Projeto Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Relatório 3 – Usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) no brasil e no mundo: aspectos regulatórios

Rio de Janeiro, 21 de JUNHO de 2021

Equipe

Prof. Rodrigo Flora Calili

Alunos: Guilherme Vieira Cosentino

Sumário

[**1** **Introdução** 2](#_Toc75196530)

[**2 Referencial teórico dos mercados de capacidade no mundo** 4](#_Toc75196531)

[**2.1 Conceitos básicos e participantes do mercado de capacidade** 6](#_Toc75196532)

[**2.2 Remuneração dos produtos entregues no mercado de capacidade** 8](#_Toc75196533)

[**2.2.2 Remuneração dos serviços no mercado de capacidade** 12](#_Toc75196534)

[**2.2.3 Implementação do mercado de capacidade** 14](#_Toc75196535)

[**2.2.4 Aspectos regulatórios do mercado de capacidade no Brasil** 15](#_Toc75196536)

[**2.2.4.1 Mercado cativo – Sistema Interligado Nacional** 15](#_Toc75196537)

[**2.2.4.2 Mercado cativo - Sistema Isolado** 19](#_Toc75196538)

[**2.2.4.3 Mercado livre – Separação entre lastro e energia** 21](#_Toc75196539)

[**3.1 Conceitos básicos e participantes do mercado** 27](#_Toc75196540)

[**3.2 Atributos nos leilões multiatributos** 29](#_Toc75196541)

[**3.3 Estudos sobre leilão multiatributo no Brasil** 32](#_Toc75196542)

[**3.3.1 Uma proposta de leilão multiatributo considerando o cálculo de um novo ICB** 32](#_Toc75196543)

[**3.3.2 Aperfeiçoamento do processo de contratação da expansão do parque gerador** 36](#_Toc75196544)

[**4 Referencial teórico sobre Análise de Impacto Regulatório** 38](#_Toc75196545)

[**4.1 Conceito de Análise de Impacto Regulatório** 39](#_Toc75196546)

[**4.2 Conceito sobre Relação Custo-Benefício** 43](#_Toc75196547)

[**5 Propostas regulatórias para usinas reversíveis** 48](#_Toc75196548)

[**5.1 Mercado cativo** 50](#_Toc75196549)

[**5.1.1 Proposta 1 - Leilão de Capacidade** 51](#_Toc75196550)

[**5.1.2 Proposta 2 - Leilão Multiatributo** 52](#_Toc75196551)

[**5.2 Mercado livre** 54](#_Toc75196552)

[**5.2.1 Proposta 3: Mercado de Capacidade** 54](#_Toc75196553)

[**5.3 Considerações sobre as propostas** 55](#_Toc75196554)

[**Referências bibliográficas** 56](#_Toc75196555)

[Anexo A 62](#_Toc75196556)

# **Introdução**

O termo armazenamento de energia elétrica engloba um número substancial de tecnologias diversas cujo objetivo é armazenar energia, com vistas a posteriormente liberá-la na forma de eletricidade. A maior parte da capacidade de armazenamento de energia em todo o mundo é atualmente composta por usinas hidrelétricas reversíveis, as quais, devido às suas economias de escala (adequado tempo de resposta; rápido tempo de transição entre os modos bombeamento/ geração) e capacidade de geração em grande escala, tradicionalmente fornecem uma série de serviços de balanceamento de sistema (Gissey et al., 2018). Embora haja experiências deste tipo de armazenamento no mundo, muitos governos fazem investimentos nestas plantas e repassam os custos em sua integralidade aos consumidores, sem que haja um mercado competitivo.

Historicamente, o armazenamento de energia no sistema elétrico vem sido utilizado em conjunto com os precursores da eletricidade (por exemplo, carvão; gás natural), como uma alternativa à flexibilidade da geração, sendo usado para atender aos picos de demanda. Como as energias renováveis dependentes do clima e as usinas nucleares inflexíveis assumirão uma parcela maior dos mercados de geração de eletricidade no futuro, podem ocorrer picos frequentes de excesso de oferta em momentos de baixa demanda (Gissey et al., 2018). As tecnologias de armazenamento de energia elétrica possuem a capacidade de armazenar esse excesso de energia e utilizá-lo para atender aos picos de demanda, proporcionando estabilidade e aumentando a robustez dos sistemas elétricos de baixo carbono (Strbac et al., 2012).

O armazenamento é único porque desacopla a geração de eletricidade de seu consumo , com isso, ajuda a gerenciar melhor a rede, otimiza o uso dos recursos atuais e integra as energias renováveis em grande escala. Este papel chave do armazenamento de energia o levou a ser identificado como uma tecnologia chave para o futuro, especialmente, em razão, da integração do mesmo com as fontes intermitentes de geração de energia (solar; eólica).

O armazenamento de energia compete com uma determinada forma de geração para vender eletricidade nos mercados. Uma combinação de altos custos de capital e barreiras regulatórias significa que o armazenamento de energia atualmente não é competitivo na maioria dos mercados de energia no mundo (Gissey et al., 2018). Em vários países, os governos estão considerando opções para aumentar a implementação de armazenamento de energia por meio de mudanças regulatórias. As principais barreiras ao investimento em novas tecnologias de armazenamento de energia, segundo Gissey et al. (2018), são:

* a ausência de qualquer forma de incentivo direto para sistemas de armazenamento, ou falta de clareza dos incentivos ao investimento;
* a classificação dos sistemas de armazenamento como um gerador e não como um produtor do fluxo líquido positivo de eletricidade, resultando em desfavoráveis condições de competitividade;
* a taxação dupla, ora provendo ora consumindo energia da rede elétrica*,* dificultando o acesso à mesma;
* a falta de reconhecimento dos benefícios do armazenamento para o sistema, incluindo pagamentos de precisão pela entrega de serviços auxiliares,
* a incerteza quanto à propriedade dos ativos de armazenamento;
* a incerteza quanto à operação dos ativos de armazenamento;
* a falta de balanceamento de resposta ultrarrápida e a impossibilidade de ser remunerado adequadamente por prover serviços auxiliares;
* a exigência de um processo de licenciamento ambiental complexo que pode causar incerteza;
* a ausência de necessidades verificadas de armazenamento declaradas por uma fonte governamental oficial;
* as diferenças regulatórias entre os mercados, as quais, podem ocasionar distorções nos mercados nacionais de energia;
* a ausência de um planejamento e instrumentos regulatórios que levem em consideração, a relação custo-benefício do armazenamento comparado a outras fontes;
* a concorrência com outros ativos de compensação de serviços auxiliares, por exemplo energia térmica;
* a falta de reflexão política / regulatória da dependência substancial e do desenvolvimento do armazenamento para atender às necessidades do sistema elétrico atual; e
* as atitudes e declarações públicas do governo em relação ao armazenamento que podem aumentar o risco de investimento nesta tecnologia.

**Para tentar vencer algumas das barreiras ao investimento nas tecnologias de armazenamento acima elencadas, em especial usinas hidrelétricas reversíveis,** nesta parte do relatório, tem-se por **objetivo apresentar propostas de algumas alternativas regulatórias baseadas no estudo da estrutura de mercado de energia no Brasil e no mundo.** No caso do Brasil, serão estudados os documentos mais atuais sobre a modernização do setor elétrico.

Para tanto, foram estudadas as propostas de modernização do setor elétrico brasileiro, tais como, remuneração de serviços ancilares, separação entre lastro e energia, leilão multiatributo e leilão de capacidade. Todos estes temas convergem para uma discussão relevante e muito debatida em outros países, a qual, se define na criação de um mercado de capacidade para o Brasil. Assim, para fundamentar esta proposta, na seção 2, será feito um levantamento do referencial teórico sobre mercado de capacidade no mundo, especialmente nos países da Europa. Além disso, será dada uma ênfase para as discussões feitas no Brasil sobre a separação de lastro e energia e sobre um possível leilão de capacidade.

Na seção 3, serão apresentados alguns estudos realizados no Brasil relativos ao leilão multiatributo, explicitando os atributos definidos nestes trabalhos e algumas metodologias utilizadas para quantificação e valoração de tais atributos, em especial o índice custo-benefício. Além disso, a apresentação de alguns resultados destes estudos será feita.

Para viabilizar os mecanismos regulatórios propostos, será apresentada na seção 4, uma discussão de quais instrumentos regulatórios poderiam ser utilizados: (i) a Análise de Impacto Regulatório (AIR) que tem por objetivo quantificar os impactos desta política, inclusive externalidades; (ii) a Relação Custo-Benefício (RCB), com vistas a mensurar a viabilidade de uma política proposta.

Por fim, na seção 5, serão feitas propostas regulatórias para a inserção de tecnologias de armazenamento, com foco em usinas reversíveis, para os ambientes de contratação livre e regulado. Serão apresentadas três propostas, duas para o mercado regulado e uma para mercado livre, sendo que é possível, num cenário futuro de abertura do mercado, se fazer fusão entre estas três políticas.

# **2 Referencial teórico dos mercados de capacidade no mundo**

A estratégia energética da maior parte dos países do mundo se baseia em políticas energéticas de acessibilidade, sustentabilidade e segurança do abastecimento. Por conta disso, várias nações do globo têm como objetivo declarado, proporcionar aos cidadãos, um fornecimento seguro, limpo e acessível de eletricidade. Apesar do progresso significativo na direção da sustentabilidade, especialmente com a inserção massiva de fontes de geração intermitentes (solar e eólica), há preocupações em relação ao suprimento firme, uma vez estas fontes mais modernas apresentam extrema variabilidade da geração no curto prazo, além do baixo fator de capacidade, quando comparadas com as usinas térmicas e hidrelétricas com reservatórios.

Assim, a implementação de tecnologias de geração não convencionais e descentralizadas pode fornecer benefícios técnicos, econômicos e ambientais para o sistema de energia, tais como, redução de perdas, confiabilidade e segurança do sistema aprimoradas, perfil de tensão aprimorado, redução de atualização de rede, emissões reduzidas de gases de efeito estufa, custo reduzido de combustível e redução do congestionamento das linhas de transmissão e distribuição (Zahedi, 2011). Porém, se não for planejada e gerenciada corretamente, a integração das fontes renováveis ao sistema elétrico pode também agregar efeitos secundários negativos, tanto técnicos quanto econômicos, os quais, podem afetar a utilização e o desempenho da geração, redes de transmissão e distribuição e, por fim, os mercados de eletricidade. Problemas que incluem fluxo de potência bidirecional em níveis de alta tensão e padrões de geração imprevisíveis, alta demanda de pico em horários não previstos, estabilidade do sistema de energia e problemas de qualidade de energia, variações de tensão, instabilidade do sistema e outros fatores discutidos, podem surgir (Zahedi, 2011).

Uma questão que desperta particular interesse é o equilíbrio da demanda e da oferta em um cenário de altos índices de variabilidade, decorrentes das fontes de energia renovável. Desta forma, cada vez mais, as usinas convencionais com alto grau de flexibilidade são necessárias para a aumentar a segurança do abastecimento na maioria dos países. Em épocas de baixos preços sustentados em mercados que comercializam apenas energia, essas usinas podem ter dificuldades para cobrir seus custos fixos. Economistas que lidam com a variável “energia” se preocupam com o chamado "problema de dinheiro perdido", o qual, descreve uma situação de um mercado apenas de energia, onde os preços baixos da energia e poucos picos de preços não fornecem incentivos de investimento de longo prazo suficientes para uma nova capacidade de geração mais flexível (Pugl-Pichler et al., 2020). Neste cenário, tecnologias de armazenamento também não conseguem remunerar seus custos de fornecimento, haja vista que somente o atributo da energia entregue não é capaz de incentivar seu investimento em sistemas de grande potência; um exemplo disso são as usinas reversíveis.

Pode ser considerada, neste contexto, a disposição do consumidor em pagar pelo fornecimento ininterrupto de energia elétrica, o qual é muito mais barato do que os custos com a interrupção do fornecimento de energia elétrica. Dado seu papel crucial no mercado, muitos governos intervêm neste para garantir a geração de energia de forma ininterrupta. Um instrumento que começa a ser adotado com objetivo de mitigar o problema da interrupção de energia é o mecanismo de remuneração de capacidade por meio da instituição de mercados para este fim. Um exemplo disso são as discussões que hoje estão em foco no setor elétrico brasileiro sobre a separação do lastro e energia. Muitos Estados-Membros da União Europeia e do Reino Unido, bem como os Estados Unidos já implementaram, ou pretendem implementar, algum tipo de mecanismo de remuneração de capacidade para evitar potenciais faltas de abastecimento.

O objetivo desses mecanismos é garantir que haja capacidade de geração suficiente para atender a um determinado padrão de confiabilidade. Neste mercado, os operadores de recursos de capacidade recebem compensações financeiras pela manutenção de suas unidades geradoras disponíveis, entregando potência e outros serviços requeridos pelo sistema elétrico (os serviços ancilares).

Nos últimos anos, os mecanismos de remuneração por capacidade têm sido objeto de discussões em diversos países no mundo. Muitas destas discussões são controversas, como a possibilidade de térmicas muito poluentes poderem participar deste mercado, por outro lado, a depender de como as regras do mercado de capacidade são definidas, pode haver um desincentivo para instalação de plantas solares e eólica de maior porte.

Para aplicações de armazenamento de energia em escala de rede, a criação de um mercado de capacidade é de fundamental importância, pois atributos como entrega de potência e os serviços ancilares, poderiam ser adequadamente remunerados. Isso traria maior segurança no fornecimento e na flexibilidade, em um cenário atual de maior presença de fontes de geração não controláveis, como solar fotovoltaica e eólica.

Nas próximas seções, mais detalhes da revisão da literatura feita sobre mercado de capacidade serão apresentados. Na primeira seção serão mostrados os principais conceitos e quais são participantes envolvidos neste mecanismo de mercado. Na sequência serão apresentadas a classificação da remuneração e como alguns países remuneram o mercado de capacidade. Por fim, um estudo sobre as discussões no mercado de capacidade no Brasil será apresentado, separando como este se dará no mercado cativo e livre.

## **2.1 Conceitos básicos e participantes do mercado de capacidade**

Para explicar o conceito de mercado de capacidade, será feita uma alusão ao texto escrito por Cramton et al. (2013):

“Suponha que os mercados de eletricidade não sofram de falhas do lado da demanda. Em particular, suponha que a demanda seja suficientemente sensível aos preços, de modo que o mercado atacadista de eletricidade sempre esteja em equilíbrio. Então, o mercado seria perfeitamente confiável, daí: se a oferta fosse escassa, o preço aumentaria até que houvesse redução de carga de forma voluntária e suficiente para absorver a escassez. Os consumidores, então, nunca sofreriam racionamento de energia de forma involuntária.

No entanto, os atuais mercados de eletricidade não refletem este ideal escrito em livros, quando se trata da compensação garantida do mercado. O principal problema é a falta de medidores em tempo real e de faturamento e outros equipamentos que permitam aos consumidores, responderem aos preços em tempo real, esta limitação resulta em flexibilidade de baixa demanda. Como o armazenamento de eletricidade é caro, o lado da oferta também é inelástico, pois a capacidade se torna escassa. Como resultado, existe a possibilidade de haver um apagão contínuo”.

O fracasso dos mercados em otimizar os apagões vai além do caso de existência de apagões contínuos. Por exemplo, quando a capacidade fica escassa, há também uma probabilidade maior de colapso da rede (Joskow e Tirole, 2007; Joskow, 2008). Mas um colapso da rede, implica também um colapso do mercado, porque, como a eletricidade não pode ser fornecida durante uma falha do sistema, os consumidores não estão dispostos a pagar um preço durante um colapso (Cramton et al., 2013). Como resultado, os mecanismos de mercado não conseguem capturar o custo dos apagões catastróficos e, portanto, não otimizam sua ocorrência (Joskow e Tirole, 2007). É o que podemos notar no mercado de energia elétrica com a atual crise hídrica que o Brasil vem passando. Pode haver um colapso do sistema se não houver uma resposta dos consumidores, o que no caso de um sistema não inteligente, do ponto de vista da estrutura da rede elétrica, provocaria a necessidade de intervenção do governo, assim como ocorreu durante o racionamento de 2002.

Isso leva, segundo Cramton et al. (2013), ao o**bjetivo fundamental de um mercado de capacidade, que é fornecer a quantidade de capacidade que otimize (minimize) a duração dos apagões.** Este problema é chamado de **"problema de adequação"**. O cerne deste problema é estabelecer o *trade-off* entre mais capacidade e mais apagões.

