por fontes renováveis. O desafio para a ampliação da inserção das fontes renováveis não despacháveis advém da dificuldade em compatibilizar o balanço energético entre uma carga variável e uma geração intermitente. A variabilidade intrínseca da geração solar fotovoltaica e eólica restringe a proporção de suas participações na matriz energética nacional. Em termos de balanço de potência, o desafio é compatibilizar a variabilidade natural das fontes renováveis não despacháveis com a variabilidade da carga.

Um desafio adicional advém da necessidade de regulação da rede que depende de reserva girante (*spinning reserve*) e da capacidade de injetar e absorver potência reativa que é predominantemente provida pelos geradores síncronos das turbinas hidráulicas.

A experiência internacional aponta que o aumento da contribuição de fontes renováveis requer investimentos na infraestrutura das redes elétricas. Uma boa referência é o RIIA (Renewable Integration Impact Assessment) publicado em fevereiro de 2021 pelo MISO (Midcontinent Independent System Operator)[6] dos Estados Unidos. Esse relatório analisa cenários de até 50% de inserção de fontes renováveis não despacháveis.

Naturalmente, as necessidades de investimento em infraestrutura para permitir o aumento da inserção de fontes renováveis dependem de características específicas de cada sistema e do nível de participação das fontes a ser alcançado. De forma geral, o referido investimento compreende a contratação de uma combinação de empreendimentos de:

I. transmissão,
II. compensação síncrona,
III. geração térmica flexível,
IV. armazenamento de rede (*grid storage*).

Entendemos que o planejamento da expansão da rede de transmissão já contempla adequadamente a necessidade de integração das fontes renováveis geograficamente distribuídas por regiões com baixa densidade de carga, portanto, também com baixa concentração de redes elétricas. De fato, a diversidade geo-elétrica das fontes renováveis é um fator significativo de redução de sua variabilidade intrínseca.

Entendemos também que as regras de contratação de compensação síncrona podem ser aperfeiçoadas e adequadas à presente realidade como resultado da consulta pública MME Nº 145/2022.

No que tange à contribuição da geração termelétrica flexível e de armazenamento de rede para a inserção das fontes renováveis, os modelos meteorológicos de previsão de geração solar e eólica, bem como o

[6] *Disponível no website https://www.misoenergy.org/*

contínuo desenvolvimento dos modelos de previsão de carga, evoluíram a um estágio em que as previsões de geração e carga em D-1 são bastante confiáveis. Empreendimentos de geração térmica flexível e de armazenamento de rede podem ser despachados pelo ONS com antecedência de menos de 24 horas (*day-ahead*) para complementar a geração renovável não despachável, dessa forma, contribuindo para compensar a variabilidade intrínseca dessas fontes.

Como exemplo ilustrativo da contribuição de termelétricas flexíveis e de armazenamento de rede para suportar a inserção de fontes renováveis na matriz energética nacional, propomos o seguinte *thought experiment*.

O exercício depende da confrontação do perfil típico da carga instantânea horária do Brasil com o perfil típico da geração eólica e solar instantâneas. Esses dados estão publicamente disponíveis no *website* do ONS em valores horários. Tomamos como base os dados consolidados do SIN cobrindo o ano completo de 2022 visando contemplar a sazonalidade anual completa do ano mais recente.

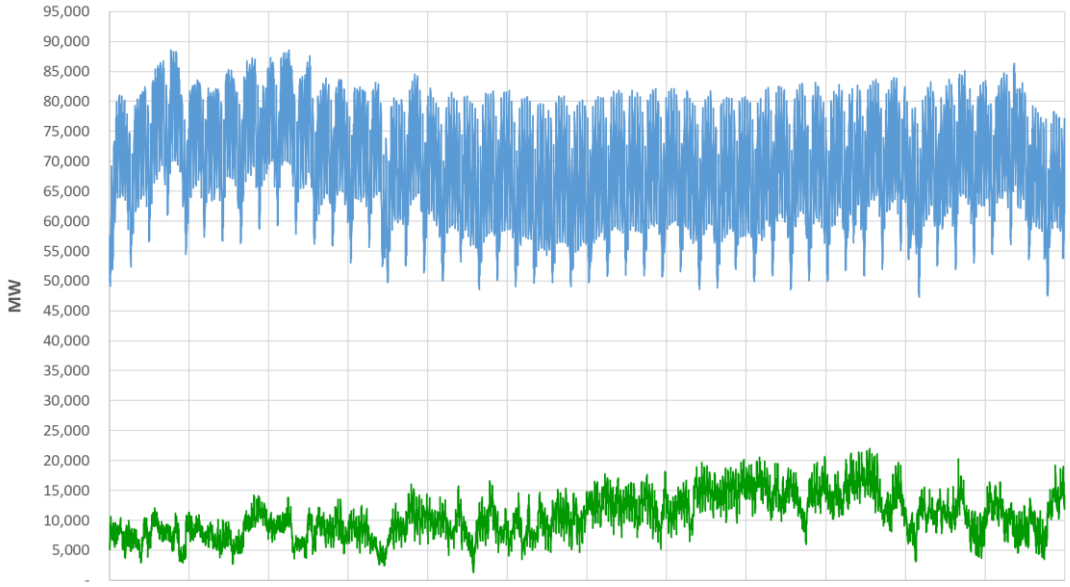

Figura 16 – Carga horária do SIN em 2022 (azul) e geração horária total eólica e solar em 2022 (verde).

Nota-se que, em 2022, a carga média do SIN foi de 68.805 MWh/h, enquanto a geração eólica média foi de 9.271 MWh/h, o que representa uma razão de 1 : 7,42, ou seja, a contribuição das fontes eólicas para atendimento da carga foi de 13,47%. Em termos de geração solar, a contribuição foi de 1.378 MWh/h, o que representa uma razão de 1 : 49,93 ou 2,0%.

Para simplificar a representação, os dados anuais são tratados como médias semanais. A figura a seguir apresenta as médias horárias da carga e da geração eólica total do SIN em 2022 representadas aqui como média semanal dos mínimos (linhas verdes), média semanal das médias (linhas azuis) e média semanal dos máximos (linha vermelha). As linhas azuis tracejadas representam as médias das médias.

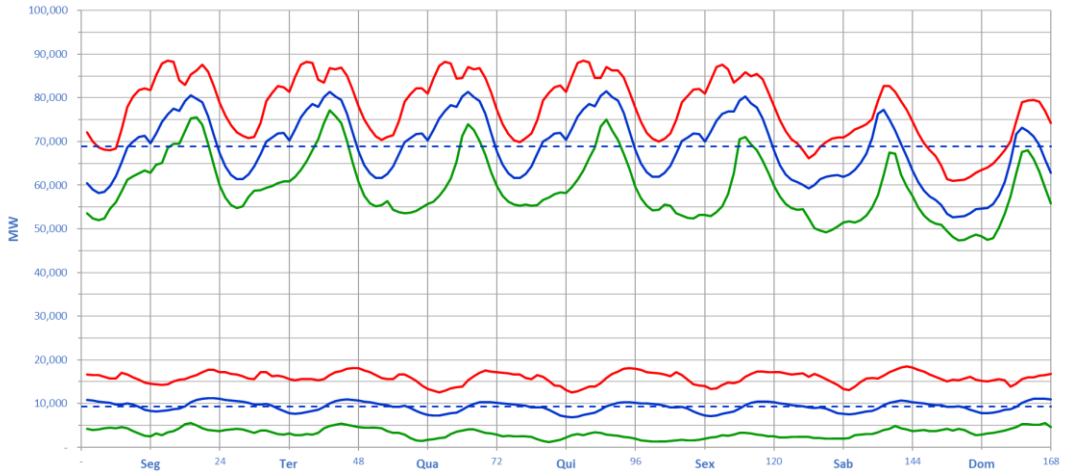

Figura 17 – Carga média semanal do SIN em 2022 (acima) e geração total eólica média do SIN em 2022 (abaixo).

O exercício hipotético proposto é apresentado na figura a seguir. A carga horária média do SIN no ano de 2022 é representada pela linha de cor azul espessa. A linha vermelha mais fina representa a geração horária média eólica do SIN no mesmo período multiplicada por um fator equivalente à razão entre a média da carga e a média da geração eólica (7,42). Em outras palavras, é criado um cenário hipotético no qual a geração eólica produz em um determinado período uma quantidade de energia equivalente ao consumo total do SIN. Trata-se, portanto, de um cenário idealizado em que a geração eólica é capaz de suprir isoladamente toda a carga do país. Um cenário hipotético de matriz de geração 100% renovável suprida unicamente por fontes eólicas.

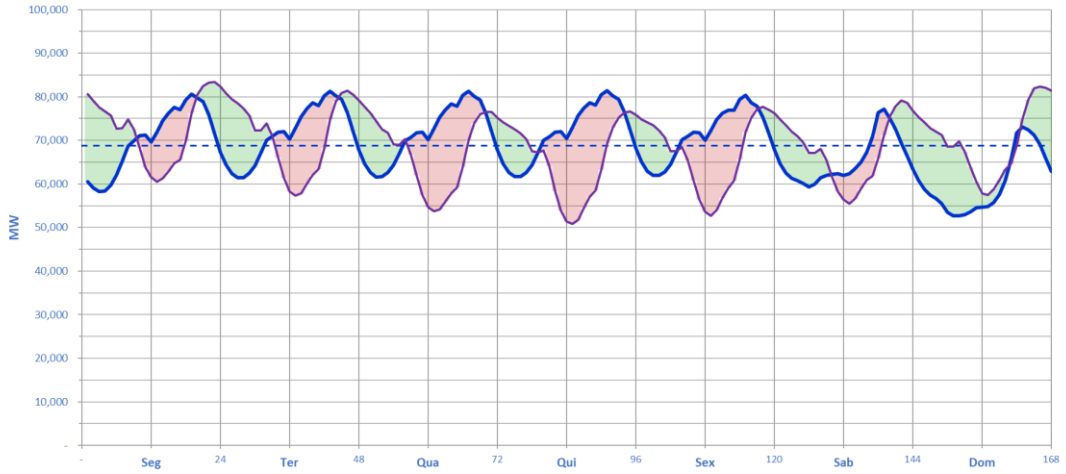

Figura 18 – Sobreposição da carga horária média de 2022 com uma média horária hipotética de geração eólica.

Nota-se pela figura acima que, apesar da média geração eólica (multiplicada pela razão entre as médias) ser capaz de suprir o balanço energético nacional nesse exercício hipotético, há um claro desbalanceamento instantâneo entre carga e geração. Momentos em que há excedente de geração compõe a área verde, enquanto, o déficit de geração é representado pela área de cor vermelha. Como as médias de carga e geração foram manipuladas por esse exercício para serem numericamente idênticas, a sobra de energia (integral de diferença de potência no tempo) representada pela área verde é igual ao total de déficit de energia representado pela área vermelha e equivalem a uma capacidade de acumular e devolver à rede 851.570 MWh de um total de carga média semanal de 11.560.869 MWh (razão de 1 : 13,58).

Ainda como parte desse experimento idealizado, para que o cenário de matriz energética 100% renovável seja possível, é necessário não apenas que a energia total gerada seja igual à carga, mas também que os

desequilíbrios instantâneos de potência sejam compensados. Acrescenta-se ao exercício hipotético uma capacidade de armazenamento de rede ideal que é capaz de acumular a sobra de energia das áreas verdes para devolver essa energia sem perdas nos momentos correspondentes às áreas vermelhas.

Faz-se a ressalva de que o exercício acima foi feito com base no balanço de energia, não de potência e, apesar de abstrato e idealizado, esse experimento produz informações valiosas. Dado o perfil típico da carga do SIN e um fator de capacidade de geração eólica nacional consolidado, é possível notar que o balanceamento do sistema requer uma capacidade de armazenamento de energia (ou geração flexível). No caso da geração eólica, a proporção entre a capacidade de armazenamento e a carga total do sistema é de cerca de 13,58 vezes. Em outras palavras, nas condições típicas nacionais, a inserção de 1 MW de capacidade de armazenamento permite a inserção de quase 14 MW de energia eólica limpa e barata à matriz energética nacional.

Naturalmente, esse valor varia com o espaço amostral no qual são feitas as médias, porém, essa é uma constatação importante porque indica que há um múltiplo significativo entre a capacidade de geração flexível ou armazenamento e a capacidade de contratar energia de fonte eólica para complementar nossa base hidráulica.

Esse exercício hipotético pode ser repetido considerando a criação de uma matriz energética 100% renovável baseada unicamente em geração solar. A figura a seguir representa a carga horária semanal do SIN e a geração horária média solar em 2022.

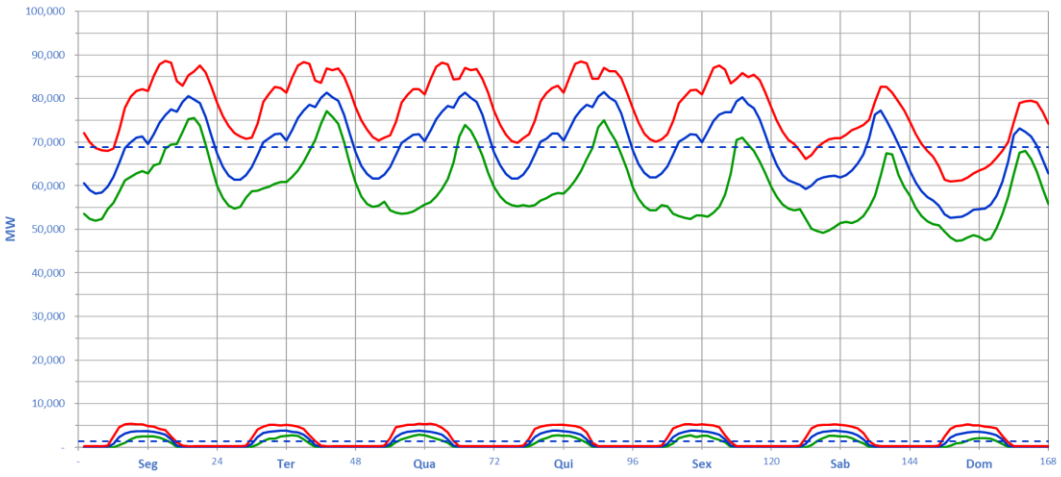

Figura 19 – Carga média semanal do SIN em 2022 (acima) e geração total solar média do SIN em 2022 (abaixo).

Nesse exercício, a geração solar é multiplicada pelo fator 49,93 para que a média de geração solar se iguale à carga, como representado na figura a seguir.

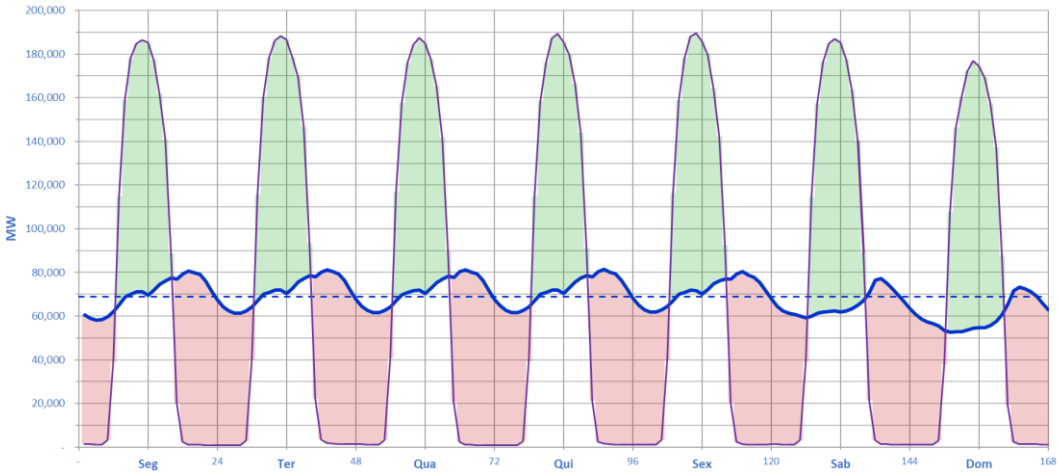

Figura 20 – Sobreposição da carga horária média de 2022 com uma média horária hipotética de geração solar.

Nesse caso, o impacto da adição ao sistema de 1 MW de capacidade de armazenamento ou geração termelétrica flexível permite a inserção de geração solar em uma proporção de 1 : 1,86. Esse valor é inferior ao múltiplo de fontes eólicas porque a geração solar necessita de uma capacidade mais elevada de armazenamento (6.224.65 MWh) para atender a demanda semanal (11.560.869 MWh) porque não há geração à noite.

A importância da implantação de um mercado de capacidade e de serviços ancilares no Brasil não se limita ao balanceamento da potência instantânea visando permitir a inserção de energias renováveis de alta variabilidade para complementar a geração hidráulica no atendimento ao aumento contínuo da carga. A contratação de capacidade e de serviços ancilares aumenta a confiabilidade do sistema porque aumenta a resiliência da rede a perturbações.

Esse efeito é ilustrado pela figura esquemática a seguir e representa a resposta de frequência de um sistema elétrico que opera a 60 Hz a uma perturbação abstrata, nesse caso, a perda de capacidade de geração.