Esta definição de problema de adequação é conveniente por pelo menos duas razões (Cramton et al., 2013): (i) quase todos os especialistas concordam que **os mercados atuais têm um problema de adequação** de acordo com essa definição e concordam que esse é o problema que os “mercados de capacidade” tentam resolver; (ii) um mercado com problema de adequação assim definido **não pode satisfazer todos os pressupostos de concorrência perfeita**.

Os mercados de capacidade podem ser implementados para serem compatíveis com a melhoria da eficiência dos mercados atacadista à vista, a evolução contínua dos mercados varejistas, bem como, para restaurar os incentivos ao investimento eficiente na capacidade de geração e na resposta à demanda consistente com os critérios de confiabilidade operacional aplicados pelos operadores do sistema. A **obrigação da entrega de capacidade e os mecanismos de remuneração também podem ser projetados para responder aos desincentivos ao investimento que têm sido associados à volatilidade nos preços da energia mercado atacadista**, protegendo os custos da energia durante os períodos de pico, bem como respondendo às preocupações sobre o oportunismo regulatório ao estabelecer preços futuros para capacidade por um período de longo prazo (Joskow, 2007).

O mercado de capacidade é, segundo Hall e Stringfellow (2018), o mais **proeminente mecanismo para garantir a segurança do suprimento no mercado de eletricidade e menor custo para o consumidor**, podendo fornecer um pagamento anual regular para formas confiáveis de capacidade de geração, mediante a disponibilidade de tal capacidade durante eventos de estresse do sistema. Todavia isso não é consenso entre os especialista como será discuto mais adiante, considerando uma pesquisa realizada no mercado dos EUA por Bhagwat et al. (2017).

Embora **um agente participante do mercado de capacidade não esteja restrito a acessar outros fluxos de receita, como a prestação de serviços auxiliares ou comercialização nos mercados de atacado, por exemplo, eles estão sujeitos a penalidades**, o que implica em redução de receitas se a geração adquirida estiver indisponível durante um evento de estresse do sistema (Martin e Miles, 2021). Os pagamentos de capacidade em muitos mercados são determinados por meio de leilões competitivos, geralmente em horizontes de 1 a 4 anos (Martin e Miles, 2021).

Segundo EPE (2019), o termo “mercado de capacidade” é geralmente utilizado de maneira indistinta, mas é importante ressaltar que os mecanismos de adequação do suprimento não necessariamente constituem mercados. Ademais, **o órgão pontua que, o conceito mais geral de “mecanismos de adequação do suprimento” englobaria tanto os “mercados de lastro”, nos quais produtos específicos (e.g. certificados de lastro) podem ser comercializados**, como, por exemplo, uma contratação direta do lastro de forma centralizada, sem a possibilidade de comercialização posterior. Além disso, os mercados de capacidade podem abranger outros produtos, além da entrega de potência (lastro), como por exemplo, os serviços ancilares.

Os mercados de capacidade são tecnologicamente neutros, o que significa que estes podem receber em seus leilões, tecnologias de geração, armazenamento de energia, resposta à demanda e agregadores de energia (Martin e Miles, 2021). Esta seria uma grande oportunidade para se obter uma remuneração alternativa paras usinas hidrelétricas reversíveis.

Na próxima seção serão discutidos os produtos entregues em mercados de capacidade, sendo subdivididos em dois grandes grupos: potência e serviços ancilares.

## **2.2 Remuneração dos produtos entregues no mercado de capacidade**

O CEP (*Clean Energy for all Europeans Package*) define os mecanismos de remuneração da capacidade como uma medida temporária para garantir um nível adequado de segurança do fornecimento (European Commission, 2019), excluindo as medidas para a prestação de serviços ancilares (salvo a reserva de capacidade). Apenas a disponibilidade, não a entrega efetiva, de eletricidade deve ser remunerada. Esta definição resulta em uma distinção clara entre mecanismos de remuneração de capacidade e reservas de rede, bem como, na prestação de serviços de balanceamento. Além disso, os mecanismos de remuneração de capacidade são classificados como auxílio estatal pela Comissão Europeia, de acordo com o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, Artigo 107, e, portanto, devem ser aprovados separadamente em cada caso individual (European Commission, 2016).

O CEP realiza a distinção entre reservas estratégicas e outros mecanismos de remuneração de capacidade, como mercados de capacidade centralizados ou descentralizados (Pugl-Pichler et al., 2020). As **reservas estratégicas são normalmente estabelecidas fora do mercado regular de energia.** Portanto, as **instalações que participam de uma reserva estratégica não estão autorizadas a participarem dos mercados atacadistas de energia ou dos mercados de reserva de equilíbrio** (European Commission, 2016). Estas só são ativadas quando o fornecimento no mercado de energia é insuficiente para atender a demanda, o que também pode significar que os preços atingem os preços máximos predefinidos.

Na seção a seguir, é feita a classificação dos mecanismos de remuneração de capacidade segundo a Comissão Europeia, subdividindo-os em dois grandes grupos; mecanismo com base no mercado e mecanismos direcionados.

**2.2.1 Classificação dos mecanismos de remuneração de capacidade segundo a Comissão Europeia**

Uma extensa pesquisa foi conduzida por (Pugl-Pichler et al., 2020) sobre os mecanismos de remuneração de capacidade na Europa, onde tem havido várias tentativas de categorizar diferentes tipos de mecanismos. Embora, segundo estes autores, não exista uma categorização padrão geralmente aceita, a Comissão Europeia forneceu uma classificação em estudo setorial sobre auxílios estatais e mecanismos de capacidade, a qual, aborda a maioria das peculiaridades dos diferentes mecanismos e pode, portanto, ser considerada orientativa.

Como pode ser visto na figura 1, pode-se diferenciar os mecanismos entre aqueles direcionados e os mecanismos de mercado. Para remuneração da capacidade, enquanto os **mecanismos direcionados** consideram apenas uma parte do mercado, os **mecanismos com base no mercado** visam todo o mercado, abrangendo todos os seus participantes. Há uma outra distinção em função do produto entregue, **baseada na** **quantidade** ou **baseada no** **preço** da capacidade entregue.

Nos mecanismos baseados na quantidade, a capacidade necessária é definida inicialmente e, em seguida, o preço do serviço necessário é determinado. Já no caso dos mecanismos baseados em preços, o preço do serviço é determinado previamente ou definido através de outros mecanismos de mercado. Os investimentos subsequentes devem garantir que haja capacidade de segurança suficientemente disponível (Pugl-Pichler et al., 2020).

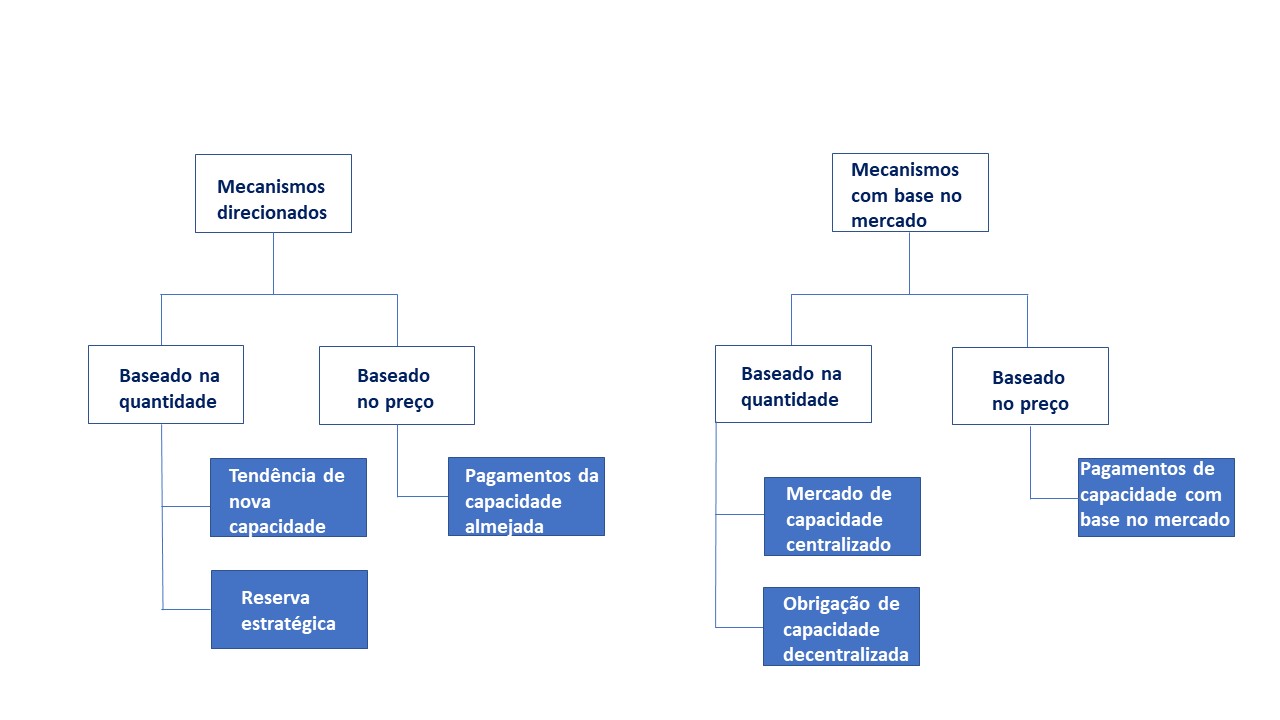


Figura 1: Classificação dos mecanismos de remuneração de capacidade segundo a Comissão Europeia. Fonte: Adaptado de European Commission (2016).

Na maioria dos casos, o mecanismo de estimativa de **tendência da nova capacidade** destina-se a apoiar apenas a capacidade que o mercado não forneceria de outra forma. Neste caso, ou os projetos vencedores das licitações costumam receber financiamento público para a construção da usina e, então, participam do mercado atacadista sem maiores restrições, ou os contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) também podem se enquadrar nesta categoria.

A **reserva estratégica** representa outro mecanismo direcionado e quantitativo. Neste caso, uma reserva de capacidade é formada fora dos mercados de energia e só é ativada se o fornecimento no mercado atacadista não for capaz de atender a demanda, ou seja, se não houver compensação de mercado (European Commission, 2016).

Os **pagamentos da capacidade almejada** para plantas específicas representam um mecanismo direcionado e baseado em preços. Na maioria dos casos, uma autoridade central (por exemplo, ministério ou regulador) determina o preço da capacidade. Normalmente, apenas um grupo de participantes do mercado, como operadores de uma determinada tecnologia de geração (por exemplo, usinas flexíveis para suprir a demanda de pico) recebem pagamentos de capacidade.

O **mercado de capacidade com comprador centralizado** se situa em uma abordagem ampla e baseada no volume. Todos os participantes do mercado, exceto aqueles que já recebem auxílio estatal (por exemplo, através de alguma forma de regime de apoio), estão autorizados a participar no mercado de capacidade, com sua capacidade garantida. O volume necessário é determinado antecipadamente pelo operador do mercado de capacidade (por exemplo, o Operador Nacional do Sistema, no caso do Brasil) e o preço é determinado pelo mercado (preço de compensação nos leilões de capacidade).

As **obrigações de capacidade descentralizada** também representam uma abordagem ampla do mercado e também são baseadas no volume. Em contraste com o modelo de comprador único, no entanto, não existe um processo de licitação centralizado para determinar a remuneração dos geradores. Em vez disso, os fornecedores são obrigados a contratar capacidade suficiente para atender com segurança, o consumo de seus clientes.

Os **pagamentos de capacidade com base no mercado** constituem um esquema que abrange todo o mercado e se baseia no preço. Nesse mecanismo, todos os geradores e provedores de resposta à demanda recebem um preço pré-determinado. O preço é definido por uma autoridade central em um nível que deve fornecer receita adicional para remunerar os participantes do mercado por seus custos fixos. Embora haja um operador central que define a demanda de mercado (no Brasil seria o ONS), neste caso é o mercado que define o preço, através de livre concorrência (uma espécie de mercado livre de capacidade, que no Brasil é o mercado de lastro).

A seguir, é apresentado um mapa com base dos mecanismos de capacidade existentes na Europa, considerando os trabalhos realizados por European Commission (2016) e Pugl-Pichler et al. (2020). Os mecanismos que estão atualmente implementados ou em processo de implementação na Europa tiveram de alterar a sua concepção conforme as suas necessidades. Na Itália, por exemplo, o limite de CO2 foi introduzido em junho de 2019, o que fez o regulador considerar o mercado de capacidade como um mecanismo para redução das emissões (European Commission, 2016). Os mercados de capacidade implementados antes da entrada em vigor do CEP, como os mecanismos na França, Grã-Bretanha, Irlanda e Polônia, terão que se adaptar a leilões futuros, embora os contratos já celebrados possam continuar até 2025. Os mecanismos na Bélgica e na Grécia serão introduzidos após a entrada em vigor do CEP. Todos os novos regulamentos devem ser respeitados nos princípios de design dos mecanismos futuros.

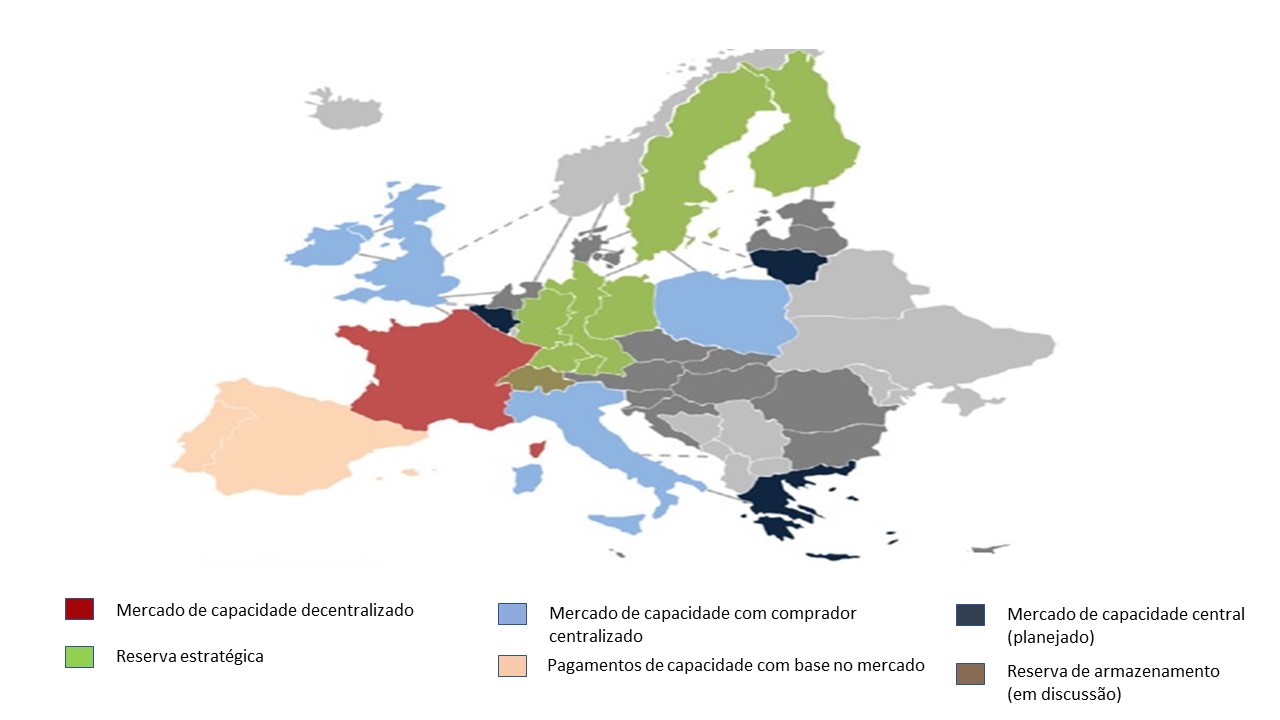


Figura 2: Mecanismos de remuneração de capacidade atualmente planejados e implementados na Europa.

Fonte: Adaptado de European Commission (2016) e Pugl-Pichler et al. (2020).