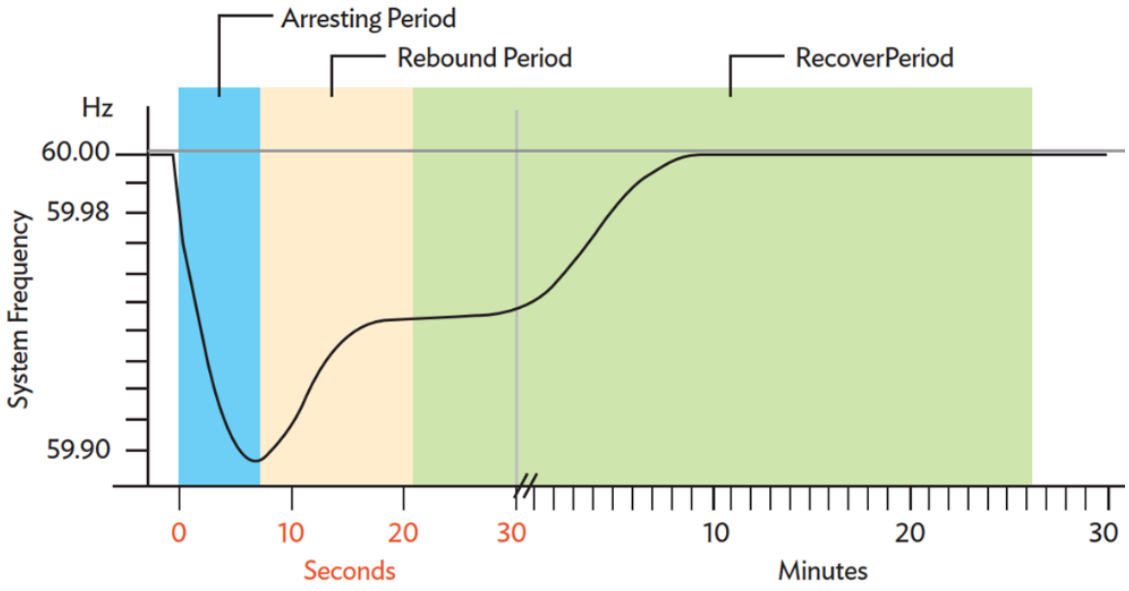

Figura 21 – Representação esquemática da resposta de frequência a uma perturbação do sistema.

Em resposta à perda de capacidade, a frequência do sistema cai a uma taxa que depende da inércia elétrica do sistema e atinge um nadir de frequência a partir do qual a resposta do sistema tende a reestabelecer a frequência original. O que se convenciona denominar resposta primária à perturbação compreende os

primeiros segundos após o evento e corresponde à atuação da *spinning reserve* (reserva girante) que é a inércia rotacional dos geradores sincronizados com a rede que operam abaixo de suas capacidades nominais e têm a possibilidade de rápido incremento de potência. Essa reserva girante é um serviço ancilar e é tipicamente provida pelos alternadores síncronos de usinas hidrelétricas que operam com folga de potência *em speed droop control* e podem abrir rapidamente os distribuidores das turbinas hidráulicas. Em outras palavras, são turbo geradores de reação rápida cujo sistema de controle aumenta a potência ativa gerada em resposta a uma queda de frequência, ou, alternativamente, reduz a potência ativa em resposta à elevação da frequência da rede.

A denominada resposta de frequência secundária atua em um período mais longo, até os primeiros minutos após a perturbação e é provida por centrais geradoras sincronizadas à rede que operam em *speed droop control* com capacidade de injeção de potência ativa mais lenta, ou unidades geradoras também sincronizadas que operam em regime de *voltage droop control* e, portanto, necessitam de uma mudança de *setpoint* do controlador para incrementar a injeção de potência na rede. Finalmente, a chamada resposta terciária engloba os geradores termelétricos flexíveis e as usinas de armazenamento de energia que precisam receber uma ordem de despacho do operador do sistema para sincronizarem e injetar potência ativa na rede. Usinas de despacho rápido que podem sincronizar em períodos da ordem de 30 minutos são empreendimentos contratados no contexto de um mercado de capacidade.

Ainda no contexto de aumento da confiabilidade do sistema elétrico, empreendimentos que possuem alternadores síncronos podem ainda contribuir para regular a tensão da rede pela injeção ou absorção de potência reativa.

É importante ressaltar que o setor elétrico já possui mecanismos de remuneração para empreendimentos que oferecem os serviços ancilares de regulação de frequência e tensão da rede. No entanto, assume-se que o aprimoramento da regulação de prestação de serviços ancilares no contexto da implantação de um mercado de capacidade será capaz de estruturar melhor e incentivar a prestação desses serviços.

4.5. Confiabilidade Sistêmica como de Interesse Público

Empreendimentos contratados no contexto do mercado de capacidade e de serviços ancilares são capazes de:

I. Contribuir para balancear a potência instantânea da rede com despacho *day-ahead*, dessa forma permitindo a inserção de fontes renováveis não despacháveis na matriz energética nacional em uma proporção bastante superior à suas capacidades contratadas;

II. Contribuir para a regulação da frequência da rede pela injeção de potência ativa de geradores sincronizados (serviço ancilar de reserva operativa / *spinning reserve*) e por geração flexível de despacho rápido (potência / capacidade instalada como resposta terciária); e

III. Contribuir para a regulação da tensão da rede pela injeção ou absorção de potência reativa (serviço ancilar).

Consequentemente, como já mencionado, a contratação desse tipo de empreendimento contribui para aumentar a confiabilidade da rede. Nesse sentido, a contratação de capacidade (potência) tem características diversas da contratação de energia no mercado existente. A contratação de energia precisa ser balanceada em termos de oferta e demanda porque, tanto a sobre-contratação como a sub-contratação, impõem custos desnecessários aos consumidores. Em mercados sobre-contratados, a capacidade não despachada é remunerada, enquanto em mercados sub-contratados, geração mais cara precisa ser despachada para cobrir o déficit energético.

O mesmo não ocorre em mercados de capacidade e serviços ancilares. Por sua natureza, é um mercado de

reserva de potência que pode ser compreendido como a contratação de um “seguro”. Nesse sentido, o aumento da confiabilidade do sistema favorece indiscriminadamente todos os consumidores sem prejudicar nenhuma parte envolvida. Também não há um balanço de oferta e demanda de confiabilidade. *A priori*, não há limite teórico para a contratação de um “seguro”, existe apenas uma relação de benefício marginal decrescente, havendo um ponto em que a contratação de segurança adicional deixa de ser atraente.

Ao beneficiar indiscriminadamente todos os agentes do setor elétrico, sem prejudicar qualquer agente individualmente, a contratação de capacidade pode ser considerada como de interesse público, justificando ações do Poder Concedente para contratação compulsória. O principal desafio passa a ser a definição da demanda e das regras de contratação necessárias para assegurar a confiabilidade do sistema.

5. Experiência Internacional

A experiência internacional é vasta em casos de sistemas elétricos que buscaram resolver o "*missing money problem*" provendo confiabilidade à rede sem comprometer a modicidade tarifária e ainda absorver proporções crescentes de fontes renováveis não despacháveis. O sistema elétrico do Havaí (HEC), por exemplo, solucionou o problema e se preparou para a transição das fontes fósseis para renováveis obrigando as fontes solares a incorporarem capacidade de armazenamento com bancos de baterias.

De maneira geral, as estratégias para alcançar os objetivos de confiabilidade dos sistemas elétricos pela criação de mercados de capacidade compreendem:

i. Contratação de Reservas Estratégicas: Um certo montante de capacidade é contratado e os geradores são mantidos fora do mercado de energia. Essas reservas são operadas somente em condições específicas, tais como escassez de capacidade, problemas sistêmicos ou se o preço atinge determinado patamar;

ii. Pagamentos pela Capacidade: Pagamento para geradores que integram a reserva de capacidade e que podem participar do mercado de energia com limitação de preço para oferta nos leilões para despacho de energia; e

iii. Obrigações Bilaterais de Capacidade: Estabelecimento de obrigação de contratação bilateral pelo gerador de capacidade para prover cobertura da demanda pico dos compradores de sua energia. Cria-se um mercado livre de certificados de capacidade que são negociados entre geradores. O montante de capacidade disponível de cada gerador é homologado pelo regulador e este também determina a necessidade agregada de contratação de capacidade para atender a demanda de energia do sistema.

Apresentamos a seguir relatos sumários de alguns casos internacionais para balizar o debate sobre o desenvolvimento do mercado de capacidade nacional.

5.1. Alemanha

Não há metas explícitas de adequabilidade na Alemanha. No entanto, a segurança do abastecimento na Alemanha tem sido uma das mais altas do mundo e o índice médio de duração das interrupções do sistema foi de 15,17 minutos, ou seja, a disponibilidade de energia foi de 99,997% do tempo no ano de 2017.

O mercado de capacidade existe na forma de contratação de reserva de capacidade de geradores na Alemanha, na União Europeia ou na Suíça. Esses geradores (*reservek-raftwerksverordnung*) são remunerados por disponibilidade e não participam do mercado de energia porque só são despachados para atender a necessidade de potência.

Todos os anos, o operador do sistema calcula a adequação comparando a carga máxima do ano anterior com o crédito de capacidade calculado para todos os tipos de geração. Além disso, a Agência Federal de Redes (*Bundesnetzagentur* - BNetzA) publica um relatório sobre a capacidade de reserva da rede para os dois próximos períodos de inverno. Para esse relatório, é realizada uma análise do sistema, incluindo restrições da rede, pelo operador e revisada pela BNetzA. Os resultados são usados como base para contratar a capacidade de reserva da rede, fazendo a supressão de desligamentos planejados da capacidade de geração.

5.2. Bélgica

A Bélgica passou por diversas situações relevante no setor elétrico que afetaram a discussão da adequação do suprimento: um planejado desligamento nuclear, um forte aumento na capacidade de energia eólica e solar e um aumento na interconectividade com mercados vizinhos. Em 2005, foi tomada a decisão de desativar as usinas nucleares quando atingirem uma vida útil de 40 anos, resultando em um desligamento

planejado dos 7 reatores nucleares entre 2015 e 2025. Naquela época, foi feita uma ressalva para adiar o desligamento caso os níveis de adequação não pudessem ser garantidos. Essa incerteza contribuiu para a falta de investimentos em fontes alternativas, e fez com que uma prorrogação por 10 anos das usinas mais antigas fosse necessária. O cronograma atual é desativar todas as 7 usinas (aproximadamente 6 GW) entre 2022 e 2025, novamente com a ressalva de que a adequação deve ser garantida. Ao mesmo tempo, as energias renováveis, principalmente solar e eólica, aumentaram significativamente. A terceira evolução é o desenvolvimento contínuo do Mercado Interno de Energia e da capacidade de interconexão, que resultou em um aumento do acoplamento e uma forte convergência nos preços da eletricidade com os países vizinhos França e Holanda.

Os critérios para o nível alvo de adequação do sistema são descritos pela lei federal em termos de LOLE. Eles são definidos como um LOLE anual de 3 h/ano e 20 h para o LOLE95, ou seja, uma vez a cada 20 anos.

Para reduzir o risco de suprimento durante o inverno, decidiu-se pela contratação das reservas estratégicas em 2014/15. O principal objetivo era contratar capacidade de geração convencional que estaria já em lógica de descomissionamento e/ou parada, complementada com resposta à demanda, para garantir a disponibilidade de capacidade suficiente para atender aos níveis de pico de demanda.

As reservas estratégicas contratadas são ativadas pela Elia (operador da rede), em resposta a mecanismos de acionamento econômicos ou técnicos. O mecanismo de acionamento econômico está relacionado à oferta insuficiente para atender à demanda no mercado diário. O acionador técnico está relacionado ao risco de escassez estrutural dentro da zona de controle.

A cada ano, uma avaliação da necessidade de reservas estratégicas é realizada pela Elia. A análise determina o volume de capacidade necessário para alcançar os critérios de confiabilidade apresentados pela lei, ou seja, LOLE de 3 h/ano, sob diferentes cenários e sensibilidades[7].

5.3. Dinamarca

O sistema elétrico dinamarquês é dividido em duas áreas não sincronizadas: a Dinamarca Ocidental (DK1), que faz parte da área síncrona da Europa Continental (CE), e a Dinamarca Oriental (DK2), que faz parte da área síncrona nórdica. Essas duas áreas são conectadas de forma assíncrona por meio de HVDC. Essa complexidade torna difícil e desafiador a operação do sistema, especialmente porque a parcela de energias renováveis no sistema elétrico dinamarquês é expressiva.

Historicamente, a segurança do suprimento na Dinamarca sempre esteve entre as mais altas da Europa. Por exemplo, observa-se que a duração total das interrupções na Dinamarca foi de 25 minutos em 2017, dos quais 92 segundos resultaram de incidentes na rede de transmissão[8]. O operador dinamarquês Energinet estabeleceu a ambição de manter esse nível no futuro, porém o grande desafio para manter uma alta segurança de suprimento no futuro surgirá com a desativação das usinas térmicas convencionais.

Atualmente, não há um mercado formal de capacidade na Dinamarca. Na prática se utiliza o mercado de capacidade por meio de uma reserva estratégica pode ser a melhor maneira, especialmente para a zona DK2. Esse raciocínio é justificado pelo uso desta abordagem em dois vizinhos do país: Alemanha e Suécia.

A Energinet é a responsável pelo cálculo da adequação do sistema, o qual utiliza um modelo estocástico

[7] *Höschle H.; De Vos K. (2016). Implementation of a strategic reserve in Belgium: product design and market results. In: CIGRE paris session; 2016. Paris*

[8] *Energinet (2018). Security of electricity supply report. Available: https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Security-of-electricity-supply-report-2018.*

denominado *Forsyningssikker-hedsindeks* (FSI) com o objetivo de analisar a adequação futura do país. O modelo utiliza séries históricas para consumo e geração de energia não despachável (energia eólica e solar), enquanto a geração de usinas térmicas e importações via interconectores são consideradas estocásticas. A aleatoriedade é modelada como as probabilidades de falhas ou manutenção. Interrupções planejadas são consideradas como determinísticas. O modelo opera em base horária, portanto, as flutuações intra-hora não são levadas em conta. Um modelo em desenvolvimentocontemplará também geração obrigatórias de sistema de calor para aplicações *combined heat & power* (cogeração), consumo de energia flexível e modelagem da situação do mercado de energia elétrica em toda a Europa, incorporando, portanto, o impacto de outros países na adequação da geração. A adequação da geração é quantificada em termos de Expected Unserved Energy (EUE) e LOLE. Estudos de sensibilidade das entradas são realizados para reduzir a incerteza dos resultados.

Os resultados da análise de adequação da geração até o ano 2030 apontam que a zona DK2 enfrenta um risco maior de escassez de energia do que a zona DK1[9]. A zona DK1 possuí uma capacidade maior de interconexões com países vizinhos em comparação a zona DK2. Todos os resultados para DK1 mostram um risco de menos de um minuto ponderado por ano, enquanto espera-se que a zona DK2 tenha de 11 a 42 minutos ponderados por ano de 2025 a 2030 (LOLE = 0,6 a 25 horas afetadas por ano).

5.4. Espanha

A Red Eléctrica de España (REE) é o operador do sistema e responsável pelos cálculos da adequação do sistema espanhol. O objetivo de adequação utilizado pela REE é baseado em um critério determinístico, segundo o qual a soma da capacidade total de geração firme deve ser maior do que a demanda máxima esperada mais uma margem de segurança de 10%. Os cálculos de adequação são realizados para a demanda máxima no verão e no inverno. A capacidade firme atribuída a cada tecnologia de geração é calculada dependendo de sua disponibilidade para fornecer a carga máxima aplicando um fator de redução à capacidade instalada. Para geradores convencionais, esse fator é baseado em registros históricos de disponibilidade, enquanto para energia eólica e solar é baseado em produções de energia com uma probabilidade de serem excedidas. Por exemplo, para energia nuclear, esse fator é 0,97, para uma térmica a gás ciclo combinado é 0,96, enquanto para fotovoltaica solar é 0,14 e para eólica é 0,07[10].

Após a liberalização do setor elétrico espanhol em 1998 e devido aos baixos níveis de interconexão entre a Península Ibérica e o resto da Europa, a Lei da Eletricidade introduziu a possibilidade de atribuir pagamentos de capacidade às instalações de geração necessárias para garantir a adequação do sistema. Na prática, os pagamentos de capacidade foram implementados sob dois regimes de remuneração diferentes, além de outras receitas do mercado de geração. O primeiro é um incentivo ao investimento para construção de novas térmicas a gás natural e remodelação de usinas a carvão que eram necessárias para lidar com altas taxas de crescimento da demanda entre 1998 e 2008. Esses pagamentos foram estabelecidos administrativamente em EUR/MW·ano e atribuídos às usinas que iniciaram operações entre 1998 e 2016 durante os primeiros 10 anos de operação com um preço teto inicial de 28,000 EUR/MW·ano. O segundo é um incentivo à disponibilidade para usinas térmicas existentes, e empreendimentos de *grid storage* disponíveis nos períodos críticos do ano. Esses pagamentos de disponibilidade são estabelecidos administrativamente pelo regulador em EUR/MW·ano para cada tecnologia, assumindo diferentes fatores de disponibilidade: carvão 0,912, gás

[9] *DANISH ENERGY AGENCY (2015). Security of electricity supply in Denmark. Disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/security_of_electricity_supply_in_denmark.pdf.*

[10] *Gerrest T, et al. (2019). Rethinking the electricity market design: remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study. Energy Policy June 2019; 129:1320 – 30.*

natural 0,913 e *grid storage* 0,237[11] (CNMC, 2016).

As usinas eólicas são consideradas no contexto espanhol de adequação do sistema em uma pequena proporção. A REE em avaliações de adequação para a tecnologia eólica é em torno de 0,07. Este crédito de capacidade atribuído às usinas eólicas é calculado como a potência que pode ser injetada pelas usinas em períodos de pico de demanda com uma probabilidade de ser excedida em 95%. Em estudos anteriores, os créditos de capacidade do vento foram próximos a 7%, com pequenas oscilações entre o inverno e o verão[12]

5.5. ERCOT

ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) é o operador de uma rede integralmente compreendida no estado do Texas e que atende a cerca de 90% de sua área. O sistema operado pelo ERCOT não está sincronizado com os sistemas de elétricos vizinhos, contando com apenas cinco pontos HVDC de conexão com o restante dos EUA e México, totalizando uma capacidade de intercâmbio de apenas 1,2 GW em comparação com uma capacidade de geração da ordem de 78 GW. O isolamento da rede é intencional e tem como objetivo não submeter o sistema à jurisdição da FERC (Federal Energy Regulatory Commission).

ERCOT é um mercado *energy-only* e contrata serviços ancilares, não possuindo um mercado de capacidade. O sistema encontrou um lugar nessa relação de casos internacionais pela estratégia adotada para alcançar a confiabilidade do sistema dispensando a contratação de capacidade – o ERCOT é um exemplo de caso de não desenvolvimento de um mercado de capacidade. A alternativa do ERCOT foi permitir que os vendedores de energia capturem o *missing money* ao permitir que o preço da energia alcance valores extremamente elevados em momentos de escassez. Em outras palavras, assume-se que a captura periódica de valores muito elevados de energia produza o incentivo para o investimento em sobre-capacidade. Dessa forma, a garantia de suprimento seria garantida ao preço de picos de preço esporádicos em alternativa ao pagamento de um encargo de capacidade fixo. Na prática, a estratégia do ERCOT falhou porque o sistema viveu três falhas (*outages*) sérias que ocorreram em fevereiro de 2011, agosto de 2019 e fevereiro de 2021.

Apesar da consideração das falhas como graves, o ERCOT não possuí um padrão de confiabilidade de adequação de recursos ou requisito de margem de reserva. A margem mínima de reserva alvo atual estabelecida pelo Conselho de Diretores da ERCOT é de 13,75% da demanda máxima do sistema. Um estudo realizado em 2018 determinou a Market Equilibrium Reserve Margin (MERM) de 10,25%. A MERM descreve a margem de reserva que o mercado pode esperar suportar em equilíbrio, à medida que o investimento em novos recursos responde às condições de mercado esperadas. Esse estudo simulou probabilisticamente as implicações econômicas e de confiabilidade de uma série de margens de reserva possíveis sob uma gama de condições climáticas e outras condições. Com um MERM de 10,25%, pode-se esperar que o sistema sofra 0,5 eventos de perda de carga por ano. Isso é maior do que o padrão de LOLE de 0,1 eventos por ano usado pela maioria dos sistemas elétricos na América do Norte para fins de planejamento.

Dado que não há Mercado de Capacidade, o ERCOT conta com os Mercados de Energia e Serviços Ancilares para fornecer incentivos na manutenção das usinas no sistema e atração de novos investimentos. Assim, energia e serviços ancilares são otimizados no dia anterior, mas o mercado em tempo real é apenas de energia, não considerando o custo de oportunidade das reservas em tempo real.

Em junho de 2014, um aprimoramento na precificação da escassez foi implementado para suportar a adequação de recursos de longo prazo por meio de sinais de preço adequados no mercado apenas de

---

[11] CNMC (2016). Report on surveillance of the Peninsula electricity generation market. Year 2015. Disponível em: https://www.cnmc.es/expedientes/ isde02516.

[12] Söder, et al. (2020). Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 119 (2020) 109540.

energia. A abordagem determina preços adicionais em tempo real *on-line* e *off-line* com base nas reservas disponíveis em tempo real e na Operations Reserve Demand Curve (ORDC). A ORDC é baseada na análise da probabilidade das reservas ficarem abaixo do nível mínimo de contingência multiplicado pela diferença entre o a VoLL e o Lambda do Sistema (preço sombra da restrição de equilíbrio de energia). O preço, calculado como Locational Marginal Price (LMPs) mais o adicional de reserva *on-line*, aproxima o resultado da precificação da otimização em tempo real de energia e serviços auxiliares, uma vez que o adicional captura o valor do custo de oportunidade das reservas com base na ORDC definida.

5.6. PJM

O PJM é o operador do sistema de transmissão e do mercado em 13 estados e o Distrito de Columbia. Esse operador possuí um mercado de capacidade bastante desenvolvido denominado Reliability Pricing Model (RPM), que busca garantir a confiabilidade de longo prazo da rede ao adquirir recursos de suprimento suficientes para atender às demandas futuras previstas de energia. Esse suprimento é adquirido com a intenção de ter margem de reserva de planejamento suficiente acima da demanda máxima do sistema. O preço da capacidade é dividido em seis áreas de entrega diferentes para refletir as restrições de transmissão dentro do sistema.

O Mercado de Capacidade da PJM é composto por um conjunto de leilões centralizados, combinando certames para o ano seguinte e para três anos à frente, visando obter compromissos de recursos para capacidade em cada uma das 27 áreas de entrega. Além disso, são realizados três leilões para capacidade incrementais para cada ano entrega para garantir que recursos adequados estejam disponíveis à medida esse ano de suprimento se aproxima. O PJM recentemente passou para um procedimento de desempenho de capacidade em que todos os recursos com um compromisso para um ano de entrega estão sujeitos a uma avaliação de desempenho, com possíveis cobranças para geradores que não atuam adequadamente durante condições de emergência.

5.7. Finlândia

A Finlândia utiliza como arcabouço de seu mercado de capacidade uma forma de reserva estratégica. Neste contexto, a Autoridade de Energia da Finlândia tem a responsabilidade de manter um bom nível de confiabilidade durante picos de demanda e eventos de falha de importação de eletricidade. Ao fazer isso, a Autoridade de Energia também deve considerar a capacidade disponível e os custos de aquisição dessas reservas estratégicas. A definição é considerada mais “frouxa” o que deixa a Autoridade de Energia com considerável margem de manobra para determinar o que constitui um nível "bom" de confiabilidade. Na prática, regularmente são realizados estudos que avaliam a necessidade do volume de reserva estratégica, sendo que esses estudos calculam o LOLE para diferentes níveis de reserva estratégica.

Um ponto relevante é que o país não possui capacidade suficiente de geração de energia para atender à sua carga de pico. Assim, a abordagem tem sido considerar também possíveis importações durante os picos de carga, com a incerteza associada.

Em termos de contratação, a Autoridade de Energia organiza um leilão para a capacidade que será movida para a reserva estratégica. Essa capacidade não pode ser utilizada na operação normal do mercado; ela recebe uma compensação com base na capacidade prometida durante picos de carga, bem como no acionamento. Tanto as usinas quanto a resposta à demanda podem participar do leilão com regras semelhantes. A Autoridade de Energia revisa as propostas e usa o seu poder discricionário para decidir quanta capacidade será adquirida com base nos lances submetidos e na avaliação da adequação da capacidade.

Os cálculos de adequabilidade consideram análises probabilísticas para as diferentes fontes com base em dados históricos públicos, premissas, previsões do tempo e aspectos metodológicos. Dada esta abordagem,

os resultados podem ser fortemente impactados pelas premissas adotadas na modelagem.

5.8. França

O sistema elétrico francês é caracterizado pela decisão histórica de investimento em geração nuclear e hidrelétrica e no estímulo ao uso de energia elétrica para aquecimento. O consumo elétrico francês aumentou regularmente durante os últimos 15 anos (exceção ao período da pandemia), observando que para o mesmo período a demanda pico durante os períodos de inverno apresentou um drástico incremento durante as ondas de frio (+33% em 10 anos) com uma volatilidade extrema em alguns anos (exemplo de uma variação de 20 GW entre 2012 e 2014). A razão para tamanho crescimento e variação da demanda é a sua composição, com uma grande participação de aquecimento elétrico (e assim, uma importante sensibilidade à temperatura), levando a um consumo substancialmente maior durante o inverno.

A RTE é o operador do sistema francês e realiza estudos periódicos sobre o estresse no equilíbrio do sistema e os eventuais riscos de segurança do fornecimento. Neste cenário, começa em 2010 o desenho do mecanismo de capacidade francês, o qual foi projetado para abordar a questão do pico, como também visando modificar esse o comportamento de consumo durante o período de pico (abordagem baseada na demanda), enquanto incentiva o investimento adequado em capacidade de geração e resposta à demanda (abordagem baseada no fornecimento).

Com base nas conclusões de uma comissão parlamentar e em uma lei de 2010, que recomendava o investimento em nova capacidade e o desenvolvimento da resposta à demanda, a RTE propôs em 2014 um conjunto de primeiras regras para um mercado de capacidade (além do mercado de energia), que foram debatidas e aprovadas em 2015. Este mercado de capacidade teve como primeiro ano de entrega 2017.

No Mercado de Capacidade francês cabe a RTE o processo de certificação dos recursos elegíveis a participar do mercado, considerando a contribuição de capacidade para reduzir os riscos de fornecimento. Um certificado de capacidade (ou garantia) equivale a 100 kW, para um ano específico de entrega.

Para tecnologias controláveis, a garantia de capacidade depende da energia disponível medida durante os períodos de referência, levando em consideração as restrições técnicas (como limitação de energia ou restrições dinâmicas). Mas esse mais simples não é adequado para as fontes de energia renovável variáveis, que dependem de condições climáticas não controláveis. Assim, as usinas renováveis podem buscar certificação com um segundo método baseado em dados históricos (5 anos para eólica e solar, 10 para usinas hidrelétricas a fio d'água) e com parâmetros específicos para cada tecnologia (dependendo da contribuição da tecnologia para reduzir o risco de déficit). A contribuição para uma capacidade (para reduzir o risco de déficit durante o período de pico) é baseada na equivalência com uma fonte perfeita para garantir o mesmo nível de risco em um sistema dimensionado para respeitar os critérios de segurança (LOLE = 3h). Isso determina o crédito de capacidade para a tecnologia considerada (crédito de capacidade normalizado em seguida pela capacidade instalada da tecnologia)[13].

Após os cálculos de conversões e equivalência, todos os certificados de capacidade são considerados equivalentes (neutralidade tecnológica: 1 certificado de energia eólica = 1 certificado térmico = 1 certificado de resposta à demanda) e podem ser utilizados para os requisitos de cobertura de capacidade.

A obrigação dos agentes e empresas que servem os consumidores é adquirir certificados de capacidade suficientes de acordo com o consumo de seus clientes durante os Períodos de Pico (chamados PP1 para obrigações). A aquisição de garantias é feita diretamente com os detentores dos certificados. Os

[13] *Söder, et al. (2020). Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 119 (2020) 109540.*

proprietários dos ativos que podem vender certificados seguem as determinações da RTE, sendo que eles são calculados considerando a disponibilidade de capacidade durante os Períodos de Pico (chamado PP2 para certificações) (SÖDER, et al., 2020).

Os dias de pico PP1 e PP2 ocorrem durante o inverno e são anunciados pela RTE. PP1 ocorrem entre 10-15 dias/ano, apenas no horário 7h-15h e 18h-20h, e são determinados de acordo com o nível de consumo. PP2 é maior que o PP1, entre10-25 dias/ano, e é determinado de acordo com o nível de consumo e com o estresse no equilíbrio do sistema.

Após o ano de entrega, uma vez que as obrigações foram calculadas e a disponibilidade efetiva das capacidades foi controlada, são calculados desequilíbrios (tanto para fornecedores quanto para operadores de capacidade) e valorizados de acordo com um preço de referência (preço de mercado ou preço administrativo, dependendo se a segurança do abastecimento está em risco ou não). O preço de liquidação de desequilíbrios é um incentivo para que as partes interessadas respeitarem suas obrigações e favorecer o mercado.

Complementarmente ao papel do operador (RTE), destaca-se a atuação da bolsa de energia EPEX Spot, a qual é responsável por organização a negociação de certificados de capacidade. Os resultados, prognóstico e eventuais problemas com o Mercado de Capacidade são regulados pela Commission de Régulation de L'énergie (CRE).

5.9. Irlanda

Diante de um cenário de aumento significativo na demanda prevista, principalmente impulsionada pela entrada de expressivos data centers (que podem cobrir de 30% a 40% da demanda nos próximos anos), e preocupações com a saída de algumas usinas existentes do mercado (em parte associada à introdução de novos arranjos do mercado de eletricidade desde outubro de 2018), uma maior atenção tem sido dada à adequação do sistema na Irlanda.

Nesse contexto, os arranjos do mercado de capacidade incorporam restrições de capacidade locacionais em áreas específicas, como a região de Dublin e a Irlanda do Norte. Observa-se que geradores maiores devem fornecer um aviso de fechamento de 3 anos, enquanto, a longo prazo, leilões de capacidade serão realizados com 4 anos de antecedência, em que a estabilidade do sistema, restrições de transmissão e outros problemas podem ser (em certa medida) abordados com antecedência suficiente[14]. O país adota uma abordagem de leilões, com objetivo alcançar um LOLE em todo o sistema de 8 horas por ano, observando padrões históricos de demanda e redução de capacidade.

Antes de 2018, como parte do Single Electricity Market (SEM) em toda a Irlanda e Irlanda do Norte, os fornecedores de capacidade eram remunerados com base em sua disponibilidade para fornecer eletricidade quando necessário, por meio de um mecanismo de pagamento de capacidade. O preço da capacidade variava por período de negociação, sendo inversamente proporcional à margem de capacidade, de modo que os pagamentos totais de capacidade refletiam o custo de uma planta "melhor novo entrante". No entanto, com a introdução do I-SEM (Mercado Único Integrado) em outubro de 2018, como parte da harmonização dos mercados de eletricidade na Europa, os arranjos existentes foram substituídos por um mercado de capacidade explícito, a fim de melhorar a eficiência e alcançar economia de custos. Consequentemente, somente os fornecedores de capacidade que tiveram sucesso em um leilão de capacidade podem receber pagamentos de capacidade (uma taxa por MW por ano com base na capacidade vendida no leilão). Os leilões de capacidade (T-4) ocorrem 4 anos antes do ano em leilão, apoiados por leilões (T-1) no ano anterior à

[14] *CRU. Regulatory approach to maintaining local security of supply in electricity, CRU17346. December 2017.*

implementação[15].

Para a previsão da demanda de capacidade se assume projeções de crescimento de demanda e distribuições diferentes ao longo do ano, com uma análise de adequação multi-cenários Supondo um número (atualmente 5) de portfólios adequados de capacidade selecionados aleatoriamente, um fator de desclassificação marginal é determinado para cada tecnologia quantificando o benefício de adequação do sistema ao introduzir, por sua vez, uma unidade adicional de uma classe de tecnologia específica para cada portfólio. Posteriormente, os fatores de desclassificação são calculados em média em todos os portfólios dentro de um cenário e, finalmente, uma abordagem de menor arrependimentos (com base nos padrões de VOLL, Net-CONE e LOLE) é aplicada para selecionar o cenário em que os fatores de desclassificação são definidos. Os participantes do leilão de mercado podem ajustar seu fator de desclassificação de tecnologia em uma quantidade especificada (atualmente zero), enquanto unidades de produção variáveis, como a eólica, podem ser agregadas em uma única unidade de mercado de capacidade.

5.10. Itália

O consumo anual de energia elétrica na Itália diminuiu significativamente após 2008 como consequência da crise econômica e, parcialmente, do aumento da eficiência energética de dispositivos domésticos e industriais. O país também adotou programas maciços de inserção de *smart meters* e uma abordagem de redes inteligentes visando aumentar a eficiência do consumo.

A Terna, operador do sistema italiano, realiza regularmente avaliações de adequação visando diferentes horizontes temporais, tanto em nível nacional quanto europeu. LOLE e EENS (*expected energy not supplied*) são os indicadores mais relevantes monitorados em avaliações probabilísticas, enquanto a margem de adequação (calculada como a diferença entre os valores esperados de capacidade disponível e demanda) é considerada quando uma abordagem determinística é aplicada (principalmente em horizontes temporais de curto prazo).

A remuneração por capacidade é baseada em leilões centralizados. Nesses leilões opções de confiabilidade são negociadas em múltiplas rodadas de relógio decrescentes, quatro anos antes do período de entrega. Todos os tipos de recursos, incluindo resposta à demanda, capacidades existentes e novas, domésticas e estrangeiras, podem participar dos leilões, em que a capacidade confiável disponível é calculada de acordo com os fatores apropriados de *derating*.

As curvas de demanda de capacidade (uma para cada área de mercado do sistema elétrico italiano) são determinadas simultaneamente pela Terna usando simulações iterativas de confiabilidade multiárea. Em particular, o indicador LOLE é avaliado por meio de simulações de Monte Carlo para cada ano de entrega, assumindo uma capacidade de geração inicial (principalmente com base no conjunto atual e nas previsões de penetração de energias renováveis). Em um segundo passo, geradores de pico são progressivamente instalados/desativados para atender a três diferentes níveis-alvo de LOLE, sendo esses níveis determinados pelo Ministério Italiano do Desenvolvimento Econômico.