A implementação de um mercado de capacidade não é consenso entre os diversos especialistas no mundo. Em uma pesquisa com especialistas do mercado de capacidade dos EUA com vistas a tirar lições a serem tomadas pela União Europeia (UE), realizada por Bhagwat et al. (2017), foi mostrado que 41% deles não aconselham os estados membros da UE a implementarem os mercados de capacidade, permanecendo neutros ou fornecendo sugestões para melhorar os mercados de capacidade. A argumentação feita pelos especialistas era que acreditavam que os mercados de capacidade dos EUA alcançaram seus objetivos, mas de forma ineficiente. Este é um ponto que deve ser considerado nas discussões sobre a separação de lastro e energia no Brasil, pois, se, este instrumento regulatório, não for bem calibrado, pode gerar grandes distorções de mercado e ser uma barreira para os agentes entrantes.

No caso de serem implementados mercados de capacidade, os operadores devem assegurar regras consistentes e transparentes desde o início, com modificações mínimas uma vez que o mercado de capacidade seja operacionalizado (Bhagwat et al., 2017). Isso é crucial porque as condutas administrativas e políticas podem ter um forte impacto no desempenho do mercado de capacidade. Além disso, a remuneração pela capacidade deve estar vinculada ao desempenho do provedor de recursos durante os períodos de escassez, quando de fato a capacidade é mais necessária, isso possibilitaria o mercado se tornar mais atrativo.

## **2.2.2 Remuneração dos serviços no mercado de capacidade**

A **remuneração ocorrida caso a reserva estratégica seja acionada, é baseada no preço de desequilíbrio** (European Commission, 2017). **Os grupos de equilíbrio com desequilíbrio negativo devem pagar o preço de desequilíbrio máximo** (por exemplo, valor de carga perdida ou preço limite no mercado intraday) a cada hora do dia, a reserva estratégica é ativada, enquanto os grupos responsáveis pelo equilíbrio estiverem com desequilíbrio positivo (mais provavelmente por serem agentes que possuem as usinas na reserva estratégica), os quais, devem receber o preço de desequilíbrio pela entrega de energia adicional (European Commission, 2019).

Em **outros mecanismos de remuneração por capacidade, além das reservas estratégicas (por exemplo, mercados de capacidade descentralizados ou centralizados), as instalações participantes podem (e muitas vezes são obrigadas) continuar a participar dos mercados de energia comum.** A ativação das usinas ocorre por meio de compensação no mercado atacadista de energia, mercado *spot*, ou por ativação durante o balanceamento quando as usinas foram chamadas a gerar os montantes de energia, podendo este procedimento ser feito por operador central, no caso do Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Alasseur et al. (2020) propuseram um mecanismo de remuneração da capacidade por meio de uma abordagem de principal-agente, que considera as pessoas têm interesses diferentes e cada uma busca maximizar seus próprios objetivos. Estes autores consideraram o principal pela agregação de consumidores de eletricidade (ou uma entidade representativa), sujeito ao risco físico de escassez, e o agente representado pelos proprietários da capacidade de eletricidade, que deveriam investir na capacidade e produzir eletricidade para satisfazer a demanda dos consumidores, e estão sujeitos a riscos financeiros. Tomando por base a metodologia de Cvitanić et al. (2018), a abordagem proposta por Alasseur et al. (2020) considerou um contrato ótimo, na perspectiva dos consumidores, que complementasse a receita dos proprietários de capacidade dos participantes do mercado de energia spot, e incentivasse ambas as partes a realizar um nível ideal de investimento enquanto compartilhasse os riscos físicos e financeiros.

Porém, mesmo quando há capacidade de pagamento, o número de horas de escassez aumenta quando o consumo ou a produção se tornam mais voláteis. Na verdade, **se os consumidores não modificarem o valor virtual que associam à escassez, é economicamente ideal para eles aceitarem mais horas de escassez em vez de aumentar a compensação dos fornecedores.** Os produtores aceitam assumir mais risco financeiro se isso vier com um aumento de sua receita média. É o que também acontece quando os consumidores desejam reduzir o risco físico. Neste sentido, **muitos mercados de capacidade têm adotado mecanismos de resposta a demanda,** o que possibilita o atendimento da demanda com uma **usina virtual.**

Os resultados apresentados por Alasseur et al. (2020) numéricos forneceram insumos para as discussões sobre a necessidade de criação de um mecanismo de remuneração da capacidade, em especial, nos mercados quando o nível de incertezas no lado da demanda ou da produção de energia aumenta. Segundo estes autores, em alguns casos, os consumidores podem aceitar mais horas de escassez de energia se os custos dos fornecedores de capacidade forem muito elevados. A capacidade de pagamento dos consumidores permite compartilhar o risco financeiro entre produtores e consumidores, dependendo de sua aversão ao risco, pois os produtores só aceitam mais risco se este vier com um aumento de sua receita média. Resolver este dilema não é uma tarefa trivial e, por isso, as discussões sobre a viabilidade de um mercado de capacidade não é consenso, conforme consideram Santana e Castro (2019).

Segundo Bhagwat (2016), para atenuar este problema, a **curva de demanda inclinada para compensação do mercado de capacidade, que é em dois mercados de capacidade nos Estados Unidos (NYISO e PJM) é altamente recomendada**. Com esta curva, parte-se do pressuposto que há um equilíbrio entre demanda e oferta de um produto, neste caso, a potência ou energia entregue num prazo curtíssimo. Embora isso seja factível em mercado mais dinâmicos e líquidos. No Brasil, onde o preço de eletricidade é formado por uma cadeia de modelos (o Newave, o Decomp e, mais atualmente, o Dessem), tem-se uma tarefa hercúlea em tornar este mercado previsível, o que poderia inviabilizar a participação de agentes supridores de capacidade mais conservadores.

As discussões podem ser mais complexas se outros produtos, como serviços ancilares, que é, em parte, considerado no mercado do Reino Unido, forem levados em conta. Em um estudo realizado por Martins e Miles (2021), os autores avaliaram a lucratividade da implantação de tecnologias de bateria no mercado de eletricidade do Reino Unido na perspectiva de um investidor, considerando, a arbitragem nos mercados de eletricidade, os leilões de mercado de capacidade e os serviços auxiliares (resposta de frequência e reserva de potência). Martins e Miles (2021) mostraram que os serviços ancilares existentes já começaram e continuarão a tornar projetos de bateria financeiramente viáveis. No entanto, os serviços auxiliares de valor premium (como Reserva Rápida de Potência e Resposta de Frequência Firme Dinâmica) se tornarão cada vez mais competitivos nos próximos anos devido aos seus baixos requisitos de fornecimento de capacidade. Por outro lado, a Reserva de Operação de Curto Prazo apresenta uma oportunidade única de agregar outros fluxos de receita por causa das janelas de disponibilidade mais curtas do serviço. Esta pesquisa demonstrou que a arbitragem fora das janelas de disponibilidade criou cenários lucrativos de provisionamento de Reserva de Operação de Curto Prazo, mesmo ao introduzir um parâmetro de previsão com alta incerteza.

Os serviços ancilares, portanto, se tiverem sua remuneração adequada, podem abrir uma janela de oportunidade para investidores que estejam interessados em fontes de armazenamento de energia, isso seria relevante para reduzir os riscos de racionamento no Brasil, considerando um cenário de alta inserção de fontes intermitentes, como a solar e a eólica, o que é previsto no planejamento decenal e nacional de energia (PDE e PNE).

## **2.2.3 Implementação do mercado de capacidade**

O *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP considera que os mecanismos de remuneração de capacidade devem ser utilizados como um ‘último recurso' para garantir a segurança do fornecimento (European Commission, 2019). Em casos excepcionais, a necessidade também pode ser justificada por uma avaliação nacional de adequação de recursos. Os Estados-Membros da União Europeia têm de indicar se as preocupações com a segurança do aprovisionamento podem somente ser resolvidas por uma reserva estratégica, o que possibilitaria introduzir um mercado de capacidade abrangente.

Além disso, a implementação de um mercado de capacidade deve ser acompanhada por um plano, tentando evitar distorções regulatórias nos mercados atacadistas de energia e de balanceamento. Ademais, o plano de implementação de um Estado-Membro deve ser cumprido e o progresso é avaliado pela Comissão Europeia.

Por fim, vale destacar que **a Comissão Europeia considera os mecanismos de remuneração de capacidade como medidas temporárias e aprova-os por um período não superior a 10 anos** (European Commission, 2019). Isto está **de acordo com a estratégia da UE em relação à descarbonização do setor de energia**, uma vez que os mercados de capacidade muitas vezes, mas não necessariamente apenas, podem fornecer suporte monetário para usinas termelétricas convencionais. Embora essas usinas sejam necessárias para a segurança do sistema por pelo menos um horizonte de médio prazo, elas devem ser substituídas passo a passo por fontes de energia mais ecologicamente corretas. Portanto, os requisitos para um mecanismo de capacidade são avaliados a cada 10 anos. Um mecanismo também pode chegar ao fim se a Avaliação de Adequação de Recursos anual não confirmar mais as preocupações com a segurança do abastecimento.

Esta **visão da União Europeia pode fazer sentido em alguns mercados e quando a diversificação da matriz elétrica chega a um nível em que a falta de uma fonte renovável pode ser suprida por outra fonte ou recurso de armazenamento**. Outro cenário possível para isto ocorrer é considerar um aumento muito grande na geração distribuída, inclusive como armazenamento (neste caso, baterias), em que grande parte da produção e armazenamento seriam feitos de forma distribuída na rede elétrica.

Em um sistema complexo como o brasileiro, talvez este tempo de 10 anos estipulado pela União Europeia não faça muito sentido. Desta forma, seria necessário fomentar os estudos em relação aos mercados de capacidade para que este possa ser implementado no Brasil de forma sustentável e sem sobressalto, trazendo assim, segurança jurídica e regulatória para o mercado de energia brasileiro.

## **2.2.4 Aspectos regulatórios do mercado de capacidade no Brasil**

As questões regulatórias relativas ao mercado de capacidade foram agrupadas considerando o **mercado cativo**, no caso os leilões regulados, e o **mercado livre**. No caso do mercado cativo, este teve dois focos, um no **Sistema Interligado Nacional** e outro no **Sistema Isolado**. Já no mercado livre as discussões foram pautadas na **separação entre lastro e energia**.

### **2.2.4.1 Mercado cativo – Sistema Interligado Nacional**

O objetivo da contratação da reserva de capacidade na forma de potência é proporcionar o atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional, garantindo a continuidade no fornecimento de energia elétrica. Quanto à forma de contratação de tal reserva de potência, a mesma se pode se dar por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), direta ou indiretamente, conforme as diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de empreendimentos novos e existentes (Governo Federal, Decreto nº 10.707, 2021).

O montante de capacidade firmado em contrato deve ser respeitado, havendo punições em não cumprimento dos compromissos negociados no leilão de reserva de capacidade. Tais punições são definidas no edital de licitação do leilão e no contrato de reserva de capacidade (Governo Federal, Decreto nº 10.707, 2021). Quanto à definição de tal montante demandado, o mesmo será determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de estudos promovidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS), respeitando os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O leilão de reserva de capacidade definido pelo Governo Federal Brasileiro e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) no Decreto nº 10.707 de 28 de maio de 2021 e consequentemente, na portaria nº 518, de mesma data, deve ter os **seguintes produtos sendo negociados** (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021):

* **Produto Potência Flexível (MW) -** Na participarão do fornecimento, os empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, para as quais o compromisso de entrega consiste em entrega da disponibilidade de potência sem energia associada. Tal capacidade flexível seria advinda, a princípio.
* **Produto Potência com percentual de Inflexibilidade (MW)**, no qual, participarão do fornecimento, os empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, com capacidade advinda de geração termelétrica, cuja **inflexibilidade operativa de geração anual compreenda a faixa entre 10% e 30%**. O produto deve ser negociado em duas fases: na Primeira Fase, os vendedores deverão ofertar disponibilidade de potência, em MW; já na Segunda Fase, os vendedores deverão ofertar energia associada à geração inflexível anual, na modalidade quantidade de energia, em MW médio.

A definição do produto a ser negociado cabe ao empreendedor no processo de cadastramento do leilão. A negociação da segunda fase do produto, no cenário relativo à contratação de potência com inflexibilidade, fica condicionada à existência de demanda de energia das concessionárias e dos autorizados de geração, das concessionárias, das permissionárias e das autorizadas de distribuição, dos comercializadores de energia elétrica, dos agentes varejistas e dos consumidores enquadrados nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021).

Quanto aos tipos de empreendimentos habilitados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para a participação no leilão, alguns daqueles que não são habilitados são os seguintes (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021):

* Não termelétricos com custo variável unitário (CVU) maior do que zero;
* Hidrelétricos com despacho não centralizado;
* Empreendimentos termelétricos com CVU não nulo, cuja inflexibilidade de geração anual seja superior a 30%;
* Empreendimentos existentes que tenham contratos de venda de energia, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), vigentes após a data definida para início do suprimento;
* Empreendimentos termelétricos com despacho antecipado.

Os outros tipos de empreendimentos não habilitados a participar do leilão de reserva de capacidade de 2021 podem ser consultados no artigo 7º da portaria nº 518/ 2021 do Ministério de Minas e Energia (MME).

Sobre os tipos de contratos estabelecidos no leilão de reserva de capacidade de potência de 2021, há os contratos do tipo CRCAP e CCEAR. O contrato do tipo CRCAP (Contrato de reserva de capacidade para potência) consiste em um contrato de entrega da disponibilidade de potência, com vigência máxima de quinze anos, sendo estabelecido com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Já o contrato do tipo CCEAR é definido como sendo aquele destinado à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) por disponibilidade ou quantidade, advinda de empreendimentos de geração existentes ou futuros, sendo celebrado pela concessionária ou autorizada de geração vencedora de processo licitatório com cada distribuidora compradora. No leilão de reserva de capacidade, o contrato CCEAR deve ser negociado na modalidade de montante de energia elétrica, com vigência de quinze anos (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021; ANEEL, Resolução Normativa nº 783/2017).

No caso da contratação do produto de potência com percentual de inflexibilidade (MW), o CCEAR deverá ser referente à oferta de energia associada à geração inflexível, negociada para fins de atendimento da demanda declarada (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021). Os contratos de reserva de capacidade para potência (CCEAR) deverão seguir algumas diretrizes (Governo Federal, Portaria nº 518, 2021):

* Determinarem que a Receita Fixa (RF) que será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros custos, os custos para o**peração contínua e despacho a qualquer momento**; o custo e a remuneração do investimento (taxa interna de retorno); os custos de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição; os custos fixos de operação e manutenção; os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor; os tributos e encargos diretos e indiretos; os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade permanente para despacho a critério do Operador Nacional do Sistema (ONS), englobando os custos de armazenamento de combustível;
* A Receita Fixa (RF) terá como base de referência o mês de referência do leilão e será calculada, levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), verificado entre a abertura do processo de cadastramento e a data de realização do leilão;
* O contrato deverá possuir a cláusula de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa (RF) por Indisponibilidade e/ou Restrição Operativa.

Quanto à metodologia definida para os requisitos de capacidade, a mesma pode ser verificada no estudo conduzido por (EPE-DEE-NT-037/2021). A metodologia apresentada levou em consideração a avaliação do atendimento, que através da simulação de violação dos critérios de suprimento permita quantificar quais seriam os requisitos do sistema.

Considerando a oferta e a demanda de cada região e os limites das interligações de forma integrada, foi possível identificar as situações em que o déficit de potência era causado por insuficiência de oferta ou restrições de intercâmbio. Essa identificação foi extremamente relevante a fim de embasar as indicações de soluções, apontando situações onde a expansão da transmissão pôde contribuir na solução do problema e quando a expansão de oferta precisava ser mandatória. Ao analisar as principais variáveis que impactam nas métricas utilizadas em cada critério, de energia e potência, foi possível estimar o montante a adicionar de oferta para o respectivo atendimento. Apesar de o cálculo ter sido feito para cada métrica separadamente, o requisito foi considerado simultaneamente para aferir o atendimento do sistema (EPE -DEE-NT-037/2021).

O quadro 1abaixo apresenta o resumo da metodologia de determinação do requisito de capacidade, explicitada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE, 2030).