5.11. Portugal

A liberalização do mercado português começou no início da década de 1990. Para garantir a segurança do fornecimento de energia, foram estabelecidos acordos de Compra de Aquisição de Energia de longo prazo (CAEs). Nestes contratos de longo prazo (não inferiores a 15 anos), os geradores de serviço público de energia comprometeram-se a fornecer toda a energia produzida em suas respectivas usinas para o sistema elétrico

[15] *Söder, et al. (2020). Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 119 (2020) 109540.*

nacional. Em 2007, com os primeiros passos para implementar o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a maioria dos CAEs foi substituída por um mecanismo denominado Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMECs). Além disso, foi projetado um esquema de pagamento de capacidade-alvo. Sob este esquema, as taxas pré-determinadas são fixadas pelo regulador e pagas aos provedores de capacidade. As usinas de energia que recebem pagamentos de capacidade participam apenas do mercado de energia.

Até 2016 a remuneração pela capacidade era definida por meio de contratos bilaterais CAE e CMEC. Em 2017, foi estabelecido pelo governo um mecanismo de leilão competitivo com o objetivo de remunerar apenas os serviços necessários (sua disponibilidade) dentro de limites de segurança predefinidos e, ao contrário do que acontecia antes, não toda a capacidade contratada. Assim, levando em consideração os requisitos operacionais identificados anualmente pelo ORT (Operador da Rede de Transporte) de após consulta aos reguladores nacionais, uma ordem ministerial determina a capacidade total que será contratada. Todas as usinas com capacidade nominal igual ou superior a 10 MW podem participar do leilão, demandando para participar desde leilão a comprovação das capacidades técnicas das usinas em fornecer serviços ao sistema, o que naturalmente exclui as fontes renováveis variáveis de fornecer serviços ao sistema. Se necessário, o ORT deverá usar as interconexões com a Espanha ou os contratos existentes de interrupção com grandes consumidores para manter o equilíbrio entre oferta e demanda. O mecanismo de leilão de capacidade está em avaliação devido às preocupações governamentais com a compatibilidade desse mecanismo com as diretrizes sobre auxílios estatais para o setor energético.

Em Portugal, o nível de requisitos de reserva para os padrões de segurança do abastecimento é composto por duas partes igualmente obrigatórias relacionadas aos aspectos de adequação e segurança. Especificamente, a adequação é calculada por meio do Load Supply Index (LSI) probabilístico maior que 1 com uma probabilidade de excedência de 95% (uma ocorrência em 20 anos) e 99% (uma ocorrência em 100 anos), enquanto a expectativa de perda de carga (LOLE) é usada para avaliar os aspectos de segurança (DGEG, 2017). O LSI também contempla uma contribuição de 10% da capacidade líquida de transferência. Com base em uma ferramenta de modelagem de confiabilidade de Monte Carlo sequencial (modelo RESERVAS), o ORT verifica a adequação dos níveis de reserva operacional disponíveis. Por fim o indicador LOLE deve ser igual ou inferior a 5 (h/ano)[16].

5.12. Reino Unido

É interessante notar que o mercado de capacidade do Reino Unido foi desenvolvido com base em um intenso programa de consultas públicas. O padrão nacional de confiabilidade do Reino Unido é de 3 horas de LOLE por ano. O operador do sistema é o National Grid Electricity System Operator, o qual é responsável por administrar o Mercado de Capacidade, realizando a análise para derivar o requisito de meta deste mercado, como monitorar a confiabilidade da saída em cada previsão de inverno. O Secretário de Estado de Energia do Governo do Reino Unido toma a decisão final sobre todos os assuntos relacionados às metas de adequação e aquisição do Mercado de Capacidade.

O Mercado de Capacidade está em vigor desde o inverno de 2017/18, quando substituiu o anterior formato de Reserva Estratégica. O atual mecanismo de contratação conta com leilões anuais centralmente organizados para horizontes de tempo de T-4 e T-1, com entrega em 4 anos e 1 ano, respectivamente. A maioria da capacidade é geralmente contratada com quatro anos de antecedência. O requisito de desempenho para os contratos é estar online e gerar em períodos de escassez, que podem ocorrer a qualquer

[16] *DGEG (2017). Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017 – 2030. Disponível em: https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/relatorio_de_monitorizacao_de_seguranca_de_abastecimento_do_sistema_eletrico_nacional_2017-2031_-_janeiro_de_2017.pdf.*

momento durante o inverno. Os contratos para nova usina têm a opção de 15 anos pelo preço de compensação do primeiro leilão, enquanto projetos renovados podem receber contratos de 3 anos e os demais projetos contam com contratos de 1 ano.

Modelos de convolução "colapsados no tempo" e modelos de Monte Carlo sequenciais no tempo" têm sido usados para avaliar a adequação de geração do sistema GB.

5.13. Suécia

Na Suécia se optou pela adoção de Reservas Estratégicas, sendo que o mecanismo está presente desde 2002, quando o operador do sistema foi autorizado a comprar até 2000 MW de capacidade máxima. O sistema mudou ao longo dos anos e agora também são aceitos lances de demanda para a reserva estratégica. Atualmente não há uma meta específica em relação à adequação na Suécia. No entanto, o operador do sistema envia anualmente um "relatório de adequação" ao governo para o próximo inverno.

A contratação da reserva estratégica é organizada pelo Svenska Kraftnät (operador do sistema). Em julho de cada ano, há uma licitação para o inverno seguinte, na qual o Svenska Kraftnät pede lances para a reserva de energia (máximo de 2000 MW), que pode receber um pagamento fixo, por MW, para o inverno seguinte (de 15 de novembro a 15 de março). Um "lance" inclui a obrigação de que a capacidade seja ativada sempre que o operador solicitar. Uma regra específica é que o recurso pode ter uma indisponibilidade de 5%. Se a indisponibilidade for maior, o pagamento diminui. O sistema de licitações anuais dependendo da necessidade significa que este é principalmente um sistema para ativos já existentes, não para novas unidades. No entanto, também no sistema atual, há a possibilidade de garantir financiamento por um período mais longo, não apenas para o próximo inverno.

O operador do sistema é responsável por decidir o volume de reserva estratégica necessária, considerando cálculos e estimativas para a capacidade disponível. Para a energia eólica, esse nível é estimado a partir da produção nacional de energia eólica que é excedida durante 90% de um inverno. Esse nível foi fixado em 9% da capacidade instalada. Para as outras tecnologias a capacidade disponível são fixadas em por meio de um modelo determinístico no qual a natureza probabilística de cada fonte é tratada por fonte. Para as possíveis importações são realizadas estimativas específicas para cada conexão. Em relação à demanda, estima-se uma demanda pico que poderia ocorrer uma vez a cada 10 anos, obtendo assim uma estimativa de equilíbrio de suprimento do sistema. Neste cálculo não são consideradas as usinas contratadas como reservas.

6. Propostas para Criação de um Mercado Nacional de Capacidade e Serviços Ancilares

Com base no exposto acima, defendemos que seja regulado e implantado no Brasil um mercado de contratação de capacidade (potência) em adição ao mercado existente de contratação de energia. Defendemos também que o arcabouço existente para remuneração de serviços ancilares seja desenvolvido e transformado em uma estrutura de contratação desses serviços no contexto da criação do mercado de capacidade. Entendemos que dois aspectos são importantes no processo de criação desses mercados:

i. A vasta experiência internacional de sistemas elétricos que implantaram mercados de capacidade deve guiar o planejamento nacional. Em comparação com outros sistemas, nossa base de geração hidráulica nos permitiu adiar a implantação de mercados de capacidade. Devemos adaptar às nossas características estruturas testadas e que funcionam. Devemos, a todo custo, evitar "reinventar a roda" porque é um processo ineficiente, ou criar um regramento novo e não testado, uma "jabuticaba". Por que arriscar? Por que não utilizar o que já foi testado e funciona?

ii. A implantação de um mercado de capacidade pode ser feita em etapas. Já houve um primeiro leilão de contratação de reserva de potência utilizando o arcabouço regulatório existente; estão sendo elaboradas regras para contratação de armazenamento de rede; e há uma discussão em curso sobre as regras para prestação de serviços ancilares.

Por essas razões, a presente contribuição se propõe a subsidiar a elaboração de um arcabouço abrangente baseado em mecanismos testados pela experiência internacional. Entendemos também que a modelagem de um novo mercado desse tipo é um tema bastante complexo, portanto, listamos a seguir propostas objetivas que não exaurem a necessidade de continuidade do diálogo com os *stake holders*.

Nossas propostas vêm detalhadas a seguir:

6.1. Implantação Sem Riscos de Mercados de Capacidade e Serviços Ancilares

A implantação de mercados de capacidade e de serviços ancilares pode ser conduzida sem perturbações. Para tanto, basta que os contratos vigentes no ambiente regulado sejam respeitados e regras específicas sejam criadas para o tratamento de empreendimentos nele operando. Isso porque novos mecanismos de remuneração serão criados no contexto da implantação desses novos mercados e, caso não haja uma regra de transição adequada, empreendimentos com contratos vigentes no ambiente regulado poderão entender cabível pleitear participação nesses novos mecanismos de remuneração como uma forma de receita adicional, ainda que atendendo seus contratos em curso tal como antes, ou seja, sem agregar nenhum benefício efetivo ao sistema.

Há que prevalecer o princípio da modicidade tarifária e regras de transição devem ser estabelecidas para o ambiente regulado buscando proteger o coletivo dos consumidores. Empreendimentos que se encontram contratados nesse ambiente, baseados em princípios estabelecidos à época de sua contratação, não devem impor aos consumidores um custo adicional para fornecimento de energia, potência e serviços ancilares.

Empreendimentos existentes operando no ambiente regulado que, por sua natureza, possuam a capacidade técnica de vender capacidade ou serviços ancilares poderão fazê-lo somente ao fim de seus contratos correntes. Note-se, nesse ponto, que o Ministério de Minas e Energia abriu consulta pública específica sobre o tema serviços ancilares (CP MME nº 145/2022), em que tivemos a oportunidade de apresentar contribuições e proposições. Não as repetiremos aqui, mas vale frisar que nossas contribuições nesta CP MME nº 146/2022 são compatíveis e complementam nossas contribuições na CP MME nº 145/2022, sobretudo no que diz respeito particularmente a proposta tratada neste item.

6.2. Empreendimentos Contratados no Contexto do Mercado de Capacidade Participam também do Mercado de Energia

Empreendimentos de geração termelétrica flexíveis contratados para prover capacidade injetam potência na rede, porém, ao fazê-lo injetam também energia. O principal mecanismo de remuneração de um empreendimento de capacidade deve ser sua capacidade de injetar potência e a estrutura dessa remuneração é discutida mais adiante. No entanto, entendemos que empreendimentos termelétricos devem ser também remunerados pela energia gerada.

Propomos que seja calculada a garantia física (*firm energy*) de cada empreendimento em função de seus parâmetros operacionais, em especial de seu custo variável de geração (CVU – Custo Variável Unitário). Propomos também que essa garantia física possa ser livremente negociada pelo empreendimento nos ambientes regulado e livre de comercialização de energia, e não deve haver restrições para o pleito de geração fora da ordem de mérito de custo para entregar energia no mercado ou exportá-la.

O mesmo princípio se aplica a empreendimentos baseados em fontes hidráulica, eólica ou solar. A única distinção é a dispensa de pleito de geração necessária para empreendimentos termelétricos.

No que tange aos empreendimentos de armazenamento de rede contratados no âmbito do mercado de capacidade, entendemos que serão consumidores líquidos de energia porque não conseguem devolver ao sistema toda a energia consumida no armazenamento. Como a *round-trip efficiency* é inferior a 100%, a estes não deve ser atribuída garantia física.

6.3. Neutralidade Tecnológica

O princípio da neutralidade tecnológica nas contratações de capacidade (potência) é um imperativo prático, pois não há como o Poder Concedente definir montantes de contratação de inúmeras fontes individuais. Potência pode ser oferecida à rede por fontes despacháveis, tais como termelétricas flexíveis, empreendimentos de armazenamento de rede, hidrelétricas, bem como por qualquer combinação dessas fontes com fontes eólicas e solares e até mesmo resposta de demanda.

Cabe ao Poder Concedente definir os requisitos do sistema, *i.e.*, o que o sistema precisa contratar, enquanto compete aos empreendedores assumir o risco que verdadeiramente lhe cabe, qual seja o risco técnico de combinar fontes e tecnologias que atendam de forma competitiva aos requisitos estabelecidos. De fato, inúmeros estudos internacionais[17] apontam que a maioria dos sistemas que possuem mercados de capacidade desenvolvidos permitem a participação de todas as tecnologias, incluindo renováveis, armazenamento, interconexões (importações) e controle da demanda.

6.4. Critério para Definição da Demanda a Ser Contratada

A métrica normalmente utilizada para aquilatar a confiabilidade de um sistema elétrico é a LOLE (*Loss of Load Expectation*), e a taxa de falha tipicamente objetivada é de um evento para um período de 10 anos. A experiência internacional inclui sistemas que calculam o montante mínimo de contratação de capacidade como resultado da simulação de uma perturbação pré-definida da rede, seja, por exemplo, a perda de uma determinada linha de transmissão ou gerador. Mais comum talvez seja o critério de contratação mínima de um percentual pré-definido da projeção futura da potência de pico do sistema.

Ressaltamos nosso entendimento de que a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) deve ser a responsável pela definição da capacidade mínima a ser contratada para um determinado período observando uma metodologia transparente que contemple também o interesse marginal na contratação de capacidade adicional porque entendemos que a contratação de capacidade é do interesse público, como abordado na

[17] *Bublitz, et al., (2019), Söder, et al. (2020), e Kozlova & Overland (2022)*

seção 4.5. Em outras palavras, sugerimos que seja desenvolvido uma metodologia para definir uma faixa de contratação de capacidade definida por um valor mínimo e máximo objetivado para cada leilão.

Há dificuldade em apresentarmos uma proposta para o caso brasileiro porque não há disponibilidade de informações relacionadas a um mercado de capacidade, por exemplo, o ONS não publica dados históricos horários de reserva girante e projeção de demanda. Esse tema deve ser aprofundado no curso das discussões que sucederem a presente consolidação.

Adicionalmente, consideramos importante ressaltar que entendemos que as ferramentas atualmente empregadas pela EPE para previsão de demanda de capacidade são conceitualmente inválidas. Utilizar o modelo computacional NEWAVE, uma ferramenta de programação dinâmica desenvolvida para solucionar problemas estocásticos com base em séries sintéticas (sem vínculo com a realidade) e com dados mensais, não parece razoável para prever balanços de potência horários ou com periodicidade ainda menor.

Em todo o caso, a metodologia de cálculo da demanda mínima e máxima deve ser desenvolvida para cada sistema observando suas peculiaridades. Um caso ilustrativo é o do ISO-NE que opera o sistema de contratação de capacidade mais antigo. Como apresentado a seguir e contrário à metodologia da EPE, o ISO-NE utiliza um modelo de balanço de potência para definir a necessidade de contratação de capacidade.

Para contratação de capacidade em leilões denominados FCAs (*Forward Capacity Auctions*), o ISO-NE define como critério de confiabilidade uma LOLE (*loss-of-load expectation*) equivalente a uma taxa de interrupção acumulada de 0,1 dias por ano. Os cálculos são realizados para seus sub-sistemas e são também sazonalizados para considerar os efeitos decorrentes da acentuada diferença climática entre verão e inverno na costa leste dos Estados Unidos. Não são consideradas restrições de transmissão internas aos sub-sistemas, mas são contempladas as capacidades de conexão entre os seus 8 sub-sistemas e as 13 conexões com sistemas vizinhos. É interessante ressaltar que, apesar de cada sub-sistema ser considerado uma barra única para o cálculo do balanço de potência, os 8 sub-sistemas compreendem 900 nós com sinal locacional de preço no mercado de energia.

O ISO-NE utiliza um modelo estocástico proprietário chamado MARS (Multi-Area Reliability Simulation) baseado em simulações de Monte Carlo da carga e da geração para simular o equilíbrio horário entre carga e geração em um horizonte temporal de 3 anos. Os parâmetros de geração incluem dados históricos de 5 anos de operação, enquanto os dados de carga contemplam a incerteza associada ao clima local. Ressalta-se aqui que a simulação do equilíbrio de potência é realizada com base em dados reais de potência, não havendo relação com o equilíbrio energético, como a ferramenta NEWAVE atualmente empregada pela EPE. Note-se também que há ferramentas adequadas já disponíveis para o contexto do sistema elétrico brasileiro, tal como a ferramenta ADEQUA desenvolvida pela Thymos Energia.

A seguir, apresentamos uma simplificação da fórmula empregada para cálculo da capacidade a ser contratada.

$$Net\ ICR = \frac{C_{installed} - C_{connection} - LS}{1 + \frac{ALCC}{Peak\ Load}}$$

onde:

$Net\ ICR$	*Net Installed Capacity Rquirement* é o montante de capacidade a ser contratado
$C_{installed}$	Capacidade instalada do sub-sistema sazonalizada e ajustada pelo histórico operacional. Contempla adição de capacidade e "*retirements*". É interessante notar que a capacidade instalada das

	fontes renováveis não despacháveis é calculada por métodos estocásticos, especificamente pela *Effective Load Carrying Capacity*.
$C_{connection}$	Capacidade de conexão do sub-sistema estudado e os sub-sistemas vizinhos e outras redes
LS	*Load Shedding*: Capacidade de rejeição de carga em situações de contingência
$ALCC$	*Additional Load Carrying Capacity*: Valor obtido nas simulações do programa MARS como a folga entre a carga e a carga que correspondente à confiabilidade do LOLE de referência
$Peak\ Load$	Estimativa de maior valor de carga para o período em estudo de cada sub-sistema

As simulações do MARS produzem curvas de confiabilidade × capacidade denominadas curvas MRI (*marginal reliability impact*) nas quais, como definido na equação acima, o ponto que define a capacidade mínima a ser contratada (Net ICR) define uma LOLE de 0,1 dias por ano que corresponde ao requisito de confiabilidade do sub-sistema. Como esperado, a curva indica que o aumento da capacidade contratada representa uma redução de LOLE.

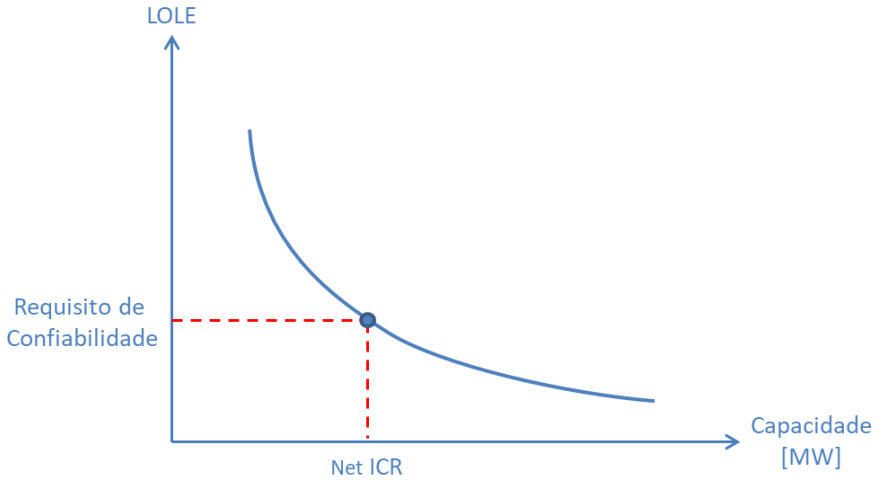

Figura 22 – Curva MRI esquemática do ISO-NE.

A curva MRI de cada sub-sistema em cada período sazonal relaciona a confiabilidade (horas de falha por ano) com a capacidade (potência) contratada. A partir da curva MRI, é desenvolvida uma curva de demanda de preço (USD/kW·mês). A relação de conversão da curva de confiabilidade em preço depende da definição prévia do VOLL (*Value of Lost Load*) adotado pelo ISO-NE porque se observa o conceito de que o produto das horas de interrupção pelo VOLL equivale ao custo marginal da capacidade. Em outras palavras, a curva de LOLE é convertida em uma curva de preço pelo VOLL.

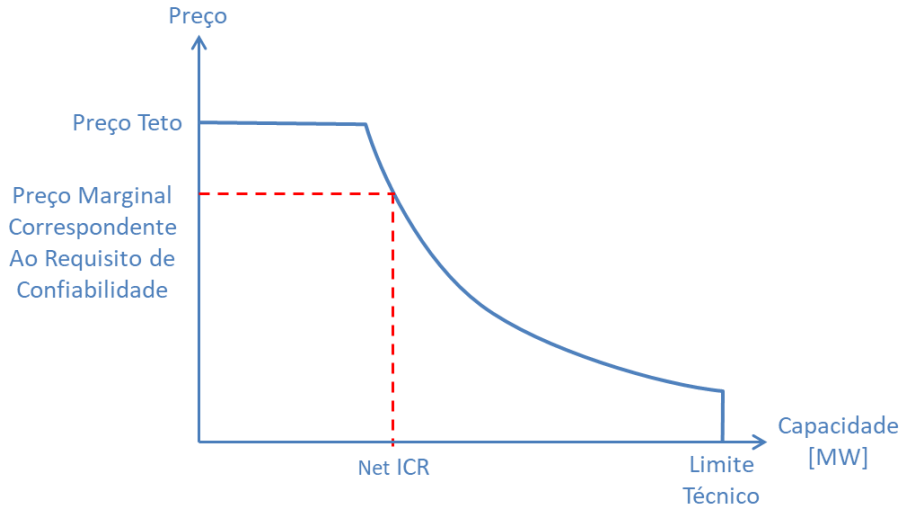

Figura 23 – Curva esquemática de demanda do ISO-NE.

O preço correspondente à capacidade mínima a ser contratada (Net ICR) é o preço marginal de contratação de capacidade que corresponde ao requisito de confiabilidade (LOLE de 0,1 dias por ano). Por definição, esse valor é o *missing money* do *energy-only market*. Esse valor também é definido como o Net CONE, ou seja, o valor do custo de implantação de um projeto de capacidade greenfield (*cost of new entry*) líquido (*net*) das receitas esperadas pela prestação de serviços ancilares.

O preço teto para contratação nos leilões é definido pelo maior valor entre CONE e 1,6 × Net CONE corrigidos (*grossed-up*) pela disponibilidade esperada. Os valores atualmente em vigor foram definidos pelo ISO New England Inc. and New England Power Pool Participants Committee, Order Accepting Tariff Revisions, 147 FERC ¶ 61,173 (2014). CONE foi definido em 14,04 USD/kW·mês e Net CONE em 11,08 USD/kW·mês.

O limite máximo de contratação de capacidade é definido por critérios técnicos, como limites de conexão ou intercâmbio, ou como um múltiplo do Net ICR.

6.5. Critério para Definição dos Requisitos do Sistema Elétrico

Propomos que a metodologia para definição dos requisitos do sistema elétrico em leilões de capacidade independa da fonte energética, permitindo a contratação tecnologicamente neutra para suprimento de capacidade (potência). É fundamental que a metodologia seja objetiva, explicitando grandezas numéricas que devem ser atendidas pelos empreendimentos que pleiteiem habilitação para participação em leilões de contratação de capacidade.

Nossa proposição compreende a definição de uma curva de referência para cada leilão que contemple um período que caracterize um ciclo de operação, provavelmente, um ciclo semanal. Essa curva pode ser elaborada para o SIN ou para sub-sistemas, caso haja leilões regionais. Por coerência com o princípio de neutralidade tecnológica, qualquer curva de referência deve contemplar uma janela temporal para que empreendimentos puramente de armazenamento de rede possam consumir energia da rede para carregamento.

6.5.1. Curvas de Referência Simplificada

Curvas de referência que representem adequadamente requisitos do sistema elétrico devem também contemplar outras características. A curva hipotética representada na figura a seguir explicita características importantes.

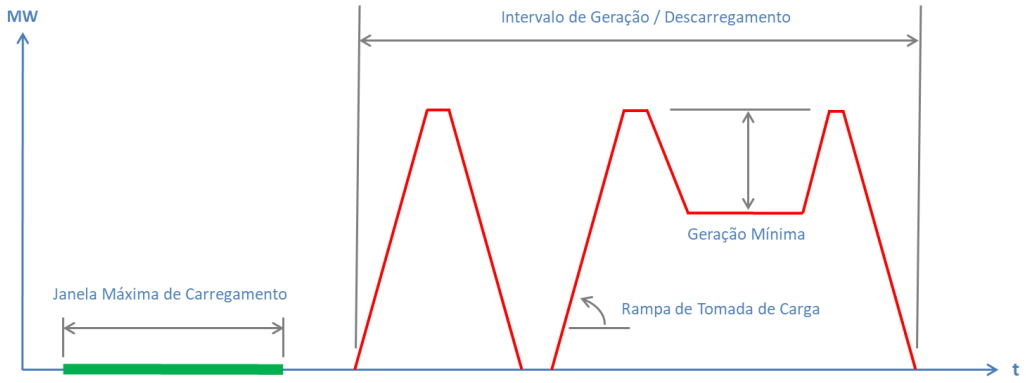

Figura 24 – Curva de referência hipotética para requisitos do sistema para um leilão de capacidade.

Na prática, a definição de uma curva de referência que represente os requisitos do sistema, ou de um sub-sistema, deve ser especificada em termos de:

I. Ciclo (sugerimos uma semana operativa);
II. Rampa de partida mínima (MW/min);
III. Rampa de parada mínima (MW/min);
IV. Potência mínima despachável (proporção da potência máxima);
V. Intervalo mínimo entre partidas (horas);
VI. Duração mínima e máxima de uma campanha de geração contínua

A especificação desses parâmetros é fundamental porque a curva afeta diretamente a competitividade comparativa entre as tecnologias. Ilustrativamente, turbinas aeroderivadas podem partir com maior frequência que turbinas *heavy-duty*, enquanto bancos de baterias têm mais flexibilidade que turbinas para operar abaixo da capacidade nominal. Não é, portanto, trivial a definição desses parâmetros. Por outro lado, é possível definir uma curva muito simplificada de requisitos do sistema, como apresentado na figura a seguir.

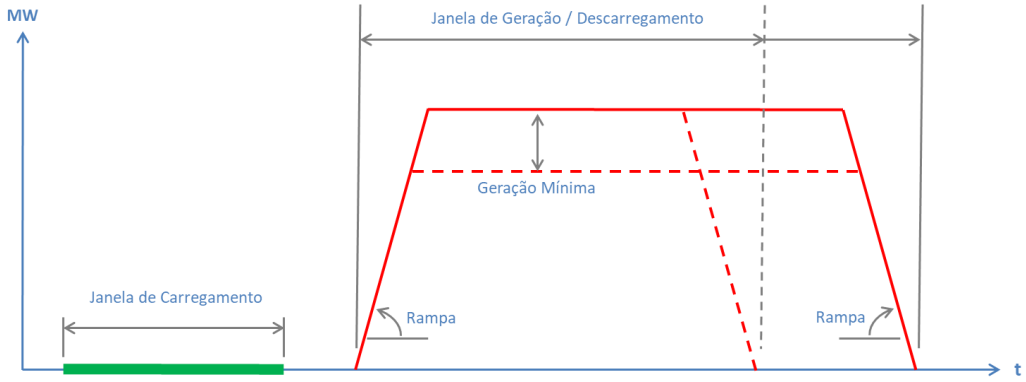

Figura 25 – Curva de referência hipotética simplificada para requisitos do sistema para um leilão de capacidade.

No entanto, uma solução simplificada limita severamente a capacidade de despacho pelo ONS porque reduz a possibilidade de modular a injeção de potência.

6.5.2. Curvas de Referência Real

Uma alternativa que propomos para definição dos parâmetros da curva de referência é baseá-la na curva real da carga porque nada pode melhor do que a realidade refletir os requisitos do sistema. A título ilustrativo de como desenvolver uma curva de referência real, analisamos dados do ano completo de 2022. A figura a seguir representa a média das máximas cargas semanais do SIN no ano de 2022.

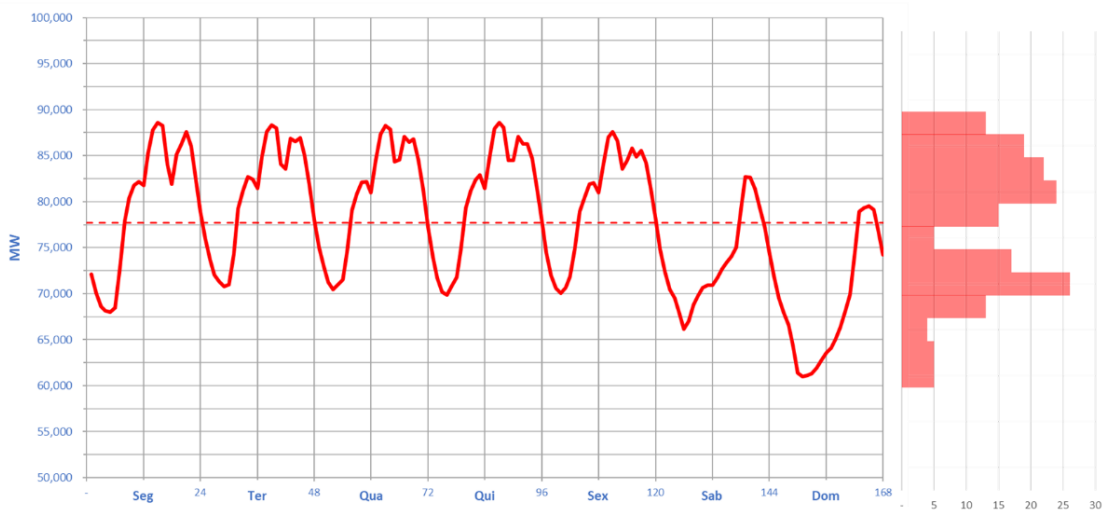

Figura 26 – Média das máximas cargas horárias do SIN em 2022.

A curva acima é representada em base horária, mas sugerimos que sejam utilizados dados semi-horários para compatibilidade com a programação de despacho. Para facilitar o tratamento matemático, os dados de referência devem ser normalizados pela sua média, ou seja, a série de dados deve ser dividida pela média do período, produzindo uma série adimensional de média 1,0.

A figura a seguir representa, também a título ilustrativo, a distribuição da carga horária do SIN no ano de 2022. Como mencionado acima, entendemos que os dados deveriam possuir resolução de 30 minutos, mas essas informações não estão publicamente disponíveis. Entendemos também que a curva base para aplicação da metodologia pode ser uma curva do SIN ou de seus sub-sistemas. Finalmente, entendemos que podem ser utilizadas curvas reais ou projetadas, fazendo aqui a ressalva de que a normalização da curva pela média produz uma curva sem dimensões e que as variações no tempo do perfil da curva de carga anual são menos pronunciadas que a variação da média. Em outras palavras, a carga do SIN cresce continuamente, mas o seu perfil sazonal muda mais lentamente. A normalização pela média elimina a variável crescimento da média e nos permite trabalhar apenas com o perfil.

Nessa figura que segue, nota-se que a média da distribuição é 100%, fato decorrente da normalização. São apresentados dois gráficos: um indicando a densidade da distribuição e outro a distribuição acumulada. Nesse momento é necessária uma decisão administrativa. Para cada leilão, além da definição da curva de referência, deve ser definida a parcela da série que representa as cargas de ponta.

A título ilustrativo, no caso da figura a seguir, a ponta foi arbitrariamente definida como os valores de carga 18% acima da média, como indicado pela linha de corte vertical vermelha. Nessa condição, 825 horas seriam classificadas como “horas de ponta” nessa curva de referência.

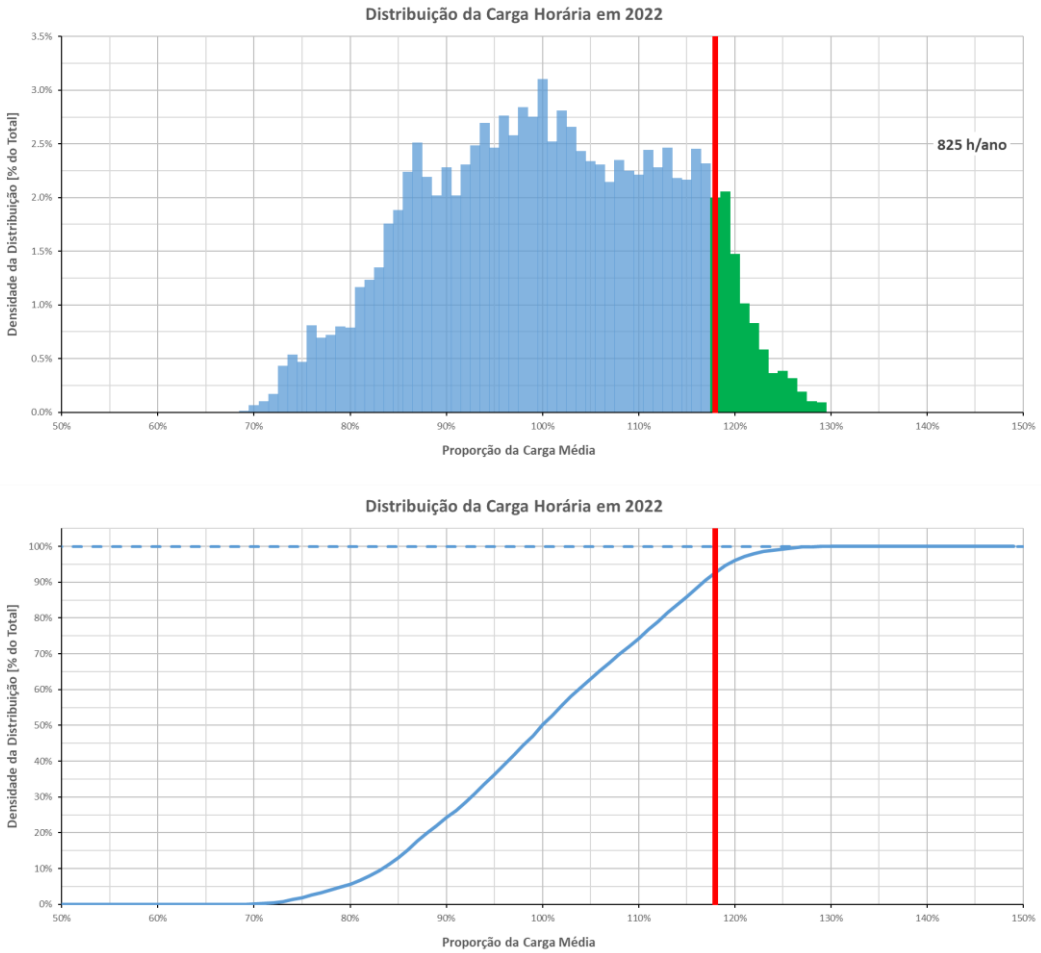

Figura 27 – Distribuição das cargas horárias do SIN em 2022.