Quadro 1: Metodologia para determinação do requisito de capacidade. Fonte: Adaptado de EPE -DEE-NT-037/2021, p.25.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Critério** | **Métrica** | **Variáveis que impactam** | **Método de quantificação** |
| **Potência** | CVaR a 5%(PNS) <=5 [% Demanda] | Profundidade no déficit de potência no quantil de 5% dos piores cenários de cada mês | Máximo (CVaR a 5%(PNS) -5 [%Demanda],0) |
| LOLP <= 5% | Profundidade do déficit correspondente aos 5% piores cenários de déficit de potência a cada ano = VaR em 5%(PNS) | Var em 5%(PNS) |

As variáveis apresentadas na tabela acima são medidas utilizadas no setor elétrico para determinação de risco. O **VaR (*Value at risk*)** determina a potencial máxima perda (ou pior perda) a um intervalo de confiança especificado (*α* nível de confiança), a qual, um investidor seria exposto dentro de um horizonte de tempo considerado. Já o **CVaR (*Condicional Value at Risk*)** indica a perda média que supera o VaR, ou seja, quantifica, o quanto maior, na média, a perda (risco) poderá ocorrer em uma determinada carteira (Jorion, 2007).

A métrica CVaR parte da média dos valores extremos da distribuição, considerando os piores cenários da variável que será analisada, onde a média desses piores cenários deve ser inferior ou igual ao limite definido para um determinado critério (Jorion, 2007). Neste caso, a métrica de CVaR envolve a avaliação, para cada mês, dos piores cenários de **potência não suprida (PNS)**, no quantil de 5%. Sendo assim, o método de quantificação do requisito do sistema é o montante do CVaR a 5% de PNS que exceder o limite definido como aceitável. No critério utilizado, determina-se como limite, o valor de 5% da demanda máxima instantânea mensal (EPE -DEE-NT-037/2021).

Quanto à métrica **LOLP (*Loss of Load Probability*)**, esta é definida como a probabilidade de perda de carga, no que diz respeito à interrupção do fornecimento de energia elétrica (Saleh et al., 2019). Para tal métrica, somente foi aceita uma probabilidade inferior ou igual a 5% de déficits de potência no ano em análise, além disso, foi observado que a variável impactante era o próprio valor de corte de carga que representava o quantil de 5% da distribuição anual (EPE -DEE-NT-037/2021).

No caso do sistema receber uma oferta equivalente à profundidade do déficit que resultava neste 5% no pior cenário, ou seja, receber um VaR de 5%, o risco de ocorrência de cortes seria reduzido ao limite do critério. Portanto, sendo estabelecido, o montante mínimo necessário para o atendimento pelo critério de LOLP anual ≤ 5% (EPE -DEE-NT-037/2021).

### **2.2.4.2 Mercado cativo - Sistema Isolado**

Sistemas Isolados são aqueles definidos como sendo sistemas elétricos de utilidade pública, atrelados ao processo de distribuição de energia elétrica, os quais, em sua configuração habitual não estão eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta falta de conexão se deve a razões técnicas e/ou econômicas (EPE-DEE-RE-023/2018-r3). Tais sistemas costumam existir em regiões de acesso remoto, sendo estas definidas como locais afastados das sedes municipais, marcados pela falta de economia de escala ou de densidade. Geralmente, as mesmas recebem pequenos grupamentos de consumidores que utilizam o Sistema Isolado para fins de abastecimento energético.

A energia produzida por Sistemas Isolados é comercializada através de processos de leilões, relacionados ao mercado cativo. Normalmente, o montante de energia e /ou capacidade é ofertado para lotes do Sistema Isolado (SI). Os lotes são definidos como um sistema isolado ou um conjunto de tais sistemas agrupados para processos de licitação (EPE-DEE-RE-023/2018-r3).

As atribuições destinadas ao processo de habilitação para Sistemas Isolados podem ser enumeradas (EPE-DEE-RE-023/2018-r3), que basicamente, são muito similares à dos leilões de energia nova:

1. Publicação das diretrizes do leilão;
2. Elaboração das propostas de atendimento ao suprimento;
3. Cadastramento e análise técnica das propostas de atendimento ao suprimento;
4. Avaliação da proposta no tocante ao atendimento das instruções estabelecidas;
5. No caso de cumprimento das instruções estabelecidas, é realizada a habilitação técnica da proposta descrita no item ii;
6. A partir daí, é realizado o leilão;
7. Finalizado o leilão, seu resultado é homologado;
8. Em caso de descumprimento do item iv, ou seja, inabilitação da proposta de atendimento ao suprimento, o processo de habilitação é finalizado;

Quanto à documentação requerida para participação dos leilões de Sistemas Isolados, deve ser apresentado um memorial descritivo composto de informações sobre as características gerais do sistema; objeto da contratação; fontes energéticas participantes do leilão; configuração do sistema gerador; confirmação da disponibilidade do recurso energético, dentre outras (EPE-DEE-RE-023/2018-r3). Além do memorial descritivo, devem ser apresentados os seguintes documentos que podem ser consultados em EPE-DEE-RE-023/2018-r3: (i) Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do projeto; (ii) Licença ambiental; (iii) Direito de usar ou dispor dos terrenos associados; (iv) Estudos e projetos de empreendimentos hidrelétricos; (v) Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH).

Além das fontes convencionais para suprimento da energia dos sistemas isolados, uma alternativa em estudo para operação nestes sistemas é a **utilização de armazenamento de energia em complemento aos grupos de geradores a diesel**. Tais sistemas podem atuar em operação conjunta com grupos geradores a diesel, otimizando a operação destes. Pelo fato de apresentarem níveis mínimos de carregamento, sistemas de armazenamento podem iniciar a operação quando a carga for menor que este nível mínimo, evitando assim o desperdício energético dentro do sistema elétrico existente (EPE-DEE-RE-023/2018-r3).

A **principal tecnologia de armazenamento de energia a ser considerada para operação em sistemas isolados no Brasil é a bateria química**. Outras tecnologias como armazenamento por ar comprimido e armazenamento hídrico, por meio de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) ainda estão sendo estudadas no tocante à viabilidade para utilização em Sistemas Isolados (EPE-DEE-RE-023/2018-r3). Esta abre uma janela de oportunidades pelas discussões suscitadas por este P&D.

Quanto às soluções de suprimento que utilizem sistemas de armazenamento com baterias, tais estudos e simulações são requeridos (EPE-DEE-RE-023/2018-r3): (i) descrição da tecnologia considerada, em termos da vida química da bateria (1ª e 2ª vidas); (ii) diagrama unifilar com barramentos CC e CA; (iii) dimensionamento do sistema em capacidade (kW) e capacidade de armazenamento para descarga (kWh); (iv) discriminação dos parâmetros de perda para o estado de carga (SoC, do acrônimo em inglês *State of Charge*) das baterias; (v) análise energética do carregamento do sistema de armazenamento; (vi) demonstração do sistema de armazenamento ter capacidade de atender às incertezas e variabilidades da carga e da geração; (vii) estimativa da degradação da bateria em função do número de ciclos; (viii) plano de manutenção das baterias.

O principal requisito para a solução de suprimento energético de qualquer localidade participante do sistema isolado, independente da mesma operar somente com grupos geradores a diesel, com sistemas híbridos com fontes renováveis ou armazenamento de energia (geradores a diesel + solar ou eólica; geradores a diesel + baterias químicas) é a condição do sistema possuir solução de suprimento que forneça energia para todas as localidades, **24 horas por dia, sete dias por semana, condição denominada de disponibilidade 24/7, o que exige que o sistema possua uma reserva de combustível** (EPE-DEE-NT-065/2020-r1).

Esta exigência de operação 24/7 estimula o crescimento de estudos por soluções de armazenamento de energia, viáveis a serem colocadas como energia de reserva nestes leilões, haja vista que as fontes renováveis como solar e eólica possuem alta variabilidade no seu perfil de geração, não conseguindo atenderem à disponibilidade 24/7. Assim, **sistemas de armazenamento de energia por baterias químicas e usinas hidrelétricas reversíveis aparecem como uma solução futura para atuação em um cenário de leilões de sistemas isolados**, onde os mesmos seriam tecnologias secundárias frente aos grupos geradores a diesel (EPE-DEE-NT-065/2020-r1).

No tocante aos requisitos de potência para os Sistemas Isolados, no ato de cadastramento do leilão, deve ser informada a disponibilidade de potência da central geradora e a mesma, não deve ser inferior à potência requerida para a respectiva localidade. A indisponibilidade de potência resulta em inabilitação para o leilão (EPE-DEE-NT-065/2020-r1).

**Os conceitos mais importantes relacionados aos requisitos de potência em leilões de Sistemas Isolados são (EPE-DEE-NT-065/2020-r1):**

* **Disponibilidade de potência (Pdmax) -** Potência da central geradora (MW) disponibilizada no ponto de conexão considerando o consumo interno, perdas e o fator de capacidade máximo (FCmax). A potência da máquina reserva não deverá compor tal disponibilidade;
* **Consumo interno e perdas -** Potência que não poderá ser considerada para atendimento da localidade, englobando as perdas internas e o consumo interno da central geradora, além da estimativa de perdas elétricas desde a referência de sua potência nominal até o ponto de conexão; e
* **Fator de capacidade máxima (FCmax) -** Valor que multiplicado pela potência final instalada, fornece a potência máxima equivalente para fins de operação contínua da usina. O valor de FCmax deve estar entre 0 e 100%;
* **Modulação de carga e flexibilidade -**As usinas atuantes na solução de suprimento deverão realizar a modulação de carga e a flexibilidade, visando à segurança operativa do sistema. As soluções de suprimento devem possuir inflexibilidade nula e atenderem à demanda instantânea do sistema.

Para o leilão a ser realizado em 2021, há a previsão de oferta de cinco lotes distintos para um total de 23 localidades a serem atendidas, nos seguintes estados: Acre; Amazonas; Pará; Rondônia e Roraima. A disponibilidade de potência requerida para estas localidades varia entre 337kW e 38,7MW. O suprimento de energia nos sistemas isolados consiste de 96,6% de usinas a óleo combustível/diesel e 1,5% de termelétricas a gás natural, com o percentual restante podendo ser preenchido por fontes renováveis (solar, eólica) ou armazenamento por bateria química (EPE-DEE-NT-065/2020-r1).

As características de cada lote, com suas respectivas capacidades, início do suprimento, previsão da interligação e projeção de mercado poderão ser consultadas em EPE-DEE-NT-065- r1 (2020), disponível na seção de referências deste documento.

### **2.2.4.3 Mercado livre – Separação entre lastro e energia**

A separação entre lastro e energia vem sendo discutida há anos no Brasil e está relacionada à contratação de parâmetros de confiabilidade (ou adequabilidade) do sistema, sendo esta, separada da gestão do risco comercial de cada agente. Os estudos de separação entre lastro e energia desenvolvidos por EPE e pelo MME visam garantir a expansão do sistema elétrico brasileiro, apoiada na garantia do suprimento energético associada à melhoria no planejamento e na operação de tal sistema (EPE, 2019).

A simples implementação de medidas auxiliares ao modelo atual do sistema elétrico brasileiro, tais como **a obrigação de contratação de capacidade para os agentes de consumo e a execução de um leilão de energia de reserva, sem demanda contratual associada, pode não ser eficiente para promover a adequabilidade do sistema e ainda poderá trazer novas distorções ao equilíbrio do mercado de curto prazo**. No cenário dos contratos já firmados, pode inclusive haver sobrecontratação e sobrecusto aos agentes de consumo (EPE, 2019).

Além disso, o formato atual de contratação conjunta de lastro e cobertura financeira, a partir da garantia física de energia, conduz a falhas importantes de funcionamento, haja vista que as atribuições conflitantes da garantia física de energia prejudicam sua finalidade primária de métrica da contribuição individual dos agentes em relação ao processo de adequabilidade do sistema, Ademais, o processo de contratação centralizada nos leilões de energia não permite a manifestação dos consumidores do mercado regulado no que diz respeito à mitigação dos riscos de mercado.

Outro motivador para a separação entre lastro e energia é a precificação conjunta do lastro com cobertura financeira, o que dificulta a precificação de novos produtos necessários ao sistema. Por este motivo, há a importância de separação destes produtos, ainda que inicialmente, os mesmos sejam contratados de forma conjunta para garantir o fator “financiabilidade” e para evitar o sobrecusto (EPE, 2019).

Tendo em vista que um dos principais motivadores para a separação entre lastro e energia é a adequação do suprimento, alguns desafios devem ser vencidos para que a mesma seja estabelecida. Tais desafios são os seguintes (EPE, 2019):

1. **Financiabilidade da expansão -** A instabilidade dos mercados pode impactar neste fator, pois mercados instáveis possuem fluxos de caixa voláteis, o que traz insegurança jurídica e financeira ao investidor. Além disso, um mercado volátil traz custos mais elevados aos consumidores, em um cenário de investimento em novas plantas de geração (EPE, 2019; Stauffer, 2006). O mercado de curto prazo somente aloca capacidade existente, portanto, nenhuma capacidade nova pode ser adicionada para o mercado de curto prazo. Sendo assim, o contrato de curto prazo conduz a uma elevada taxa de custo de capital, pois o investimento deve ser atribuído durante um curto período, em função do mercado ser menos estável (EPE, 2019; Stauffer, 2006). P**ara um mercado em expansão, como o brasileiro, é fundamental que haja a separação entre os produtos lastro e energia a fim de garantir maior atratividade financeira sobre novos modelos de leilões** que podem existir em um cenário de comercialização de dois produtos distintos: capacidade e energia (EPE, 2019).
2. **Contratos legados** - Há extrema necessidade de que sejam respeitados os direitos e deveres das relações estabelecidas entre os agentes. Portanto, o **tratamento de contratos legados deve ser desenhado simultaneamente com o novo mecanismo de adequação dos suprimentos**, porém, considerando o modelo de formação de preços (EPE, 2019).

Os principais mecanismos internacionais que motivam a proposta de separação entre lastro e energia, no cenário de adequação do suprimento, segundo EPE (2019) são:

1. **Reserva Estratégica -** Mecanismo complementar a um mercado de energia, no qual, geralmente, o operador centralizado do sistema de transmissão contrata uma pequena parcela de capacidade do sistema, por meio de um leilão. Tal parcela é separada do mercado atacadista e mantida como requisito de reserva (EPE, 2019). Somente haverá o despacho da parcela mediante ao atendimento de um critério pré-estabelecido, após a operação de toda a capacidade restante disponível. Grande parte dos investimentos se baseia nos sinais do mercado de energia, haja vista que não há uma receita formalmente definida para a capacidade, a ser paga aos provedores do mercado de energia (EPE, 2019). O **processo de remuneração é baseado em um pagamento fixado às unidades provedoras de tal reserva**, propiciando um rendimento que compensa o custo de oportunidade pelo fato da mesma não participar do mercado atacadista (EPE, 2019).
2. **Obrigação de Capacidade Ex Ante** - O volume físico de **capacidade requerido pelo sistema é determinado por uma autoridade central**. Portanto, as **distribuidoras e comercializadoras de energia devem adquirir tal volume** de capacidade. O montante total a ser **contratado é dividido entre elas e é determinado previamente (ex-ante)**, a partir do histórico de atendimento de carga (EPE, 2019). Há diversas formas das distribuidoras e comercializadoras entregarem esta capacidade, tais como autossuprimento, contratos bilaterais, resposta da demanda ou leilões centralizados opcionais, caso estes sejam estabelecidos (EPE, 2019).
3. **Obrigação de Capacidade Ex Post -** As distribuidoras e comercializadoras possuem a **mesma responsabilidade de aquisição de capacidade, definida no item acima.** A diferença do processo é que o **montante a ser contratado é conhecido a posteriori**, e assim, é verificado por uma autoridade central, pois é baseado no consumo verificado. Entretanto, a metodologia para determinar tal montante é conhecida de forma prévia. As maneiras de entrega da capacidade são as mesmas definidas no item anterior (EPE, 2019).
4. **Confiabilidade -** Mecanismo onde há a entrega de um volume físico de capacidade quando ocorre risco de segurança de suprimento ao sistema. Os modelos de confiabilidade atuais ocorrem sob a ótica de uma autoridade central que estabelece o volume a ser suprido e depois realiza um processo centralizado para fins de aquisição das opções. O **preço de exercício (*strike* price) de uma opção é estabelecido como sendo uma medida de segurança do suprimento, colocando um teto de preço no mercado**. Em um cenário de risco na segurança do fornecimento, o preço de mercado excede esse teto de preço definido, assim, cabe ao gerador entregar fisicamente o volume, caso contrário, poderá ser exposto ao preço *spot* do mercado e, em alguns casos, pode ser aplicada uma penalidade adicional por falta de desempenho (EPE, 2019). O **contrato de Confiabilidade é semelhante a um contrato financeiro de opção de compra**. O operador do sistema adquire o direito de comprar eletricidade dos geradores sob um determinado preço de exercício, assim como nas operações financeiras típicas, o detentor da opção exercerá este direito, caso o negócio seja considerado vantajoso, ou seja, se o índice (neste caso, o preço do mercado *spot*) for superior ao preço de exercício, o que serve como uma indicação de risco à segurança do sistema, sendo esta condição denominada condição de escassez (EPE, 2019). Quando o preço *spot* for inferior ao preço de exercício, o mercado funciona como se o contrato de confiabilidade não existisse, assim, a eletricidade consumida é liquidada no mercado *spot*. No período de escassez, no entanto, os consumidores exercem suas opções de compra, sendo assim, a diferença entre o preço *spot* e o preço de exercício deve ser repassada aos geradores (EPE, 2019).