A curva de permanência de carga apresentada a seguir é uma forma alternativa de ilustrar o conceito de horário de ponta.

Após a definição do que deve ser considerado carga de ponta, o próximo passo do método proposto é a definição dos períodos em que empreendimentos de armazenamento podem carregar. Esse é um ponto importante para uma metodologia tecnologicamente neutra que permita a participação de tecnologias de geração termelétrica flexível e de armazenamento de rede em um mesmo leilão.

A figura a seguir representa a definição hipotética de momentos de ponta em uma curva de referência normalizada (média de carga igual a 1,0 sem unidades). No caso dessa figura ilustrativa, 2,28% da carga semanal foi enquadrada como “carga de ponta”, correspondendo às áreas vermelhas acima da linha de corte de carga. Como mencionado, para permitir a aplicação dessa metodologia a empreendimentos de armazenamento de rede, um período de carregamento foi definido nos “vales” de carga da curva de referência.

É importante ressaltar que o método é realista ao não permitir o carregamento de empreendimentos de armazenamento em períodos nos quais a carga não seja baixa. Note-se também que as linhas que definem os períodos de “ponta” e de “carregamento” não precisam ser simétricos em relação à linha da média (1,0). O que importa é a relação entre a energia armazenada (áreas verdes) e a energia devolvida ao sistema (áreas vermelhas).

Naturalmente, a definição de períodos de carregamento não afeta os empreendimentos de geração termelétrica flexível.

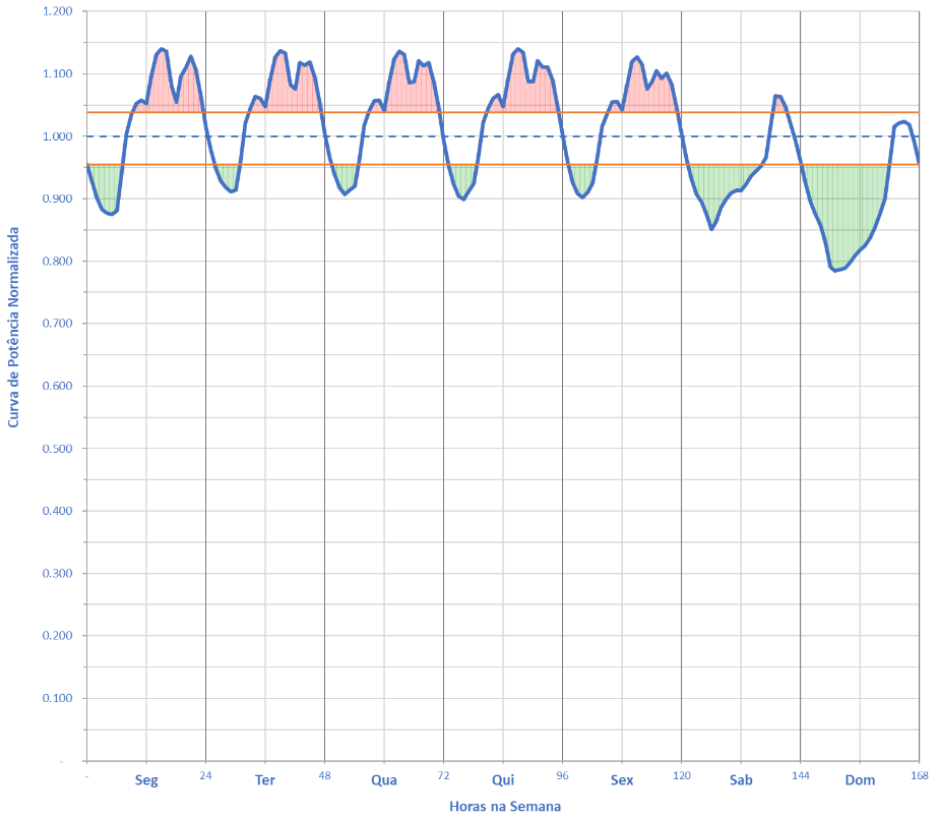

Figura 28 – Distribuição entre períodos de carregamento (áreas verdes) e descarregamento / geração (áreas vermelhas) na curva adimensional de referência.

Nesse momento, temos uma curva parametrizada com média unitária que possui intervalos definidos para geração e para armazenamento (para empreendimentos desse tipo). Propomos que essa curva seja elaborada para cada leilão e disponibilizada como planilha eletrônica para todos os empreendimentos interessados no cadastro para participação naquele leilão específico. Entendemos que a curva de referência deve ser elaborada com intervalos temporais de 15 ou 30 minutos, cobrindo uma semana operativa. Nesse ponto, a curva de referência representa a necessidade de geração flexível do SIN e possui os *ramp-ups* e *rump-downs* típicos de um perfil real de ponta, bem como os números de partidas ideais. É uma curva com lastro em condições reais, não idealizadas como as séries sintéticas utilizadas pelo NEWAVE. É uma curva com a "cara" da demanda real.

De posse da planilha de média unitária, o empreendedor ajustará essa curva ao seu projeto simplesmente multiplicando os valores da série temporal pela capacidade instalada planejada para seu empreendimento. Ilustrativamente, apresentamos a seguir a parametrização de um empreendimento com capacidade de geração de 100 MW. Esse empreendimento hipotético possui uma capacidade instalada bruta de geração termelétrica flexível de 100 MW. A curva de demanda de capacidade desse empreendimento (linha azul espessa) prevê 76 horas de geração na semana operativa com uma potência máxima de 100 MW (capacidade do empreendimento) e 3.764,5 MWh de energia bruta gerada.

O empreendimento possui uma capacidade mínima de geração de 50% (50 MW), ou seja, a usina consegue atender a curva de demanda (linha azul espessa) entre 50 MW e 100 MW, identificada pela área laranja, acima da linha tracejada que identifica o patamar de 50 MW de potência. Dado o patamar mínimo de 50 MW e o máximo de 100 MW e a curva de demanda do sistema, a geração termelétrica bruta total do empreendimento hipotético será de 2.781,4 MWh na semana operacional, o que representa aproximadamente 74% do requisito semanal de 3.764,5 MWh.

Em função da impossibilidade de atendimento das cargas mais baixas por geração termelétrica, o empreendedor optou por incluir nesse empreendimento hipotético 10 MW de capacidade de armazenamento por baterias, transformando o empreendimento em uma usina híbrida.

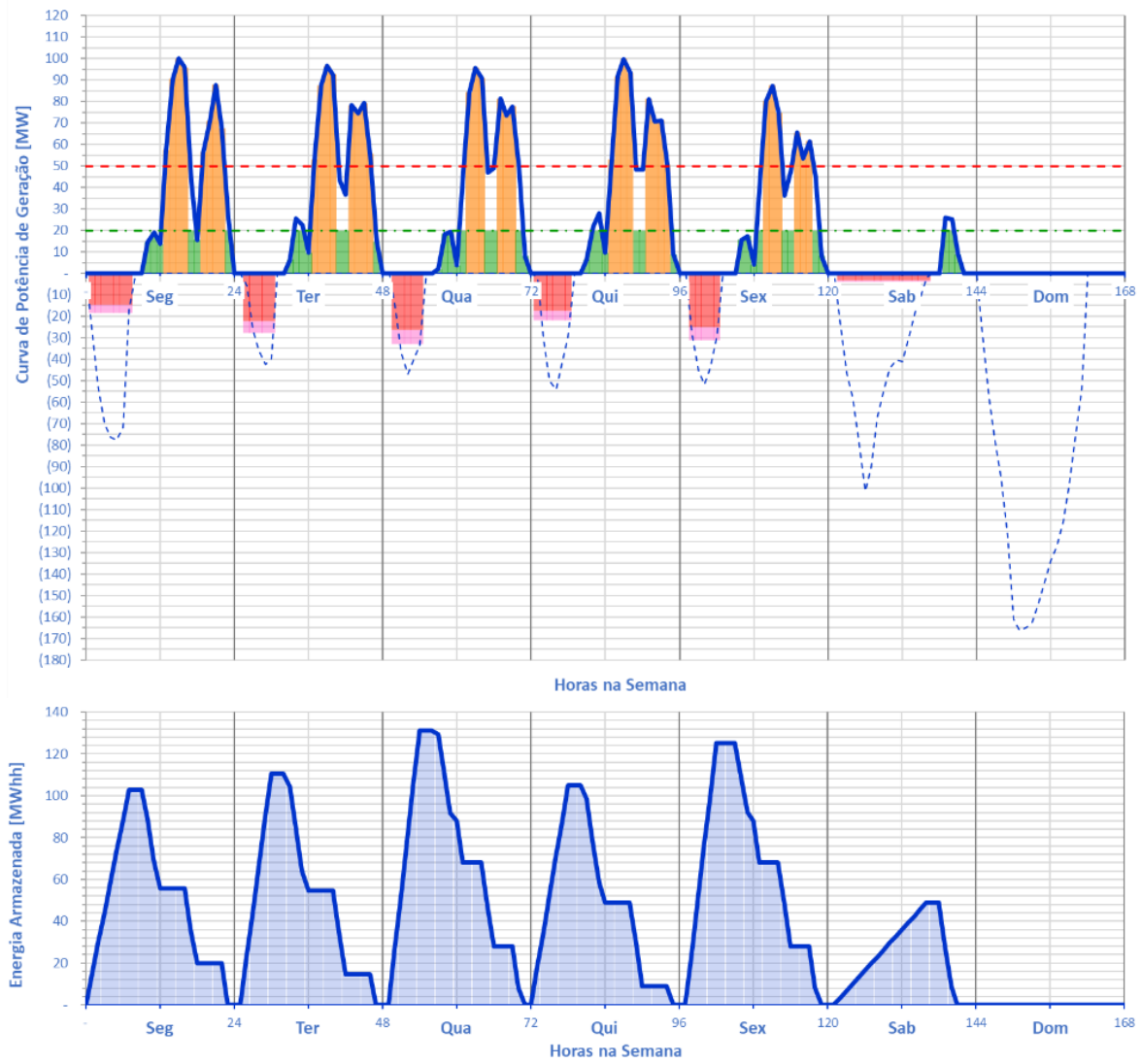

Figura 29 – Configuração de um projeto híbrido hipotético com capacidade instalada de 100 MW para participação em leilão de capacidade.

Como representado na figura acima, a descarga do sistema de armazenamento é bastante flexível e atende plenamente a curva de referência (linha azul espessa) até a potência de 10 MW representada na figura pela linha tracejada verde, totalizando 623,7 MWh de energia devolvidos ao sistema. Consideramos que, tecnicamente, essa energia não foi gerada. O que ocorreu foi um *time shifting*, ou seja, ela foi consumida (armazenada) em um determinado momento, sendo devolvida posteriormente. Nesse caso, assume-se que a eficiência *round-trip* do banco de baterias é 80%, ou seja, o sistema retorna à rede energia na proporção de 80 MWh entregues para cada 100 MWh consumidos no carregamento.

As áreas vermelhas correspondem à energia consumida no armazenamento que será posteriormente retornada à rede (*time-shifted*), enquanto as áreas rosas representam as perdas pelo consumo no armazenamento mais elevado que é devolvido à rede no descarregamento. Note-se que o nível de armazenamento de energia no banco de baterias é representado na parte inferior da figura como áreas em azul.

Para modelagem da contribuição do sistema de armazenamento, assume-se que a energia *time-shifted* contribui para o atendimento da curva de demanda, porém, é feita a dedução da perda de *round-trip*. Dessa forma, o banco de baterias atende a curva com 467,8 MWh, mas o resultado líquido considera uma perda de 155,9 MW no armazenamento. Portanto, o *time shifting* útil do armazenamento é de 467,8 MWh, ou 12,4% da energia total demandada pela curva de referência ajustada ao projeto.

O modelo proposto se baseia no conceito de um fator de capacidade de potência definido na forma:

$$FC_{potência} = \frac{G + (TS - L_{round\ trip})}{D}$$

onde:

$FC_{potência}$	Fator de capacidade adimensional para empreendimentos que vendem capacidade (potência) definido uma determinada curva de referência específica para um leilão determinado
G	Energia bruta em MWh gerada no período de referência pelo empreendimento, seja de fonte termelétrica a gás natural, hidrelétrica (sobre-motorização), eólica e solar
TS	Energia em MWh transferida no tempo, entre carregamento e descarregamento, no período de referência pelo sistema de armazenamento (baterias, *pumped-storage* ou outros)
$L_{round\ trip}$	Perdas de *round-trip* em MWh entre o carregamento e o descarregamento de sistemas de armazenamento
D	Demanda de energia em MWh correspondente à integração da curva de demanda de potência no período de referência

Para esse projeto hipotético, o fator de capacidade de potência é de 86,3%.

Com base nessa nova métrica para o fator de capacidade, a capacidade que pode ser comprometida em um leilão é definida como:

$$C_{potência} = ICAP \cdot (1 - L) \cdot FC_{potência} \cdot (1 - IP)$$

onde:

$C_{potência}$	Parâmetro de venda em leilão com grandeza em potência (MW)
$ICAP$	Capacidade instalada bruta máxima do empreendimento (MW)
L	Perdas totais como percentual da capacidade instalada. Montante inclui consumo interno, perdas nos transformadores, transmissão até a conexão com a rede, e rateio de perdas do sistema de transmissão*
IP	Proporção do ano calendário prevista para manutenções e outras paradas programadas

* Entendemos que empreendimentos conectados à distribuição não devem participar do rateio das perdas da transmissão.

A definição dos requisitos do sistema por curvas de referência, como mencionado acima, pode ser feita por sub-sistemas e pode também ser feita por períodos do ano. É importante ressaltar que, dessa forma, a oferta de capacidade pode ser sazonalizada, uma característica importe para fontes eólicas, solares e hidráulicas.

Resumidamente, a metodologia por nós proposta para definição de requisitos do sistema para contratação de capacidade em leilões é uma forma objetiva de permitir a competição de várias fontes. Isso é possível porque cabe ao empreendedor configurar o atendimento à curva de referência definida para cada leilão. Podem contribuir indiscriminadamente:

i. Fontes termelétricas: Assumimos que será vedada a participação de usinas a óleo combustível, diesel e carvão;

ii. Fontes de eólicas e solares: Entendemos que é possível essas fontes participarem dos leilões de capacidade, no entanto, é necessário que seja desenvolvido um modelo de ELCC (*Effective Load Carrying Capability*) que modele estocasticamente o SIN e permita ao empreendedor estimar que proporção da capacidade instalada de seu(s) empreendimento(s) eólico(s) e solar(es) pode ser comprometida com as obrigações contratadas em leilões de capacidade;

iii. Sobre-motorização de fontes hidráulicas: Entendemos que a capacidade oferecida pelo acréscimo de geradores em usinas hidrelétricas existentes

iv. Tecnologias de armazenamento: Qualquer forma comercialmente disponível de armazenamento de energia, incluindo bancos de baterias e usinas *pumped-storage*.

6.6. Critério para Despacho de Geração Termelétrica Flexível

Entendemos que usinas termelétricas flexíveis devem ser despachadas pelo ONS nas seguintes condições:

6.6.1. Despacho por ordem de mérito de custo

Trata-se do despacho horário *day-ahead* observando as restrições operativas, as previsões de CMO e o CVU dos empreendimentos.

Note-se que o nível de despacho esperado por ordem de mérito de custo tem relação com a hidrologia do período.

6.6.2. Despacho por restrições elétricas

Propomos que o ONS seja autorizado a despachar em regime horário com antecedência mínima de 12 horas usinas termelétricas flexíveis para atender a variações de carga projetadas para o dia seguinte(*day-ahead*), inclusive para compensação da *duck curve* produzida pela interrupção da geração solar distribuída.

Entendemos que o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) deve definir periodicamente os valores mínimos de variação de carga projetada que justifiquem o despacho por restrição elétrica. Nesses casos, não é de se esperar que o nível de despacho mantenha relação com a hidrologia do período.

6.6.3. Despacho para descarregamento do sistema de transmissão

Descarregar o sistema de transmissão é uma das contribuições mais importantes de empreendimentos contratados no âmbito de um mercado de capacidade. Propõe-se que o CMSE defina periodicamente patamares limites de carga que autorizem o ONS a despachar termelétricas flexíveis para *peak shaving*. Em outras palavras, caberia ao CMSE definir para o SIN ou para sub-sistemas os limites de carga que definem os “picos”. Sempre que a previsão *day-ahead* da carga ultrapassar o referido patamar de “ponta” (ou “pico”), geração flexível próxima aos centros de carga será despachada.

De fato, é esperada significativa expansão da malha de transmissão para aumentar a confiabilidade da rede pela redução das restrições de intercâmbio entre os sub-sistemas e pelo mais extensa distribuição geográfica das fontes renováveis. A figura a seguir representa a evolução histórica da extensão da rede de distribuição do SIN e as expansões já contratadas em comparação com as perdas sistêmicas em MWh/h (MW médios).