O estudo conduzido por (EPE e MME, 2021) define a atualização sobre o andamento dos trabalhos que envolvem a temática de separação entre lastro e energia no Brasil. Dentro do estudo há seis fases de desenvolvido, as quais são (EPE e MME, 2021): (i) Diagnóstico, por meio da definição da motivação para a mudança do modelo atual de contratação da geração; (ii) Avaliação das alternativas com revisão do modelo atual de contratação da geração; (iii) Proposição de um novo modelo de contratação da geração baseado na separação entre lastro e energia; (iv) Apresentação da proposta de migração para o novo modelo mencionado no item acima, com proposta de tratamento dos contratos legados; (v) Caracterização e metodologia para quantificação para oferta e da demanda do lastro; (vi) Desenho dos possíveis mecanismos de contratação.

Segundo o cronograma de atividades apresentado em EPE e MME (2021), os itens (i) e (ii) já foram concluídos, sendo que os itens (iii) e (iv) encontram-se em fase avançada de estudo, com previsão da existência de publicações referentes ao item (iv), para o período entre os meses de junho e julho de 2021. Há previsão da ocorrência de uma consulta pública no mês de setembro de 2021, referente ao item (iv) e, em julho de 2021, sobre o item (v).

Sobre os principais **critérios estabelecidos para o estudo de separação entre lastro e energia**, estes segundo EPE e MME (2021), são: (i) Avaliação dos critérios relativos ao suprimento de energia e de capacidade (potência); e (ii) Quantificação dos requisitos do sistema por meio da avaliação do nível de violação de tais critérios definidos acima. Quanto à **medição destes critérios**, a mesma foi estabelecida de forma acoplada, ou seja, **considerando que os recursos do sistema podem prestar tanto os serviços de suprimento energético quanto os de resposta da demanda**. Além disso, foi avaliada a necessidade de detalhamentos sobre fatores como requisito de carga, aspectos sazonais e impactos locacionais (EPE e MME, 2021).

No tocante à avaliação da variação da intensidade da carga horária, a mesma vem sendo feita considerando dados históricos e dados projetados. Os dados históricos compreendem a variação das máximas horárias mensais em relação à máxima anual, com a escala em valores por unidade (pu). No cenário de dados projetados, estão sendo analisadas, as variações das máximas horárias mensais com e sem geração distribuída (GD), em relação à média, expressas em pu (EPE e MME, 2021).

Em relação ao requisito da **duração de potência**, vêm sendo realizadas análises de dados históricos e dados projetados. A primeira análise corresponde à a**valiação da duração acumulada de ocorrências de carga na faixa de 100%-98%** da carga horária máxima de cada mês. A segunda análise se baseia no mesmo princípio de avaliação da primeira (EPE e MME, 2021).

A variabilidade sazonal dos requisitos toma como base a granularidade temporal considerada para a avaliação da demanda de cada lastro. Ademais, há a verificação da variabilidade sazonal dos requisitos de energia e de potência, com este último sendo analisado em bases anual e trimestral (EPE e MME, 2021).

A avaliação da consistência temporal consiste em determinar como um determinado requisito muda, quando uma oferta é adicionada. As necessidades dos requisitos de potência e energia vêm sendo avaliadas para necessidades de mudança em dois cenários: Até 2027 e 2029 (EPE e MME, 2021).

O impacto locacional é realizado a partir da avaliação das variações no atendimento aos critérios de suprimento conforme variações locais da oferta. Para tal análise, vêm sendo considerados dois subsistemas distintos com 50 % dos requisitos (energia e potência) em diferentes regiões (EPE e MME, 2021).

Quanto à metodologia para caracterização e quantificação da contribuição de oferta, esta parte dos seguintes princípios (EPE e MME, 2021):

1. Avaliação do lastro calculado no horizonte temporal;
2. Relação entre o lastro calculado e a contribuição dos recursos para o sistema;
3. Impacto de revisões referentes à garantia de suprimento;
4. Impacto das revisões, considerando o risco do negócio.

Em relação para a caracterização e quantificação da oferta de lastros para cada fonte foram definidos **dois produtos que caracterizam a entrega de capacidade: o lastro de capacidade (em MW)**, que é caracterizado por entrega garantida de potência de curto prazo; e o **lastro de produção (em MWmed)**, que é mensurado através de uma *proxy* da garantia física dos empreendimentos. Foram estabelecidas as seguintes premissas (EPE e MME, 2021) para cálculo dos lastros de capacidade e de produção:

1. **Fontes intermitentes (solar e eólica) -** A partir da contribuição agregada, é estabelecido o rateio entre a potência instalada, potência do período de ponta e potência verificada na baixa geração. Este rateio gera o lastro de capacidade (MW) que incorpora atributos como granularidade temporal, granularidade espacial e métrica. Já para o estabelecimento do lastro de produção (MWmed), ocorre a avaliação da necessidade de manutenção ou não da metodologia atual de garantia física. Esta avaliação se reflete em métrica e em granularidade temporal.
2. **Fontes termelétricas -** O lastro de capacidade (MW) é definido a partir da relação entre a disponibilidade máxima (àquela utilizada nas avaliações de atendimento à demanda de potência) e as avaliações probabilísticas, estabelecidas a partir das taxas de indisponibilidade forçada. Por sua vez, o lastro de produção (MWmed) é definido pelo mesmo critério do item acima, entretanto, o mesmo reflete a relação entre a garantia física e a geração média simulada, além de entregar a avaliação do benefício do incremento na carga crítica, mediante a inclusão de uma usina termelétrica no cenário operativo do sistema.
3. **Fontes hidrelétricas -** A partir da geração hidráulica agregada, são definidas a geração hidráulica individualizada e a patamarizada. Esta última é relativa aos patamares de ponta e fora de ponta. A geração hidráulica patamarizada define o lastro de capacidade que é baseado em três atributos: métrica, período de cálculo e granularidade temporal. O lastro de capacidade está associado à geração hidráulica na ponta (EPE e MME, 2021). Para fins de estimativa do lastro de produção, utiliza-se a mesma metodologia aplicada nos itens i e ii mencionados acima, porém, este lastro reflete a ponderação pelo Custo Marginal de Operação (CMO) e o rateio do bloco hidráulico por energia firme.

De uma maneira geral, segundo EPE e MME (2021), a proposta em andamento, executada por estes órgãos deve tentar perseguir os seguintes princípios: (i) respeito aos contratos existentes nos mercados regulado e livre; (ii) ausência de consequência sobre os recebíveis existentes e financiamentos; (iii) dispensa do centralizador de contratos para transição dos contratos legados; (iv) processo de migração natural e gradual para o novo modelo de separação entre lastro e energia conforme terminarem os contratos legados; (v) manutenção do pagamento de lastro do ambiente de contratação regulada para aqueles consumidores que migrarem para o mercado livre; (v) rateamento entre os consumidores, quando há contratação de novo lastro, destinado à expansão do sistema.

Na seção a seguir, será apresentado um breve estudo sobre Leilão Multiatributo, com o objetivo de se apresentar uma alternativa a ser considerada para a inserção de parâmetros de confiabilidade nos leilões, especialmente nos leilões regulados.

**3 Referencial teórico sobre o Leilão Multiatributo**

No atual cenário em que fontes de geração de energia elétrica tem a possibilidade de entregar novos serviços, o leilão multiatributo se torna um importante mecanismo a ser considerado em mercados mais modernos. Este mecanismo pode viabilizar a competição em um mecanismo único de leilão, diversas fontes de geração, renováveis ou, além de possibilitar que recursos de armazenamento de energia sejam ofertados neste mesmo mercado. Além disso, sistemas híbridos energia, inclusive com armazenamento, podem se tronar atrativos em um leilão deste tipo.

Cada fonte participante pode contribuir na entrega de um importante atributo para o sistema elétrico e sociedade, com o objetivo de garantir segurança e confiabilidade no planejamento e na operação deste sistema (Leite e Calili, 2021).

O subtópico seguinte apresenta os conceitos básicos e as fontes que costumam participar dos leilões multiatributos. Na sequência serão apresentados os conceitos básicos e participantes do mercado em um leilão multiatributos.

## **3.1 Conceitos básicos e participantes do mercado**

No Brasil os leilões de energia foram originalmente desenhados com base em um critério simplificado para a escolha do vencedor: a comparação do preço ofertado pelos geradores pela energia a ser fornecida expresso em R$/MWh, independentemente de sua localização, tipo ou de quaisquer externalidades associadas a mesma, tais como: impacto ambiental, restrições de transmissão, área construída em hectares, capacidade de suprimento energético, impacto social, dentre outras (Leite e Calili, 2021).

No mercado brasileiro, **a fim de considerar o fator “externalidades”, foram introduzidos regras e critérios “ad hoc”, tais como leilões específicos por fontes, restrições para a participação de determinadas fontes, introdução de limites máximos ao custo variável unitário, dentre outros critérios.** O **tratamento “ad hoc” dessas questões, no entanto, tende a rejeitar a priori soluções alternativas de fornecimento de energia.** Além disso, problemas como a forte contratação de unidades de geração térmica a óleo, restrições de transmissão e atraso, ou mesmo cancelamento de projetos de geração, vêm confirmando a limitação da abordagem “ad hoc”. Portanto, há a necessidade de existir um modelo que considere, de forma integrada dentro do leilão, não somente aspectos relativos ao custo de produção da energia, como também, outros atributos de projetos. No sentido de criar uma solução ao tratamento “ad hoc” em leilões de energia, surge o conceito de leilão multiatributos.

Alguns destes trabalhos são descritos no quadro 1 elaborado por Leite e Calili (2021). A maior parte dos artigos aborda a aplicação de leilões multiatributos em situações de leilões privados, geralmente àqueles de suprimento, com um único comprador e vários supridores. Os principais aspectos relevantes para discussão dentro do conceito de leilões multiatributos são a forma de incorporação dos atributos nos processos de leilão, a incorporação de atributos em diferentes estruturas clássicas de leilão, a análise de impacto de diferentes políticas sobre divulgação de informações e a comparação entre processos de leilões e negociação diretas quando há vários atributos envolvidos em um processo de um leilão (Leite e Calili, 2021).

Pham (2015), apresenta uma proposta de classificação dos modelos sugeridos em razão da maneira de incorporação dos atributos no leilão (“*price out” ou “Scoring function*”) e em função dos tipos de estrutura dos leilões (“leilões de lote único” e “leilões de múltiplos lotes”).

Segundo Stashus et al. (1991), várias distribuidoras de energia do estado da Califórnia no início dos anos 90, já adotavam sistemas de licitação por meio de leilões multiatributos, tendo como critério de participação, uma pontuação determinada por um conjunto de especialistas a ser distribuída a cada um dos atributos, por ordem de relevância dos mesmos. Todavia, segundo o mesmo autor, este sistema de pontuação seria incapaz de traduzir os pontos recebidos pelos atributos em valores monetários, o que prejudicaria a relação comercial entre os atributos e os custos de energia. Como alternativa, o autor propôs que o conjunto de atributos pré-selecionados fosse medido através de um modelo de simulação baseado em cenários, transformando os atributos de cada tipo de projeto em um parâmetro expresso em R$/MWh a ser acrescido ao preço de oferta de energia de cada ofertante.

Dentre os atributos considerados Stashus et al. (1991) estavam o volume de energia entregue, a capacidade de geração, a despachabilidade das usinas, a localização, a flexibilidade de operação do projeto, a diversidade de preços e a viabilidade do projeto. De acordo com a proposta, a avaliação dos benefícios para o consumidor de cada projeto seria feita através do impacto global do projeto em um sistema de simulações de cenários pré-selecionados pela concessionária, baseados em distintas projeções de crescimento da carga e diferentes cenários de preço do combustível.

Com o passar do tempo, outros autores, em determinados artigos, propuseram novas maneiras de definição, classificação e avaliação de atributos para leilões de energia. Os principais artigos relacionados com leilões multiatributos e a abordagem dos mesmos sobre tais atributos podem ser conferidos no quadro 2 abaixo.

Quadro 2: Principais artigos relacionados a leilões multiatributos e seus objetivos. Fonte: Adaptado de Leite e Calili, 2021, p.5.

|  |  |
| --- | --- |
| Stashus et al. (1991) | Leilões multiatributos baseados em simulações de cenários para as distribuidoras da Califórnia |
| Bichler et al. (1999) | Leilões reversos multiatributos para rodovias |
| Valorização dos impactos dos atributos feita por métricas e convenções definidas pelo setor envolvido ao invés da simulação de cenários |
| Metodologia mais transparente e direta para os agentes de impacto de cada atributo |
| Bichler (2000) | Tentativa de demonstração experimental da melhor utilidade global dos leilões multiatributos em comparação àqueles de um único atributo |
| Teich et al. (2006) | Discussão sobre a determinação do vencedor em leilões multiatributos |
| Chen et al. (2009) | Proposta detalhada sobre a introdução da lógica fuzzy em leilões multiatributos |
| Klemperer (2010) | Extensões para leilões com múltiplos demandantes e ofertantes, onde é proposto um novo modelo de leilão com preço fechado para bens diferenciados, no qual, os ofertantes fazem lances simultâneos de múltiplos produtos, com restrições de capacidade para clientes com preferências diferentes. |
| Pham (2015) | Apresenta uma revisão das discussões sobre leilões reversos multiatributos, classificando os modelos propostos em função de como os atributos são incorporados no leilão (“price out” ou “Scoring function”) e pelo tipo de leilão (“leilões de lote único” e “leilões de múltiplos lotes”). |
| Shi et al. (2017) | Propõem uma abordagem de otimização baseada em algoritmos genéticos para a determinação dos vencedores em um leilão multiatributos , além da definição de multiobjetivos, com restrições comerciais de comprador e vendedor |

Na seção a seguir, os atributos frequentemente adotados por alguns constantes na literatura são descritos.

## **3.2 Atributos nos leilões multiatributos**

A partir de estudos desenvolvidos por Celestino (2017) PSR e LACTEC (2014), Leite e Calili (2021), foram definidos os atributos mais propícios a participarem de leilões de energia no Brasil. Estes atributos são apresentados a seguir.

* **Atendimento à ponta do sistema elétrico -** Capacidade de determinada fonte energética em suprir à requisição do aumento de carga durante o horário de ponta do sistema. Atributo que depende das características de cada fonte (variabilidade; disponibilidade do recurso primário; dentre outras) e das restrições operativas de cada usina (flexibilidade, tempo de partida, tempo de resposta, mudança no modo de operação (caso de usinas hidrelétricas reversíveis)). As usinas hidrelétricas e as térmicas mais flexíveis (óleo combustível e ciclo aberto a gás) costumam serem mais flexíveis no atendimento à ponta do sistema. Entretanto, usinas como àquelas movidas a biomassa ou energia nuclear não possuem a capacidade de modularem a carga do sistema, sendo inflexíveis, idem para as usinas que operam a partir de fontes intermitentes de geração de energia elétrica (energia solar e energia eólica), dado o elevado grau de incerteza destas na produção horária de energia. Além disso, o armazenamento de energia, como exemplo, as usinas reversíveis, poderia trazer tal flexibilidade.
* **Despachabilidade -** Capacidade de uma usina durante um evento adverso local ou sistêmico, em suprir a demanda energética existente. Este atributo reflete a disponibilidade da usina em atender de forma contínua o sistema por períodos de tempo maiores do que o horário de ponta. As usinas térmicas se destacam neste atributo, além das usinas hidrelétricas com reservatório de armazenamento e em um menor grau, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Contudo, as demais fontes renováveis (solar e eólica, por exemplo), por dependerem de recursos primários para a geração, não conseguem entregar este atributo. Aqui, mais uma vez se destaca o armazenamento de energia. Por estar, este critério atrelado ao despacho determinado pelos operados centrais, o armazenamento de maior porte, e.g. usina reversível, teria maior possibilidade contribuir para este atributo.
* **Custos de transmissão -** Estes custos são relativos aos custos adicionais de operação decorrentes da distância entre as unidades geradoras e os centros consumidores. Na composição dos mesmos, estão incluídos: custos da infraestrutura de transporte e das perdas elétricas; restrições de transporte em função do limite do carregamento da rede. As fontes de geração mais próximas às unidades consumidoras conseguem atender melhor a este critério. A fonte solar é a que melhor entrega este atributo, seguida da eólica, biomassa, PCH e em última instância, as usinas térmicas. Usinas hidrelétricas de geração centralizada também não entregam este atributo corretamente, pois estão localizadas a grandes distâncias dos centros de consumo. As tecnologias de armazenamento de menor porte, e.g. baterias, também podem entregar valor para este atributo.
* **Localização -** Atributo que define o submercado de energia onde será instalada a usina, mas as restrições de transmissão entre submercados tendem a ser negligenciadas nos leilões de energia. A disponibilidade de fontes energéticas nos submercados importadores tende a melhorar a confiabilidade do sistema, reduzindo os custos de investimento no reforço e na ampliação dos sistemas de interconexões entre regiões. Por mais que a aplicação desse atributo dependa bastante da característica individual do projeto, a disponibilidade das fontes de energia por região pode ser usada como critério de aproximação para definição do peso deste atributo (Leite e Calili, 2021). Desta forma, no Brasil, as fontes largamente abundantes na Região Nordeste como solar e eólica, e em menor medida, as fontes térmicas, tenderiam a ter um elevado peso nesse atributo, mas usinas hidrelétricas de grande porte tenderiam a apresentar baixo valor neste atributo, em função das limitações apresentadas no subtópico anterior. A Região Nordeste devido à sua alta demanda energética por abastecimento seria estratégica para instalação de novas usinas, o que contribuiria para o aumento de segurança do sistema elétrico brasileiro, haja vista que tal região poderia ser um polo exportador de energia, em um cenário futuro. Ainda, poderia começar, a exemplo do leilão do sistema isolado, a se definir leilões em que as fontes híbridas de renováveis com armazenamento de energia acoplados pudessem ser beneficiadas, garantindo uma energia entregue localmente.
* **Tempo de implementação -** Define o tempo de construção da usina. Os atrasos e cancelamento na implantação dos projetos provocam maiores riscos no sistema elétrico. Embora parte destes problemas esteja associada à capacidade de execução do projeto pelo investidor, as fontes com tempo de implementação mais complexo, tais como as hidroelétricas de grande porte, tenderiam a ter um maior risco associado, em termos de construção, operação, manutenção e critérios de projeto, o que justificaria a complexidade do tempo de implementação. As térmicas e as PCHs também apresentariam elevado tempo de implementação, porém, em menor escala do que nas grandes centrais hidrelétricas. As fontes de energia intermitente (eólica e solar) teriam os menores tempos de implementação e apresentariam a maior pontuação para este atributo, em razão do menor risco para construção de usinas para tais fontes. Da mesma maneira, algumas fontes armazenamento de menor porte, e.g. baterias, poderiam se beneficiar de atributo.
* **Impacto Ambiental -** O impacto aqui considerado deve levar em consideração, ao menos, os processos de construção / operação de uma determina usina podem causar ao meio ambiente. Embora mais complexas de serem quantificadas pelo empreendedor, as fases de fabricação dos componentes de uma dada tecnologia e o descomissionamento ao final do projeto, devem ser tidos em consideração de alguma forma. Este atributo pode ser quantificado por métricas como emissões de gases de efeito estufa, as quais, definem a quantidade de gases poluentes, expressa em tCO2eq, envolvida na construção e na operação de uma usina, sendo quantificados pelos ONS e EPE. As fontes de energia renovável são as que conseguem apresentarem as maiores pontuações neste atributo nas fases de construção e operação, pois possuem as menores emissões de gases de efeito estufa.
* **Impacto Social –** Embora não tenha sido considerado por nenhum dos trabalhos supracitados, este atributo é bastante importante citado na literatura, onde a inclusão destes atributos para a avaliar fintes de geração são considerados, por exemplo, nos trabalhos de Martins (2017), Roehl Jr. et al. (2018), Roehl Jr. (2020). Neste atributo podem ser considerados, dentre outros aspectos, a aceitação social pela tecnologia pela sociedade, a segurança ocupacional dos funcionários envolvidos em todos ciclo de vida da tecnologia, e os impactos de natureza social, como o bem-estar e a geração de emprego e renda para sociedade local.

Além de todos os atributos listados anteriormente, no trabalho de Roehl Jr. (2020), que tinha por objeto selecionar sob a ótica do investidor tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis por meio de uma abordagem multicritério, é feita uma extensa análise da literatura sobre os critérios e subcritérios/atributos que podem ser considerados selecionar fontes de geração. Este autor chega a um total de 68 atributos, que são apresentados no Anexo A, no quadro 8. Alguns destes atributos podem ser considerados em um leilão multiatributo, contanto que haja uma métrica consensuada pelo mercado para avaliar os diversos recursos de geração de energia.

Por fim, vale destacar que, como as fontes de armazenamento de energia serão, num futuro próximo, um recurso bastante relevante para o sistema elétrico do país, os serviços ancilares também podem ser incorporados como atributos a serem considerados em um leilão multiatributo, ainda mais se tiver de considerar que as fontes que entregam estes serviços devem ser integradas ao sistema elétrico. Esta é uma ação que o planejador em conjunto com o operador deve sempre avaliar, conforme a confiabilidade do sistema vá sendo comprometida pela inserção de fontes intermitentes.

Na seção seguinte, serão descritos dois estudos que consideram o leilão multiatributo como uma opção de política para expansão de energia elétrico no Brasil. Estes estudos podem dar *insights* aos órgãos de regulação, planejamento e operação do sistema, quando da definição das regras dos leilões vindouros.

## **3.3 Estudos sobre leilão multiatributo no Brasil**

Nesta seção, serão apresentados dois estudos realizados no Brasil sobre leilões multiatributos, os resultados e as metodologias utilizadas nestes servirão de *insights* para as discussões das propostas regulatórias que possam viabilizar o armazenamento de energia, em especial as usinas hidrelétricas reversíveis.

No estudo de Leite e Calili (2021), é definida uma metodologia para incorporar as externalidades geradas pelos diferentes projetos de geração nos processos de leilões de energia usando uma abordagem multiatributos nos processos de leilões de energia, aplicando o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) ao caso brasileiro.

Já o estudo de PSR e LACTEC (2014), desenvolvido no âmbito de um P&D para a APINE (Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica), tinha por objetivo trazer propostas para o aperfeiçoamento do processo de contratação da expansão do parque gerador. Para este fim, foram definidas metodologias e critérios analíticos que permitissem estabelecer objetivamente as regras e parâmetros dos leilões de energia nova e de energia de reserva, de forma a fazer com que mecanismos pudessem contribuir para uma expansão eficiente e harmônica.

## **3.3.1 Uma proposta de leilão multiatributo considerando o cálculo de um novo ICB**

A proposta apresentada nesta seção foi definida por Leite e Calili (2021). Segundo estes autores definem **duas maneiras de incorporar os atributos considerados em leilões de energia**. **A primeira maneira é através da segregação dos leilões por atributos.** Neste caso, a demanda de energia a ser contratada teria sua divisão prévia entre diferentes leilões, onde cada um destes participaria como um conjunto homogêneo de projetos, no tocante aos atributos. As segregações da demanda e dos leilões poderiam ser definidas por critérios quantitativos quanto por critérios qualitativos. Porém, a segregação da demanda limitaria a competição entre as fontes, como sugerem os autores.

A outra forma de **incorporação dos atributos estaria atrelada à incorporação do custo dos atributos ao preço ofertado no leilão**. Essa incorporação **poderia ser realizada por meio do acréscimo de uma parcela adicional ao índice custo-benefício (ICB)** calculado para cada empresa antes do leilão, ou seja, ao ICB original, utilizado nos leilões no Brasil, seria acrescentado o custo de cada um dos “n” atributos participantes do leilão, dado em R$/MWh. O ICB atualizado seria uma moeda virtual, utilizada apenas para definir as ofertas vencedoras no leilão. Este modelo possibilitaria a competição direta entre as fontes de energia participantes do leilão e a melhoria de um determinado atributo poderia compensar a desvantagem de outro (Leite e Calili, 2021).

Todavia, haveria dificuldade para definir o custo dos atributos com aspectos mais qualitativos, sendo assim, Leite e Calili (2021), propuseram a utilização de uma métrica de pontuação, definida por Bichler et al. (1999). Neste cenário proposto, a métrica definida como “*score*” do projeto seria aplicada sobre o ICB original, de acordo com a seguinte equação:



Onde:

ICB original é o ICB atua do projeto em R$/MWh;

é um fator de suavização definido entre 0 e 1;

é a pontuação obtida pelo projeto com menor pontuação no leilão;

é a pontuação do projeto .

A definição dos *scores* poderia ser feita por projeto ou por tipo de fonte de energia conforme o nível de informação sobre os projetos e o número de competidores no leilão. A definição dos atributos considerados também poderia mudar conforme o leilão e/ou conforme as condições e necessidades do sistema elétrico brasileiro (Leite e Calili, 2021).

Embora os estes tenham utilizado um método multicritério largamente utilizado na literatura, o AHP, a definição dos *scores*, pode ser o ponto mais crítico da metodologia proposta pelos autores. A definição dos *scores* poderia trazer discussões acirradas entre os agentes do setor, pois tenderiam a “brigar” por *scores* maiores para aqueles atributos que mais beneficiem as fontes de geração que estão investindo.

Estes autores fizeram um teste com dados dos leilões disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Entre as alternativas tecnológicas foram consideradas 9 tecnologias, tanto em função do grau de diferenciação em relação aos atributos selecionados, quanto pelo fato de já terem sido tecnologias ofertadas nos leilões de energia elétrica no Brasil. Foram consideradas: (i) Hidroelétricas de Grande Porte - UHE; (ii) Pequenas Centrais Hidroelétricas - PCH; (iii) Usinas Fotovoltaicas de médio/grande porte (UFV); (iv) Usinas Eólicas - EOL; (v) Usinas Termoelétricas movidas a Biomassa (BIO); (vi) Usinas Termoelétricas a óleo combustível (TOC); (vii) Usinas Termoelétricas a gás em ciclo aberto (TGA); (viii) Usinas Termoelétricas a gás natural em ciclo combinado (TGC); (ix) Demais usinas Termoelétricas (DTE).

Foram selecionados por Leite e Calili (2021) os seguintes atributos identificados na literatura: (i) Atendimento à Ponta do Sistema; (ii) Despachabilidade; (iii) Custos de Transmissão; (iv) Localização; (v) Tempo de implementação; (vi) Impacto ambiental. Alguns destes atributos são os mesmos considerados por PSR e LACTEC (2014). Além disso, não foram considerados nessa etapa os investimentos requeridos do projeto, o custo de operação e manutenção das usinas e o potencial da fonte, uma vez que esses itens já são contemplados diretamente nos itens que compõem o ICB. A aceitação social e a geração de emprego também não foram consideradas pelas limitações de indicadores objetivos para a sua mensuração. Estas foram as mesmas premissas consideradas por PSR e LACTEC (2014).

Conforme Leite e Calili (2021), os atributos propostos são abrangentes e poderão contemplar outras fontes que viáveis no futuro. Assim, considerando a metodologia proposta, poderiam ser realizados leilões onde várias fontes de geração possam concorrer no mesmo certame, inclusive fontes de armazenamento e fontes híbridas. A possibilidade de terem leilões com fontes híbridos, poderia trazer outra dinâmica ao certame, pois uma fonte que não tivesse boa avaliação em um determinado atributo, consideraria a hibridização como estratégia para atender a este atributo e se tornar mais competitiva. Por exemplo, uma planta solar poderia acoplar ao projeto baterias para melhorar sua performance no atendimento ao critério “Atendimento à Ponta do Sistema”.

Embora baseado na opinião de especialistas, a definição dos pesos dos atributos tem caráter subjetivo e deveria ser precedido por uma ampla discussão com a sociedade. Leite e Calili (2021) optaram por trabalhar com dois cenários de pesos para os atributos: o primeiro considerou a avaliação dos especialistas e a partir destas os pesos foram calculados e o segundo considerou o mesmo peso para todos os atributos. Os especialistas consultados neste trabalho preferiram os critérios de confiabilidade da operação da usina em detrimento dos critérios ambientais e de tempo de implementação, como pode ser visto no quadro 3.

Quadro 3: Pesos por critérios. Fonte: Adaptado de Leite e Calili (2021).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Critério** | **Pesos**  **Avaliação dos Especialistas** | **Pesos**  **Iguais para todos os Critérios** |
| **Atendimento a Ponta do Sistema** | 0,169 | 0,167 |
| **Despachabilidade** | 0,303 | 0,167 |
| **Custos de Transmissão** | 0,172 | 0,167 |
| **Localização** | 0,148 | 0,167 |
| **Tempo de implementação** | 0, 085 | 0,167 |
| **Impacto Ambiental** | 0,124 | 0,167 |

Em termos de segurança e confiabilidade do sistema, a hierarquização dos critérios proposta pelos especialistas mostrou-se coerente, uma vez que a despachabilidade e de atendimento à ponta aparecem junto como as restrições da transmissão como os critérios de maior peso. No entanto, isto deve ser avaliado com ressalvas, pois pode refletir uma aversão ao risco de desabastecimento de anos passados ou um problema de amostragem na seleção dos especialistas consultados. Uma amostra mais ampla de especialistas de diferentes áreas poderia levar a outras conclusões.

Em seu trabalho, Leite e Calili (2021) verificaram que a energia solar (SOL) se destacou nos critérios associados a impacto ambiental, localização, custos de transmissão e tempo de implementação, obtendo as melhores pontuações nesses critérios frente as demais. Embora a matriz de pesos dos critérios alterasse a sua posição relativa no ranking das fontes, essa fonte continua com uma pontuação elevada em ambos os cenários, embora não seja despachável. As fontes térmicas se destacaram nos critérios de atendimento a ponta e despachabilidade, particularmente as térmicas a gás natural em ciclo aberto (TGA) pela sua flexibilidade. O resumo dos pesos das fontes de energia por atributo é apresentado no quadro 4 e a hierarquização das fontes no quadro 5.

Quadro 4: Resumo dos pesos das fontes por critério. Fonte: Adaptado de Leite e Calili (2021).

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Critério** | **SOL** | **EOL** | **BIO** | **UHE** | **PCH** | **TOC** | **TGA** | **TGC** | **DTE** |
| **Atendimento a Ponta do Sistema** | 0,029 | 0,029 | 0,029 | 0,144 | 0,070 | **0,275** | **0,275** | 0,102 | 0,047 |
| **Despachabilidade** | 0,029 | 0,029 | 0,029 | 0,096 | 0,064 | 0,096 | **0,301** | **0,211** | 0,145 |
| **Custos de Transmissão** | **0,315** | 0,141 | 0,141 | 0,025 | 0,085 | 0,085 | 0,085 | 0,085 | 0,038 |
| **Localização** | **0,255** | 0,255 | 0,072 | 0,023 | 0,047 | 0,072 | 0,105 | 0,126 | 0,045 |
| **Tempo de implementação** | **0,320** | 0,154 | 0,154 | 0,026 | 0,059 | 0,096 | 0,096 | 0,059 | 0,038 |
| **Impacto Ambiental** | **0,318** | 0,153 | 0,153 | 0,057 | 0,153 | 0,029 | 0,043 | 0,065 | 0,028 |

Legenda: UHE – Hidroelétricas de Grande Porte; PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas - PCH; UFV - Usinas Fotovoltaicas de médio/grande porte; EOL - Usinas Eólicas; BIO - Usinas Termoelétricas movidas a Biomassa; TOC - Usinas Termoelétricas a óleo combustível; TGA - Usinas Termoelétricas a gás em ciclo aberto; TGC - Usinas Termoelétricas a gás natural em ciclo combinado; DTE - Demais usinas Termoelétricas.