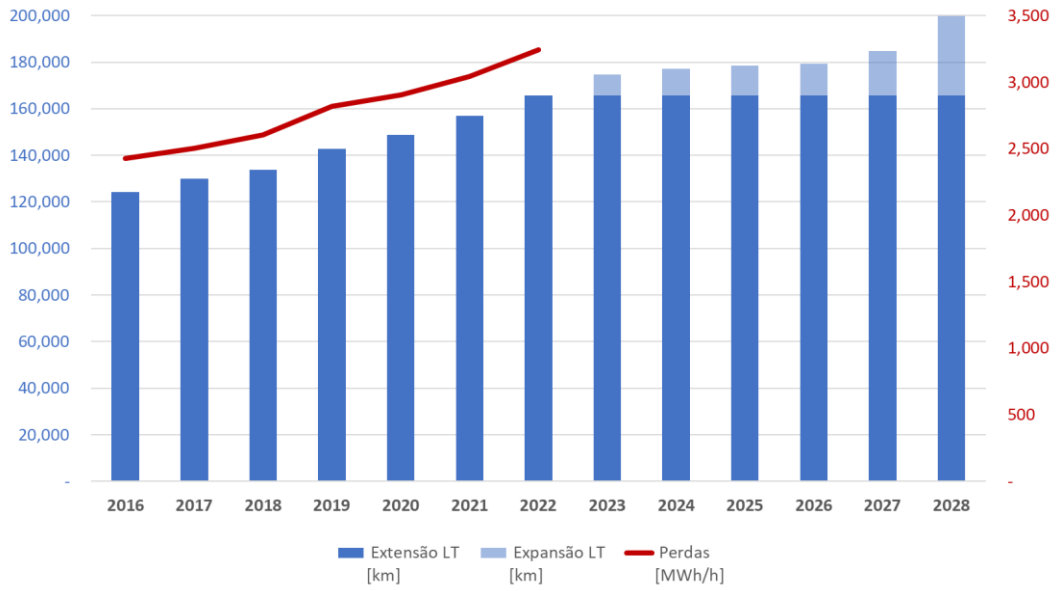

Figura 30 – Extensão das linhas de transmissão existentes e expansões contratadas em comparação com as perdas de transmissão.

Ressalta-se que o planejamento da expansão da rede prevê uma extensão bastante superior às expansões contratadas representadas na figura acima. Note-se também que as perdas energéticas crescem proporcionalmente à extensão da malha de transmissão e que as perdas representadas acima contemplam as perdas médias entre os períodos em que as linhas operam descarregadas (mais frias e com menores perdas) e os horários de ponta, com mais perdas.

Nesse sentido, descongestionar a malha de transmissão nos momentos de pico representa considerável redução de perdas. A título ilustrativo, as perdas médias devem crescer cerca de 5 GW médios na próxima década.

6.7. Critério para Despacho de Empreendimentos de Armazenamento de Rede

Entendemos que, respeitadas as restrições operacionais e técnicas de cada empreendimento, não deve haver restrição aos critérios do ONS para despacho do armazenamento e descarregamento de empreendimentos de *grid storage*.

Assumindo que empreendimentos de armazenamento serão remunerados apenas pela capacidade disponibilizada ao sistema, não havendo, portanto, custo aos consumidores associado ao montante de energia armazenado ou devolvido à rede, consideramos não ser necessária a imposição de restrições ao despacho.

6.8. Critério para Definição dos Preços Limites em Leilões de Capacidade

A preocupação com a possibilidade de condutas não competitivas durante um leilão, requer que o Poder Concedente estabeleça limites de preço para os certames. Esses limites são definidos por estimativas do investimento para implantação de um empreendimento, do custo de financiamento, e do custo de capital do empreendedor. No entanto, leilões de capacidade apresentam um desafio particular porque a neutralidade tecnológica permite a implantação de uma gama de tecnologias com características particulares, bem como empreendimentos híbridos.

A experiência internacional nesses casos é tipicamente baseada na estimativa de custo de um novo entrante, ou CONE *(cost of new entry*), definido a partir de uma ou mais tecnologias. Os valores limites (teto) são usualmente definidos pela aplicação de multiplicadores ao CONE para levar em consideração a incerteza associada ao valor de investimento real, que depende, entre outros de:

i. Localização do empreendimento;
ii. Se a implantação é *brownfield* ou *greenfield*;
iii. Extensão da terraplenagem e obras de fundações;
iv. Solução tecnológica adotada;
v. Investimento na conexão elétrica;
vi. Acesso a combustível (termelétricas)
vii. Disponibilidade de água, quando aplicável;
viii. Obrigações, restrições e condicionantes ambientais;
ix. Custo do capital do empreendedor;
x. Condições de financiamento, em particular, taxa de juros e duração das linhas de crédito; e
xi. Variação da taxa de câmbio durante a construção, quando houver equipamentos importados.

A figura a seguir apresenta a comparação entre as práticas de alguns sistemas dos Estados Unidos que operam mercados de capacidade, com a indicação dos múltiplos de CONE utilizados.

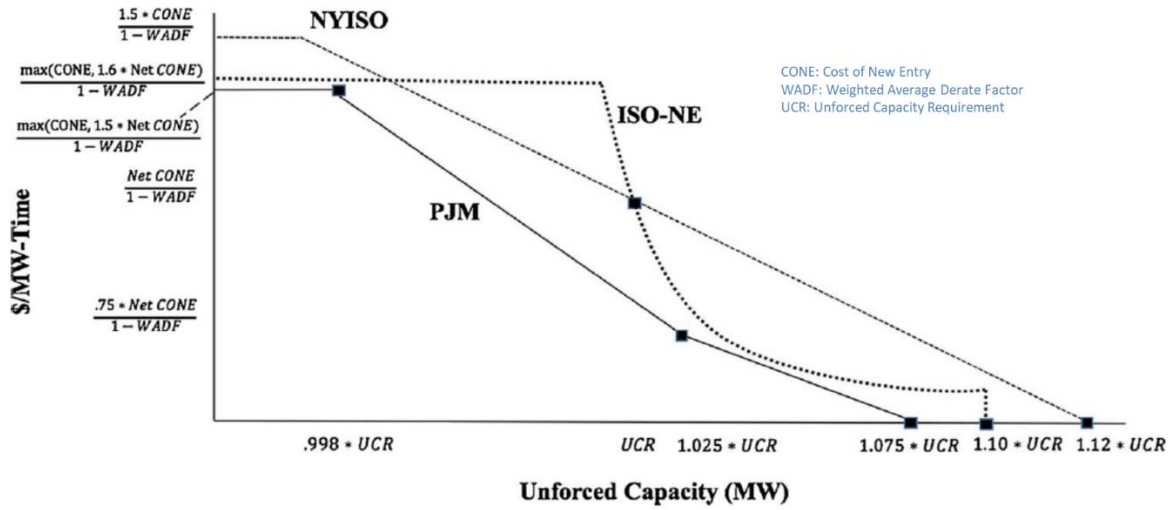

Figura 31 – Representação das definições de preço e faixas de contratação de capacidade de ISOs americanos.

Propomos que os preços limites sejam definidos pela EPE tal como verificado na experiência internacional, a partir do cálculo do CONE aplicável (considerando, para assegurar a neutralidade tecnológica, o maior entre o valor de implantação de termelétricas a gás operando turbinas em ciclo aberto e o de empreendimentos de armazenamento operando com baterias de íons de lítio) e a aplicação de múltiplos em magnitudes alinhadas com o exposto acima. Em qualquer caso, a definição deve se dar de forma transparente e auditável.

Adicionalmente, entendemos que a base do CONE não deve contemplar os parâmetros de valores de investimento declarado pelos empreendedores quando do cadastramento de seus projetos pelas seguintes razões:

i. A amostra é viciada pela inclusão de empreendimentos que podem não possuir planejamento de implantação adequado porque apenas uma fração dos projetos cadastrados se sagra vencedora em leilões;

ii. Empreendedores têm um incentivo a apresentar valores reduzidos de investimento porque menores valores de investimento se refletem em redução do custo das garantias oferecidas no processo licitatório e porque não existe a obrigação de comprovar a acurácia do planejamento após a entrada em operação dos empreendimentos;

Por essas razões, propomos também que seja imposta aos projetos vencedores a obrigação de produzir um

relatório contábil auditado do custo de imobilização após a entrada em operação comercial dos empreendimentos. Esse relatório deve ser submetido à EPE, em caráter sigiloso. A disponibilidade dessas informações deve contribuir para a construção de um banco de dados de custos de implantação de projetos, a ser mantido em estrita confidencialidade pela EPE, com a finalidade exclusiva de embasar as estimativas de CONE.

6.9. Definição do Prazo para Entrada em Operação de Empreendimentos de Capacidade e Duração dos Contratos

Considerando o princípio da neutralidade tecnológica e a gama de soluções técnicas possíveis, propomos que todos os leilões de capacidade sejam estruturados considerando um prazo para entrada em operação dos empreendimentos entre 5 e 6 anos, ou seja, leilões A-5 ou A-6, dependendo do período do ano em que serão realizados. Deve ser também permitida a antecipação, parcial, progressiva ou total da data de início de fornecimento dos empreendimentos.

Somente dessa forma é possível que um empreendimento de armazenamento com baterias, uma termelétrica a gás operando em ciclo aberto e um empreendimento *pumped-storage* compitam em um mesmo leilão. Ilustrativamente, um empreendimento *pumped-storage* pode ter vantagens competitivas consideráveis em relação a um empreendimento baseado em bancos de baterias, no entanto, a construção da hidrelétrica pode tomar 6 anos, enquanto o empreendimento de baterias pode entrar em operação em um par de anos. O empreendimento de implantação mais rápida deve ser capaz de capturar essa vantagem.

De forma análoga, entendemos que o prazo de duração dos contratos deve ser compatível com as tecnologias que necessitam financiamentos mais longos. Considerando que empreendimentos hidrelétricos tipo *pumped-storage* participarão dos leilões, a duração dos contratos não deve ser inferior a 20 anos.

6.10. Critério para Entrada em Operação Comercial e Degradação da Capacidade

A entrada em operação de empreendimentos que contrataram o suprimento de capacidade pode ser muito bem caracterizada quando o requisito do sistema que embasou a contratação é definido por uma curva de referência. Para tanto, basta que o empreendimento em teste demonstre sua capacidade de atender a referida curva com o Fator de Capacidade de Potência contratado.

A duração do teste pode ser definida para todo o período da curva, ou em parte deste. Naturalmente, o não atendimento aos parâmetros contratados deve implicar na entrada em operação comercial com a capacidade degradada e com a consequente redução proporcional da receita fixa contratada. Propõe-se também que os empreendimentos sejam obrigados periodicamente a demonstrar a capacidade de atender às obrigações contratadas, implicando em ajustes positivos ou negativos no montante de capacidade oferecida ao sistema, bem como no montante da remuneração recebida.

6.11. Inflexibilidade Operacional e Combustível Termelétrico

A seção 4.4 demonstra que a contratação de geração termelétrica flexível permite ampliar a inserção de energias renováveis na matriz energética nacional por um fator considerável. Ainda assim, em consonância com o objetivo de redução da emissão de gases de efeito estufa, propomos que somente seja permitida a contratação de capacidade termelétrica de empreendimentos a gás natural.

Propomos também que seja vedada a declaração de um percentual de geração inflexível pelos empreendimentos termelétricos. Como mencionado anteriormente, em reconhecimento à abundância de oferta de energia renovável limpa e barata, não há justificativa para contratação de energia termelétrica inflexível. A contratação de capacidade deve produzir energia apenas na extensão em que houver necessidade de inserir potência na rede.

Há que se argumentar que a inflexibilidade termelétrica pode ser necessária para assegurar contratualmente

o suprimento de combustível porque os fornecedores podem demandar volumes contratuais mínimos de fornecimento. Essa argumentação pode ter sido verdadeira, mas não há razão para assumir que contratos futuros estarão sujeitos a esse tipo de arranjo porque é esperada sobra de oferta de gás natural flexível no Brasil.

Para ilustrar essa afirmação, recorremos à figura a seguir. O gráfico combina o histórico de consumo de gás natural no Brasil com a mais recente projeção de demanda e oferta da EPE. A série histórica de consumo apresenta o consumo de gás natural não térmico (linha azul) e o consumo agregado incluindo o consumo termelétrico (linha vermelha). O consumo térmico é ressaltado pela indicação da área vermelha entre as linhas azul e vermelha. Note-se que o consumo não térmico é bastante estável, enquanto, o consumo térmico é bastante variável, como esperado.

À direita da figura representamos a mais recente projeção de oferta e demanda de gás da EPE. A linha tracejada vermelha representa a projeção de demanda assumindo 100% de despacho termelétrico e a entrada em operação do GASLUB (ex-COMPERJ). A linha verde tracejada representa a projeção de oferta de gás natural sem considerar novas rotas de transporte do gás do pré-sal para o continente. Apesar da premissa conservadora de despacho termelétrico contínuo a capacidade máxima, a região verde sinaliza um significativo excedente de oferta oriundo da capacidade de regaseificação a partir de FSRUs (*Floating Storage* and *Regasification Unit*) existentes, desconsiderando a previsão de expansão da capacidade de regaseificação do terminal da Baía de Guanabara de 20 milhões de m³/dia para 30 milhões de m³/dia.

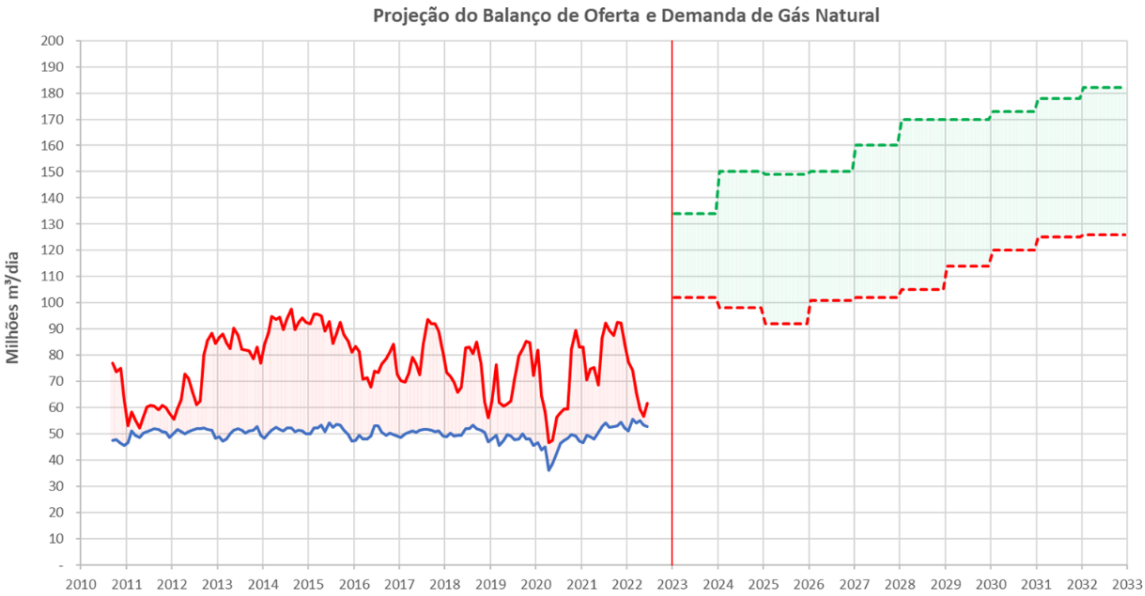

Figura 32 – Série histórica do consumo de gás nacional e projeção de demanda e oferta da EPE.

Note-se que a oferta de gás natural de FSRUs existentes é intrinsecamente flexível porque estes já possuem volume contratado suficiente para justificar economicamente sua implantação. Portanto, parece razoável vedar a declaração de inflexibilidade de geração de empreendimentos termelétricos vendedores de capacidade.

Por fim, apesar de propormos que empreendimentos termelétricos (ou híbridos que compreendam geração termelétrica) não possam declarar inflexibilidade anual fixa de geração, entendemos que não deve ser vedado o pleito ocasional de geração fora da ordem de mérito para usinas não despachadas para que se beneficiem de oportunidades, como, por exemplo, exportações de energia.

6.12. Sinalização de Preço Locacional

Uma das principais contribuições à rede de um empreendimento que vende capacidade é o descongestionamento do sistema de transmissão nos períodos de carga mais elevada. Pode até ser possível postergar ou substituir investimentos em transmissão por armazenamento e/ou geração próximas à carga, à semelhança da instalação recente de um banco de baterias de 30 MW na SE Registro operada pela CTEEP.

Uma forma efetiva de incentivar a implantação de empreendimentos de capacidade próximos a centros de carga é prover um sinal de preço em função da barra de conexão desses empreendimentos à rede. A amplitude desse sinal locacional pode ser forte o bastante de forma que alguns pontos de conexão paguem tarifas, enquanto outros recebam.

Adicionalmente, deve-se observar o princípio de que empreendimentos que se conectem à rede de distribuição não participem do rateio das perdas de transmissão por estarem geo-eletricamente mais próximos à carga.

6.13. Precificação de Serviços Ancilares

Um princípio geral norteador da regulação do setor elétrico nacional é que leilões são mecanismos de contratação eficazes porque o ambiente competitivo tende a reduzir os custos para o consumidor final. Apesar de válido, entendemos que há casos específicos em que essa forma de contratação deve ser evitada.

Entendemos que serviços ancilares prestados por empreendimentos que participam de um mercado de capacidade devem ter remuneração definida administrativamente em antecipação aos leilões de contratação de capacidade. Defendemos que o oferecimento à rede de *spinning reserve*, regulação de frequência e tensão não se prestam adequadamente à contratação por leilões porque empreendimentos não são implantados exclusivamente para prover esses serviços. De fato, tais serviços são sempre prestados de forma acessória a algo "maior", como geração de energia.