Quadro 5: Hierarquização das fontes de acordo com o método AHP. Fonte: Adaptado de Leite e Calili (2021).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Fontes de Energia | Pesos  Avaliação dos Especialistas | Pesos  Iguais para todos os Critérios |
| Solar | 17,21% | 21,11% |
| Eólica | 10,77% | 12,69% |
| Biomassa | 8,07% | 9,64% |
| Hidroelétricas | 7,04% | 6,19% |
| PCHs | 7,68% | 7,97% |
| UTE Óleo combustível (Term. G1) | 11,24% | 10,88% |
| UTE Gás Natural – ciclo aberto (Term. G1) | 18,10% | 15,06% |
| UTE Gás Natural – ciclo combinado (Term. G2) | 12,73% | 10,79% |
| Demais térmicas (Carvão e Nuclear) | 7,16% | 5,68% |

O favorecimento das fontes solar e eólica pode agravar a necessidade de potência despachável do sistema nos próximos anos se essas fontes forem favorecidas nos leilões futuros. Por isso, a expansão do sistema deve ser monitorada de forma a garantir o atendimento aos critérios (Leite e Calili, 2021).

Em 13 de novembro de 2015 ocorreu o 8º leilão de energia de Reserva onde foram negociados contratos de compra de energia na modalidade disponibilidade para fontes eólicas e solares. Esse foi o último leilão em que foram negociados ao mesmo tempo contratos de energia solar e eólicos em um mesmo leilão. Embora as duas fontes estivessem autorizadas a participar do leilão, as fontes não competiram diretamente no leilão. Naquela ocasião, o preço médio da energia provenientes de fontes eólicas ficou em R$ 203,46 por MWh, sendo o preço marginal do leilão de R$ 212,39 por MWh. Por outro lado, o preço médio da energia proveniente de fontes solares ficou em R$ 297,00 por MWh, sendo o preço marginal do leilão de R$ 302,99 por MWh. Naquela ocasião foram contratados 263 MWmed de energia de energia proveniente de fontes eólicas e 245 MWmed de fontes solares.

Utilizando a relação do custo da energia solar e da energia eólica (21,11%/12,69%) e considerando um a = 0,5 ter-se-ia que o ICB médio sombra da fonte fotovoltaica teria sido de R$ 198,46 por MWh e o preço marginal do ICB da energia solar teria sido de R$ 201,81 por MWh, valor bem inferior ao preço marginal do leilão de R$ 212,39 por MWh para as fontes eólicas. Ou seja, adotando-se a regra de cálculo do ICB proposto por Leite e Calili (2019), no 8º de leilão de reserva ter-se-ia que: (i) ambas as fontes poderiam ter competido diretamente em um mesmo ambiente, já que elas teriam preços bastante próximos, não havendo, portanto, a necessidade de segregar as demandas previamente ao leilão e (ii) se isso tivesse ocorrido é provável que uma parte da demanda do leilão originalmente atendido por fontes eólicas fosse atendido por fontes solares, já que apenas 32% da energia ofertada por fontes eólicos que venceram o leilão realizou tiveram preço de compra inferior ao R$ 201,81 por MWh.

A definição de critérios objetivos para a precificação dos atributos é um dos pontos que precisa ser desenvolvido. **O risco de viés na opinião do especialista com pontuou Talluri et al. (2004) é um risco real nos modelos proposto nesse artigo, que precisa ser considerado e melhor estudado.** Parte desse problema poderia ser equacionado com a indução de metodologias hibridas, como os modelos de apoio a decisão conjugados com lógica fuzzy, capazes de capturar a em parte a incertezas associadas aos atributos (Leite e Calili, 2021).

**A definição dos próprios atributos a serem considerados nos leilões carece de uma discussão mais ampla.** A introdução de variáveis relacionadas a impactos sociais, outras variáveis tecnológicas, econômica ou ambientais, podem revelar externalidades ocultas e não perfeitamente capturadas na proposta apresentada por Leite e Calili (2021).

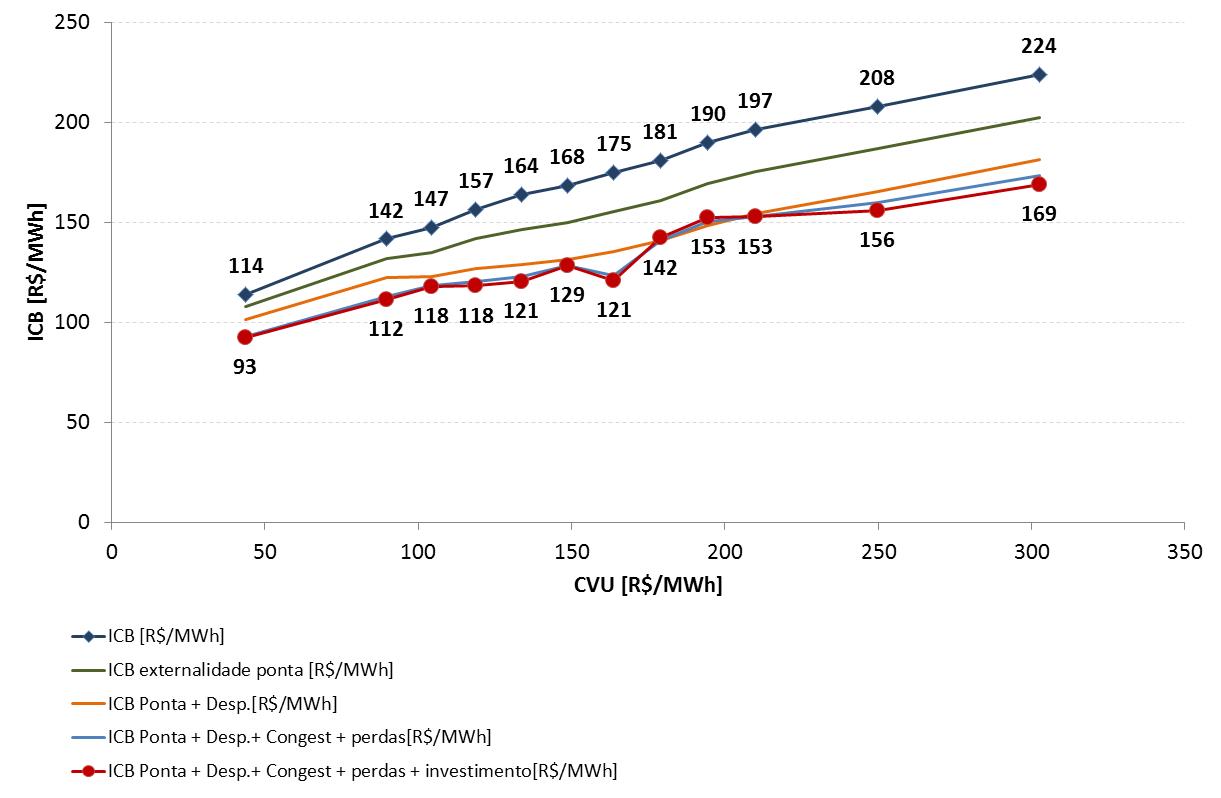
## **3.3.2 Aperfeiçoamento do processo de contratação da expansão do parque gerador**

Complementado a análise do trabalho proposto por Leite e Calili (2021), no trabalho desenvolvido por PSR e LACTEC (2014), o objetivo era definir metodologias e critérios analíticos que permitissem estabelecer objetivamente as regras e parâmetros dos leilões de energia nova e de energia de reserva, de forma a fazer com que eles resultassem em uma expansão eficiente e harmônica, com vistas a (i) atender às diretrizes de política energética, em particular aos critérios estabelecidos de segurança de suprimento, (ii) ser eficiente, (iii) incorporar as diversas externalidades associadas às várias fontes de energia de energia, e (iv) não rejeita *a priori* soluções alternativas e inovações tecnológicas elaboradas fora do âmbito do planejamento da expansão.

Dentre os atributos quantificados e valorados por PSR e LACTEC (2014), foram considerados: (i) atendimento à ponta; (ii) despachabilidade; (iii) custos de disponibilização da infraestrutura de transmissão; (iv) perdas de energia e custos adicionais de geração em decorrência de restrições elétricas.

Foi simulado como todos os atributos descritos impactavam no índice custo-benefício (ICB), em um cenário de operação de usinas térmicas flexíveis. Os detalhes dos cálculos dos ICB foram detalhados nos relatórios do P&D desenvolvido pela PSR e LACTEC em 2014 e não serão aqui apresentados.

Para visualização do efeito dos atributos no ICB original, foi calculado o ICB original, pela metodologia tradicional, definida pelo Ministério da Economia (ME). Posteriormente, foram calculados os “handicaps” de cada atributo e estes, diminuídos do ICB original, sendo assim, um novo ICB foi calculado. A figura 3 mostra as curvas do ICB, com e sem efeitos dos atributos.

 Figura 3: Impacto dos atributos de uma fonte termelétrica flexível no ICB. Fonte: PSR e LACTEC, 2014, p.8.

Pode-se notar pelos resultados apresentados na figura anterior que quando outros atributos são valorados para o cálculo do ICB, as termelétricas mais flexíveis se tornam mais competitivas, o que era de se esperar. Estes resultados confirmam que a flexibilidade pode trazer valor para o mercado de energia elétrica, reduzindo custos.

Quanto à funcionalidade do estudo, esta pôde ser comprovada por meio do software desenvolvido no âmbito do projeto. A ferramenta computacional, denominada “Simulador de Leilões – SIML” foi totalmente desenvolvida na linguagem de programação C#, adotando a metodologia proposta no estudo (PSR e LACTEC, 2014).

Os principais resultados alcançados pelo estudo foram: (i) arcabouço teórico sobre leilões separados por atributos e leilões por custo de atributo, com discussão sobre as condições de equivalência entre estes leilões; (ii) alicerce teórico sobre quantificação e valoração dos atributos das fontes; (iii) estabelecimento de metodologias para a quantificação e a valoração dos atributos, buscando mostrar a realidade em relação ao benefício que as fontes podem trazer para expansão da operação da geração e da transmissão, além do ganho com confiabilidade e segurança no sistema elétrico brasileiro, a partir destas fontes (PSR e LACTEC, 2014).

Durante o desenvolvimento do projeto, foi elaborado um plano de ações e um plano de comunicação, com o objetivo de divulgar os resultados obtidos aos agentes e instituições do setor. Foram realizadas apresentações para o Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além das principais associações do Setor Elétrico Brasileiro (PSR e LACTEC, 2014).

Na seção seguinte, é feita uma análise do referencial teórico de Análise de Impacto Regulatório (AIR), com o objetivo de fundamentar proposição dealgumas alternativas regulatórias a viabilizem a inserção de tecnologias de armazenamento, em especial usinas hidrelétricas reversíveis.

# **4 Referencial teórico sobre Análise de Impacto Regulatório**

A análise de impacto regulatório (AIR) é fundamental para o estabelecimento de qualquer política nacional que esteja baseada em um arcabouço regulatório. Seja em qualquer setor da economia: primário, secundário e terciário, os quais, englobam as atividades de commodities (aqui se inclui energia), do tipo industriais, de bens e serviços, além das financeiras. Uma determinada atividade é viável em termos de mercado, se a mesma estiver protegida por uma política regulatória adequada (Casa Civil, 2018). Portanto, a AIR se torna essencial para avaliar a implementação de uma futura política pública, avaliando a viabilidade de tal política, o que irá produzir uma reflexão sobre a sua implementação ou não.

Dentro do setor elétrico brasileiro, a análise de impacto regulatório é muito relevante para identificar as mudanças ocorridas em tal setor, bem como a avaliação de cenários futuros de políticas energéticas e a percepção de como os mesmos impactarão a sociedade e os agentes do setor elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) produz anualmente vários relatórios de impacto regulatório, decorrentes da abertura de uma determinada consulta pública, nos quais, são aplicadas ferramentas de AIR para que em estudos sejam verificados os pontos positivos e negativos de uma determinada política ou mudança proposta em uma consulta pública, bem como, para avaliar a recepção da sociedade e dos agentes do setor elétrico sobre os estudos conduzidos pela agência, e que são descritos neste tipo de relatório.

No próximo subtópico, serão abordados o conceito de análise de impacto regulatório, com a descrição das etapas envolvidas em tal processo, o objetivo de tal prática para a sociedade e as definições das metodologias envolvidas em uma AIR. Além disso, seção seguinte. Será feita a definição dos conceitos referentes às relações custo-benefício e benefício-custo, tomando como base, o estudo geral de análise econômica de custo-benefício, definido pelo Ministério da Economia em 2021.

## **4.1 Conceito de Análise de Impacto Regulatório**

Segundo um documento da Casa Civil de 2018 que será usado como base para elaboração desta seção, a Análise de Impacto Regulatório (AIR) é um dos principais mecanismos para a melhoria da qualidade de um processo regulatório. Consiste em um processo sistemático de análise determinado a partir de evidências, as quais, buscam avaliar, a partir da definição de um problema regulatório, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance dos objetivos pretendidos. O objetivo do mecanismo definido como AIR é orientar e subsidiar a tomada de decisão e, em última análise, contribuir para eficiência e eficácia das ações regulatórias (Casa Civil, 2018).

Por muitas vezes, as decisões regulatórias são estabelecidas a partir de informações limitadas e sem considerar de forma adequada quais grupos de agentes serão afetados e como sofrerão o impacto de tal decisão regulatória (Casa Civil, 2018). Neste caso, uma análise da matriz Agentes versus Agentes proposta por Godet (2000) pode ser implementada (Correia et al., 2020; Teixeira et al., 2019). A análise de impacto regulatório possui como objetivo, a alteração deste cenário limitado. A identificação de um problema não é justificativa para a intervenção governamental, o que reitera que a AIR não deve ser enxergada como um mecanismo de intervenção (Casa Civil, 2018).

Em um primeiro momento, a AIR precisa entender a natureza e a magnitude do problema regulatório, definir quais os objetivos são pretendidos pelo regulador e por fim, analisar se algum tipo de intervenção é de fato necessária. Após este processo de reflexão inicial, parte-se para a identificação e análise de possíveis alternativas de ação, de modo a permitir que a melhor escolha possível seja feita. Após a checagem de todas as informações e considerações relevantes, a AIR pode inclusive indicar que a regulação não é a melhor alternativa possível. Ademais, a AIR deve apresentar brevemente uma estratégia de implementação da ação recomendada e informar como seus efeitos podem ser monitorados. Deste modo, a AIR contribui não só para a elaboração da regulação, mas para todo o restante do ciclo regulatório (Casa Civil, 2018).

O processo de análise de impacto regulatório consiste, segundo Casa Civil (2018), de 10 fases, que podem ser melhor entendidos pela leitura deste documento. As 10 fases consistem em:

* 1. Definição do problema regulatório;
  2. Identificação dos atores afetados pelo problema;
  3. Identificação da base legal para atuação do órgão;
  4. Definição dos objetivos desejados;
  5. Mapeamento das alternativas de ação;
  6. Análise dos impactos das alternativas;
  7. Identificação da melhor alternativa;
  8. Estratégia de implementação;
  9. Estratégia de fiscalização;
  10. Estratégia de monitoramento.