A correta precificação desses serviços ancilares deve incentivar um empreendedor a desenvolver um projeto que se torna mais competitivo na medida em que a capacidade de prestação desse serviço é incorporada ao projeto. Dessa forma, a receita auferida pela prestação do serviço, conhecida *ex ante* ao leilão, contribui para que o projeto seja mais competitivo ao ponto de retornar pelo menos uma parcela do benefício a favor da modicidade tarifária.

Um exemplo ilustrativo dessa situação é a de um empreendedor que desenvolve um projeto de *pumped-storage*. Ao longo do desenvolvimento do projeto, esse empreendedor hipotético precisará definir se os motores/geradores da usina serão máquinas síncronas ou assíncronas. Turbinas acionadas por um motor/gerador assíncrono operam em velocidade variável e, como indicado na figura a seguir, operam em uma faixa de velocidade e pressão que permite ao projeto alcançar uma eficiência *round-trip* cerca de 2% superior à obtida com máquinas síncronas de velocidade fixa.

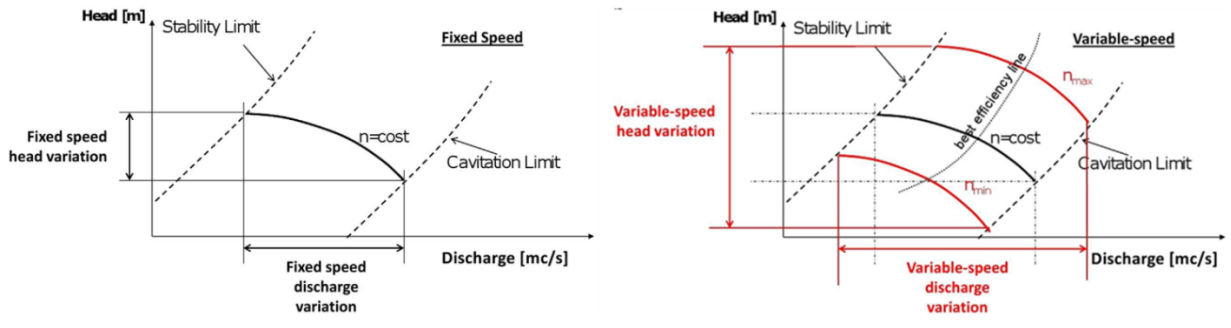

Figura 33 – Gráficos pressão × vazão genéricos para turbinas de velocidade constante (esquerda) ou variável (direita).

No entanto, geradores assíncronos não oferecem ao sistema *spinning reserve* e não são capazes de injetar ou absorver potência reativa. Por essa razão, se o empreendedor optar por desenvolver o projeto com esse tipo de gerador visando obter uma maior eficiência de *round-trip*, o sistema perde a oferta de serviços ancilares. Alternativamente, existindo uma remuneração pré-definida para esses serviços ancilares, o empreendimento pode se tornar mais competitivo se a remuneração pelos serviços ancilares for economicamente mais vantajosa que o ganho de eficiência. Naturalmente, propomos que a precificação dos serviços ancilares possua também sinal locacional de preço.

6.14. Indisponibilidades e Penalidades por Falha de Cumprimento a Ordem de Despacho

Entendemos ser aplicável a empreendimentos que contrataram capacidade o princípio "*reliability must run*". Portanto, não devem ser consideradas margens de indisponibilidade forçada.

Entendemos também ser necessário prover a possibilidade de agendamento de indisponibilidades programadas porque qualquer equipamento industrial demanda manutenção programada e é mais adequado que a extensão da indisponibilidade para despacho seja definida pelo empreendedor no processo de cadastramento do empreendimento para participação em um leilão e, posteriormente, incluída em acordo com o ONS como uma programação anual. Naturalmente, da forma como foi construído o conceito de fator de capacidade de potência (seção 6.5), elevar a declaração de indisponibilidade programada reduz a competitividade do empreendimento.

Finalmente, entendemos ser necessário o pagamento de penalidades pela falha no cumprimento de uma ordem de despacho de qualquer natureza. Acreditamos que tal penalidade deve ser proporcional à receita fixa auferida pelo empreendimento em seu contrato de capacidade.

6.15. Contratação e Remuneração de Empreendimentos de Armazenamento e Geração Flexível

Entendemos que a contratação centralizada de capacidade sem distinção de tecnologia é mais adequada ao setor elétrico brasileiro pela experiência que possuímos em leilões semelhantes. Como discutido anteriormente, pela natureza da contratação de capacidade, propomos que esses leilões sejam organizados com uma demanda flexível. Em outras palavras, com uma faixa possível de contratação de capacidade, em alternativa às contratações de energia com demandas inflexíveis (quantidade pré-definida a ser contratada).

Exemplificamos essa proposta pela figura esquemática a seguir. No eixo de contratação de capacidade, identificam-se para esse leilão em particular, o resultado do estudo de demanda, a faixa possível de contratação de capacidade. É estabelecida uma capacidade mínima a ser contratada e um limite máximo para contratação, a partir do qual não há interesse em pagar por segurança adicionada ao sistema.

O eixo de preço indica o preço teto possível para contratação de capacidade. Assume-se nessa ilustração que a máxima capacidade útil seria contratada a preço zero. A linha azul representa o empilhamento das ofertas no leilão. Os degraus de oferta correspondem ao preço ofertado pelo montante de capacidade ofertado por cada empreendimento. O montante de capacidade contratada é definido pelo cruzamento das linhas de demanda e oferta.

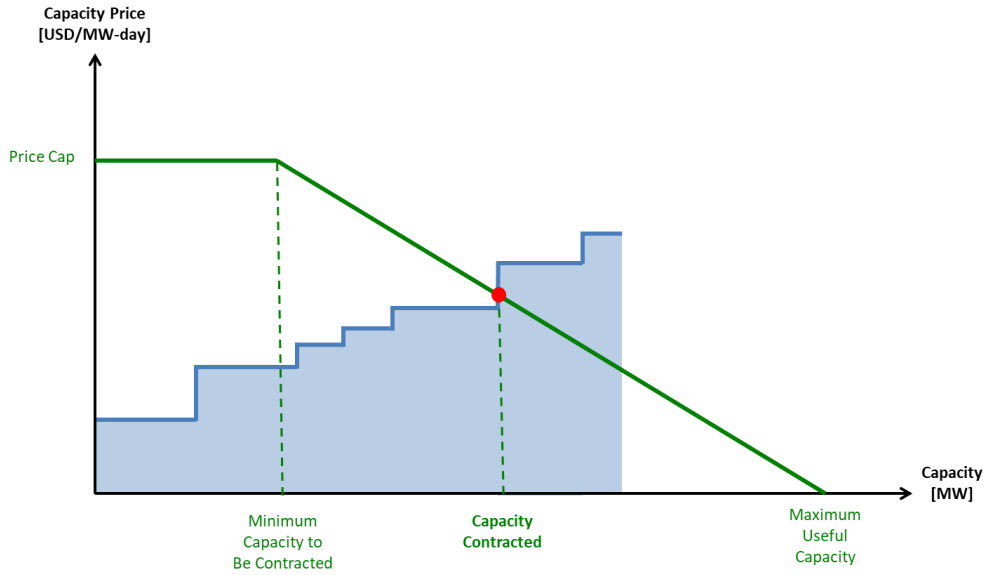

Figura 34 – Balanço esquemático de demanda e oferta em um leilão com demanda flexível.

Propomos que a contratação de capacidade seja feita pelo pagamento de uma receita fixa reajustada anualmente pelo índice oficial da inflação. Essa é uma estrutura contratual que em muito facilita o financiamento dos empreendimentos, aumentando a competitividade dos leilões e favorecendo o consumidor final. Nessa estrutura proposta, a garantia física (*firm energy*) do empreendimento pode ser vendida e a energia *spot* produzida liquidada na CCEE.

Propomos também que os empreendimentos vendedores sejam remunerados por uma conta de encargos setoriais a ser rateada por todos os consumidores (cativos e livres) em função de sua demanda máxima contratada. Entendemos que a potência máxima contratada é o melhor fator de rateio porque:

i. É uma informação prontamente disponível;

ii. É estabelecido uma relação direta entre contratação de potência pelo consumidor e contratação de capacidade (potência) pelo SIN para atendimento da necessidade setorial; e

iii. O pagamento pela demanda (potência máxima) introduz no sistema um sinal de preço que incentiva os consumidores a reduzir a variabilidade da potência consumida, para benefício sistêmico.

A título ilustrativo, descrevemos a contratação de capacidade no Reino Unido, sua estruturação e os resultados do primeiro leilão de capacidade ocorrido em dezembro de 2014. O leilão, denominado "T-4 Capacity Market Auction 2014" teve seu procedimento auditado pela Deloitte LLP para certificar a observância das regras definidas no edital "Capacity Market Rules, Regulations and the Auction Guidelines" publicado em outubro de 2014.

O leilão envolvia a contratação centralizada de potência para atender a demanda da Inglaterra, País de Gales e Escócia sem distinção de preço. A entrada em operação comercial deveria ocorrer em 4 anos (leilão "T-4"), ou seja, em março/abril de 2018. As principais características desse leilão eram:

Duração do contrato:	15 anos
LOLE:	3 horas/ano
Antecedência mínima para despacho:	4 horas
Net CONE:	49 GBP/kW·ano

Preço teto:	1,5 × Net CONE
Máxima potência a ser contratada:	Preço atinge valor zero para contratação 1,5 GW acima da potência mínima
VOLL:	17 GBP/kWh (baseado em estudo independente[18])
Indexação da receita fixa por capacidade:	Anualmente pela inflação (CPI - Consumer Price Index)

O leilão eletrônico teve início às 09:00 do dia 16 de dezembro de 2014 e foi concluído, após 12 rodadas de lances, às 16:30 do dia 18 de dezembro. Esse primeiro leilão foi considerado um sucesso porque contratou 49,3 GW de potência com um deságio de 60% (19,40 GBP/kW·ano), porém, um vendedor de 1,6 GW falhou na implantação do projeto. Esse problema, aparentemente global, fez com que as penalidades por não cumprimento do contrato nos leilões subsequentes fossem elevadas. É importante notar que o modelo do leilão do Reino Unido é diferente do praticado no Brasil porque todos os vencedores contratam na mesma tarifa (*clearing price*), ou seja, na tarifa em que a curva de oferta cruza a curva de demanda.

O procedimento continuou sendo aprimorado. A seguir representamos a curva de demanda do leilão T-4 de 2016.

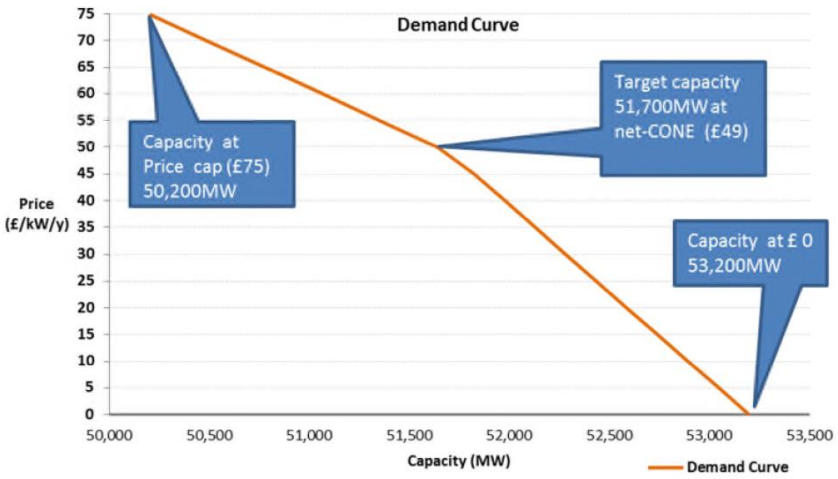

Figura 35 – Curva de demanda do leilão de capacidade T-4 do Reino Unido em 2016.

6.16. Indicador da Eficiência do Mercado de Capacidade e Vedação à Contratação de Empreendimentos Incentivados

O parâmetro de eficiência de um mercado de capacidade desenvolvido é a segurança do suprimento elétrico, cuja métrica pode ser a taxa de interrupção. Em adição ao aumento da confiabilidade do sistema, a implantação de um mercado de capacidade funcional deve também ser capaz de reduzir os eventos de escassez de suprimento, limitando situações de precificação elevada de energia *spot* (PLD).

Ressaltamos que essa métrica secundária de eficiência do mercado de capacidade pela redução do preço *spot* da energia pode ser distorcida pela oneração desnecessária dos encargos setoriais. Essa situação pode ocorrer quando empreendimentos incentivados concorrem em ambientes competitivos com empreendimentos que não recebem subsídios ou incentivos de qualquer natureza. Nessas condições, os

[18] *London Economics, The Value of Lost Load (VOLL) for Electricity in Great Britain – Final Report for OFGEM and DECC (2013)*

empreendimentos que recebem subsídios não têm incentivo a reverter tais benefícios em favor da modicidade tarifária[19].

Neste sentido, a experiência internacional mostra a preocupação em impedir benefícios duplos, com destaque para as fontes renováveis de energia[20]. Propomos, portanto, o estabelecimento de uma regra pela qual um empreendimento que receba um subsídio específico deve renunciar a esse subsídio para participar do mercado de capacidade.

6.17. Criação de um Ambiente Livre de Comercialização de Capacidade

Propomos que o arcabouço regulatório seja concebido de forma a permitir que capacidade (potência) venha a ser comercializada bilateralmente em um ambiente livre, em complementação à compra centralizada de capacidade proposta acima. Esse desenvolvimento deve ser planejado como um avanço futuro da regulação. À semelhança do ambiente livre de comercialização de energia, futuramente pode ser criado no contexto da CCEE um ambiente livre de comercialização de capacidade. Para que isso seja possível, empreendimentos que participem em leilões centralizados de contratação de capacidade devem poder optar para oferecer parcialmente suas capacidades nos certames.

Em um primeiro momento, sobras de capacidade não contratada podem ser comercializadas bilateralmente para cobrir, por exemplo, a degradação da capacidade de agentes. Mais à frente, deve ser permitido que consumidores possam adquirir capacidade no ambiente livre, com a correta compensação de encargos. Naturalmente, nesse cenário futuro, a contratação centralizada de capacidade deverá contemplar unicamente a parcela de energia não associada a potência no mercado livre de capacidade.

6.18. Não Utilizar a Terminologia "Lastro" no Mercado de Capacidade

Propomos que não seja empregado o conceito de "lastro" no mercado de capacidade. De fato, não existe termo comparável a "lastro" em outros mercados de energia elétrica e esse termo não é estritamente necessário para qualificar variáveis importantes de mercado. O conceito de "lastro de produção" para qualificar a capacidade de gerar energia e atender a obrigações contratuais está relacionado ao conceito de garantia física que, por sua vez, tem relação com o conceito universalmente utilizado de "*firm energy*".

Historicamente, o termo "lastro" tem sua origem na reforma setorial promovida pela Lei nº 10.848/2004 que definiu a expansão da oferta de energia por meio dos leilões de energia no ACR (Ambiente de Contratação Regulado). A contratação conjunta de lastro e energia se materializa ao se determinar que consumidores e vendedores não possam operar a "descoberto", ou seja, que todas as transações de energia (*energy*) sejam "lastreadas" na garantia física (*firm energy*) de geradores.

Apesar da arquitetura de mercado permitir que os agentes comprem e vendam contratos de energia como uma operação financeira, existe sempre a vinculação com garantia física de um gerador, o que vincula a contratação de lastro e energia. Para fins práticos, não é necessário criar o termo "lastro de capacidade" para que um novo mercado de capacidade opere adequadamente.

Um arranjo prático que cobre os aspectos operacionais e contratuais que não emprega o termo "lastro" é o seguinte:

---

[19] *Viana, A.G. Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil. (Tese de Doutorado – Área de Sistemas de Potência). São Paulo: Universidade de São Paulo, 2017*

[20] *Kozlova, M; Overland, I. Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience. Renewable and Sustainable Energy Reviews 155 (2022) 111878*

Grandeza Operacional		Grandeza Contratual	
Referência	Unidade	Referência	Unidade
Energia	MWh	Garantia Física	$MW_{médio}$ (MWh/h)
Potência	MW	Capacidade ou Capacidade Instalada	MW

7. Referências Bibliográficas

Power System Economics – Designing Markets for Electricity. Steven Stof – IEEE Press / John Wiley & Sons (2002)

Electricity Markets – Pricing, Structures and Economics. Chris Harris – John Wiley & Sons (2006)

Regulation of the Power Sector. Ignacio J. Pérez-Arriaga (Editor) – Springer (2013)

The Economics of Electricity Markets. Darryl R. Biggar, Mohammad Reza Hesamzadeh – IEE Press / John Wiley & Sons (2014)

Capacity Mechanisms in the EU Energy Market – Law, Policy and Economics. Leigh Hancher, Adrien de Hauteclocque, Maalgorzata Sadoska (Editores) – Oxford University Press (2015)

Economics of Electricity – Markets, Competition and Rules. Anna Cretì, Fulvio Fontini – Cambridge University Press (2019)

Handbook on Electricity Markets. Jean-Michel Glachant, Paul L. Joskow, Michael G. Pollitt (Editores) – Edward Elgar Publishing (2021)

Electricity Capacity Markets. Todd S. Aagaard, Andrew N. Kleit – Cambridge University Press (2022)

8. Contato

Contatos referentes à presente contribuição devem ser endereçados a:

Rafael Fabbri D'Avila
rfd@mundie.com.br

Mundie Advogados
Av. Brigadeiro Faria Lima nº 3400, 15º andar
São Paulo - SP
04.538-132