O ciclo regulatório envolvido em uma AIR pode ser conferido no fluxograma da figura 4. O processo começa com a **elaboração de uma minuta da norma** que deve ser submetido à sociedade por meio de **consulta ou audiência pública**. A partir das discussões obtidas, **uma decisão é tomada pelo órgão competente**, considerando as contribuições da sociedade. Depois da decisão do órgão competente, a norma é implementada, devendo os agentes afetados pela norma, passarem por um **processo de fiscalização**, o qual, geralmente é feito peloórgão regulador, que além dessa competência, **deve monitorar**, através de indicadores-chave, a eficácia da norma**. Avaliações periódicas** devem ser realizadas**, co**m vistas a fazer **futuras revisões**, pois o processo é cíclico, contínuo e dinâmico como pode ser visto na figura 4**.**

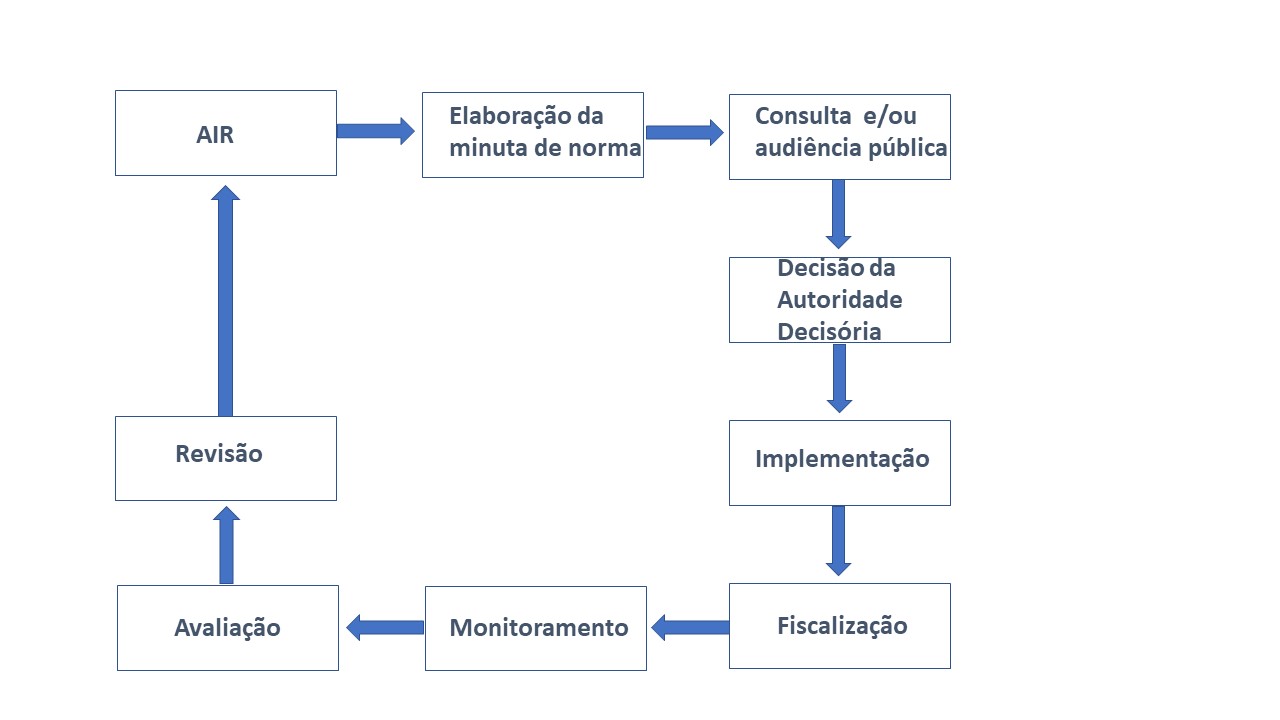


Figura 4: Ciclo de uma análise de impacto regulatório. Fonte: Adaptado de Casa Civil (2018), p.25.

As análises e o resultado de impacto regulatório devem ser apresentados no Relatório de AIR, a ser disponibilizado aos agentes tomadores de decisão e ao público em geral. Segundo Casa Civil (2018), tal documento possibilitará aos tomadores de decisão: um melhor conhecimento sobre a real necessidade de ação por parte da agência, órgão ou entidade de administração pública; distinção entre as possíveis alternativas de ação, com as vantagens e desvantagens de cada uma e a partir daí, tomar uma decisão de melhor embasamento e com maior segurança sobre os possíveis efeitos da mesma.

No tocante ao público em geral, o relatório de AIR deve ser capaz de expressar de forma clara, os seguintes fatores: a identificação do problema; uma possível necessidade de intervenção da agência, órgão ou entidade pública; os benefícios esperados com adoção da ação recomendada e a justificativa de escolha de tal ação mediante outras opções disponíveis; as restrições ou obrigações decorrentes da intervenção recomendada e o detalhamento de como tal intervenção será implementada. Sugere-se, neste caso, utilizar a matriz Agentes versus Agentes, proposta por Godet (2000), cuja metodologia consiste de três fases (i) identificação dos atores envolvidos no processo decisório, no caso, a política supracitada; (ii) construção da matriz de atores versus atores, onde são identificadas inter-relações entre estes atores, buscando evidenciar as relações de conflito e aliança entre os diversos atores envolvidos com vistas a implementar a política definida; (iii) identificação das variáveis necessárias para a mensuração dos impactos da política proposta sob ótica dos atores envolvidos no processo decisório.

Além da matriz Agentes versus Agentes (Godet, 2000), dentre as metodologias mais comuns para a AIR e adotadas por países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico), podem ser citadas conforme Casa Civil (2018):

* **Análise multicritério** - Comparação de alternativas, considerando o desempenho destas sob diversos critérios relevantes. Cada critério recebe uma pontuação e uma ponderação conforme sua contribuição esperada para a obtenção dos objetivos definidos. Como vantagens desta metodologia, têm-se: a incorporação de aspectos sociais e ambientais, além de aspectos econômicos, o que, apesar da difícil mensuração, pode contribuir para os objetivos desejados. Contudo, o grau de subjetividade utilizado na pontuação e na ponderação dos critérios utilizados na análise das alternativas, pode provocar questionamentos sobre os resultados obtidos, e, como mencionado na seção sobre leilão multiatributo, pode gerar muitas discussões entre os agentes envolvidos no processo.
* **Análise de custo** - Caracterizada pela comparação direta dos custos impostos pelas alternativas nas empresas, consumidores, trabalhadores, governo etc. Metodologia utilizada quando o foco é na identificação da opção de menor custo a fim de se obter um determinado benefício. Possui como principal vantagem: demonstração direta do custo total gerado por cada alternativa de ação. Já as desvantagens são: não consideração dos benefícios gerados, o que não permite a diferenciação de alternativas que impõem o mesmo custo total, porém, geram benefícios potenciais diferentes.
* **Análise de custo-efetividade ou custo-benefício -** Esta metodologia é mais abrangente que a anterior, pois não considera apenas os custos, mas também os benefícios. É baseada na comparação dos custos entre alternativas que geram benefícios de natureza semelhantes ou, alternativamente, em uma comparação dos custos por unidade de benefício potencial. Considera tanto os custos monetários quanto os benefícios esperados. Esta metodologia utiliza indicadores medidos em termos de custos adicionais por êxito adicional, sendo usada quando os resultados das intervenções variam, mas podem ser medidos na mesma unidade (ex. curas de doenças, anos de vida ganhos, vidas salvas, casos evitados). Como vantagens deste método, têm-se: a criação de um índice de comparação de eficiência das diferentes alternativas e a eliminação daquelas menos eficientes; demanda uma quantidade menor de dados que a análise de custo-benefício, não exigindo a monetização dos benefícios gerados; prevenção de controvérsias na monetização de alguns benefícios como vida, saúde e segurança. Nas desvantagens do método, vêm os seguintes fatores: tomada dos benefícios como um parâmetro predefinido, permitindo encontrar apenas a forma menos custosa de alcançá-los; o alcance destes benefícios pode ser objeto de questionamento, já que nem sempre podem representar o melhor para a sociedade como um todo; não permite avaliar se os benefícios superam os custos; os resultados encontrados em termos de custo por unidade de benefício podem não oferecer uma resposta definitiva sobre a melhor alternativa. Esta metodologia, por ser utilizada pelo Ministério da Economia do Brasil, será melhor descrita na próxima seção.
* **Análise de risco** - Utilizada quando o problema regulatório é um tipo de risco e o objetivo desejável é minimizar tal risco. Consiste na análise das alternativas de ação a fim de identificar àquela que é capaz de reduzir de forma mais eficaz e eficiente o risco identificado. Por exemplo: redução do risco de mortes em acidentes de automóvel, redução do risco de falência do sistema financeiro, redução do risco de racionamento de energia. A principal vantagem é a identificação de alternativas que permitam promover a redução dos riscos de modo significativo. Como principal desvantagem, está o fato de que esta alternativa não considera os custos para a redução dos riscos, bem como, outros impactos potenciais das alternativas.
* **Análise de risco-risco –** Esta metodologia é mais abrangente que a anterior, pois trabalha não só os riscos diretamente afetados, como também com os riscos indiretamente impactados por cada alternativa de ação. Utilizada para avaliar o impacto líquido de cada alternativa sobre o risco total, nas situações em que um tipo de risco pode ser substituído por outro. Como exemplos, podem ser citados: uma medida adotada para reduzir o risco de acidentes na aviação civil pode impactar significativamente no preço das passagens ou a adoção de uma tecnologia de geração que possa reduzir o risco de déficit no setor elétrico. A principal vantagem desta metodologia é a abordagem mais ampla trazida, considerando a redução total do risco em virtude das possíveis alterações no comportamento dos agentes em resposta à ação considerada. A principal desvantagem consiste na complexidade em definir se o saldo final nos riscos é positivo ou negativo, ainda mais, se os riscos envolvidos forem de tipos diferentes.

As boas práticas regulatórias são essenciais para o estabelecimento de um arcabouço regulatório. Todavia, tais práticas somente são consolidadas com a melhoria dos indicadores regulatórios. Os indicadores definidos pela OCDE (2019) para a América Latina e para o Caribe que determinam as boas práticas regulatórias são: definição da metodologia; adoção de um processo transparente; adoção de uma sistemática; adoção de um processo de monitoramento e avaliação (M&A) que considere, visão geral e controle de qualidade. Um fator motivador para a realidade brasileira é a melhoria da média dos indicadores regulatórios em comparação à média da América Latina e da OCDE, no período de 2016-2019.

Os indicadores de política regulatória e governança (iREG), considerado no processo de M&A, permitem uma visão geral das políticas regulatórias nos países, avaliando o que estes desenvolvem, implementam e evoluem dentro de seus processos regulatórios (OCDE, 2019). Tais indicadores são baseados em três princípios (OCDE, 2019): engajamento dos agentes envolvidos em um processo regulatório; gerenciamento de impacto regulatório; avaliação *ex post* e simplificação administrativa.

Dentro do setor elétrico brasileiro, a AIR se torna fundamental, pois a consolidação de um arcabouço regulatório trará segurança jurídica e financeira aos possíveis investidores em projetos que envolvam novas tecnologias para a matriz energética nacional. Os sistemas de armazenamento de energia se enquadram nesta categoria de novas tecnologias a serem consolidadas na matriz elétrica brasileira, sendo assim, a análise de impacto regulatório é relevante para a definição de políticas que possibilitem a inserção de sistemas de armazenamento de energia, tais como usinas hidrelétricas reversíveis, no setor elétrico brasileiro.

Desta forma, a melhoria de performance do Brasil em boas práticas regulatórias pode contribuir para uma percepção positiva sobre um novo arcabouço regulatório dentro do sistema elétrico brasileiro que envolva a inserção de sistemas de armazenamento de energia.

Como disto anteriormente, as metodologias de custo-benefício ou benefício-custo, por serem mais abrangentes que uma análise que foque somente no custo das fontes de energia será trazida para aprofundamento do arcabouço teórico, com vistas a contribuir para a definição de uma política que viabilize a inserção de tecnologias de armazenamento no setor elétrico. Tais metodologias serão definidas no próximo subtópico (4.2), conforme as diretrizes estabelecidas no guia geral de análise socioeconômica de custo-benefício, publicado pelo Ministério da Economia em 2021.

## **4.2 Conceito sobre Relação Custo-Benefício**

A relação custo-benefício (RDC) consiste em um método quantitativo e sistemático de avaliação de projetos, programas e políticas governamentais sob a perspectiva do bem-estar social. A aplicação desta metodologia permite que a apreciação de um projeto seja feita, sob a visão sistemática, contemplando todos os principais impactos diretos e indiretos ao longo do seu ciclo de vida. Ademais, este método segue as melhores iniciativas internacionais, com intuito de haver uma aplicação dos recursos públicos mais efetiva e eficiente. Em outras palavras, a aplicação de um método tecnicamente fundamentado e com abordagem quantitativa na escolha e priorização de projetos contribui para que as decisões do gestor público sejam mais transparentes, bem informadas e sejam melhores refletidas (Ministério da Economia, 2021).

A relação custo-benefício pode ser executada de forma completa ou preliminar. A análise preliminar compreende a avaliação da viabilidade socioeconômica obtida na fase de planejamento do projeto, utilizando dados paramétricos de custos e estimativas preliminares de benefícios e de demanda. Já a análise completa engloba a execução da avaliação de viabilidade socioeconômica obtida na fase de estudos detalhados do projeto, ou seja, ocorre em uma fase mais avançada (Ministério da Economia, 2021). Este método pode constar em uma ou em várias das fases da análise de impacto regulatório, constituindo uma ferramenta poderosa que pode auxiliar na fase de monitoramento e avaliação da implementação de uma política.

Segundo Casa Civil (2018), a relação que retorna mais informações e dados para a tomada de decisão é a relação custo-benefício ou benefício custo (RCB ou RBC, respectivamente). A metodologia aplicada em tal relação requer a quantificação e a monetização de todos os custos e de todos os benefícios de cada uma das alternativas de ação sob análise. A diferença do RCB para RBC é somente em relação ao que deve ser considerado no denominador de uma fração, devendo os custos quantificáveis e monetizáveis serem menores que os benefícios. Obviamente, quando se pensa em RCB, um índice estabelecido para quantificá-lo deve ser menor que 1, enquanto o RBC deve ser maior que 1. Para fins de adoção de uma terminologia que facilite a compreensão do leitor, será usado neste trabalho a relação custo benefício (RCB), que, ao fim e ao cabo, tem o mesmo efeito que a relação benefício custo (RBC).

A relação custo-benefício possui como desvantagem o fato de que na definição de um processo regulatório, nem todos os custos e benefícios podem ser monetizáveis ou mesmo quantificáveis, em razão da natureza destes ou devido à limitação de dados. Além disso, uma análise global de custo-benefício não considera os efeitos distributivos das alternativas de ação. Por isso, uma análise complementar pode ser necessária a fim de verificar se os custos e os benefícios são disseminados ou concentrados em determinados atores ou grupos (Ministério da Economia, 2021).

A relação custo-benefício deve ser entendida como um exercício contínuo e multidisciplinar promovido ao longo da cadeia de estruturação do projeto, de forma integrada aos estudos técnicos e ambientais (Ministério da Economia, 2021). A relação custo-benefício dentro da cadeia de um processo de investimentos em infraestrutura, por exemplo, deve constituir as seguintes etapas: (i) planejamento de longo prazo; (ii) estruturação de projetos; (iii) orçamento fiscal ou parceria; (iv) implantação do projeto; (v) operação e manutenção; (vi) resultados esperados (Ministério da Economia, 2021, p.14).

Dentro do ciclo de investimentos, a partir do modelo adotado pelo governo britânico, denominado de modelo de cinco casos (5CM), a relação custo-benefício se mostra como a ferramenta ideal para identificar a alternativa preferida para o projeto no âmbito da proposta de investimento detalhada (IPA, 2019; United Kingdom (UK) Government, 2020). O modelo 5CM é definido como sendo a metodologia padrão de estruturação de projetos, que consiste em um processo iterativo de análise de 5 dimensões dos mesmos: estratégica, econômica, comercial, financeira e gerencial os resultados da relação custo-benefício (RCB) são um dos principais fatores para a decisão de investimento, o que precede a avaliação sobre a forma de contratação do empreendimento (obra pública, concessão, programa de privatização, política, dentre outras). A análise estratégica preliminar se torna fundamental dentro do modelo de cinco casos (5CM), relacionado com a relação custo-benefício (Ministério da Economia, 2021). A visão geral do modelo de cinco casos pode ser conferida no quadro 6 .

Quadro 6: Visão geral do modelo de cinco casos (modelo 5CM). Fonte: Adaptado de Ministério da Economia, 2021, p.5.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Caso Estratégico** | Apresenta a justificativa racional para a intervenção, identificando o problema a ser endereçado e relacionando o mesmo com políticas e estratégias mais amplas. Estabelece o escopo e os limites do projeto, seus objetivos, resume os riscos e oportunidades socioambientais e identifica os principais resultados esperados. Deve expressar de forma concisa, a "necessidade estratégica do projeto". | |
| **Pergunta principal:** | O projeto é estrategicamente necessário? |
| **O que a proposta de investimento deve demonstrar:** | Contribui para o alcance de metas e objetivos de políticas públicas? |
| Existe racional claro para o projeto? |
| **Caso Econômico** | Demonstra que uma ampla gama de opções foi considerada para a solução do problema e que foi selecionada a melhor alternativa utilizando-se a análise de custo-benefício, na qual os impactos socioeconômicos e ambientais positivos e negativos são elencados e, sempre que possível, também monetizados para uma lista curta de soluções ao problema identificado. | |
| **Pergunta principal:** | O projeto otimiza o retorno socioeconômico? |
| **O que a proposta de investimento deve demonstrar:** | Foi considerado um rol adequado de alternativas? |
| O projeto apresenta a melhor relação entre custos, benefícios e riscos? |
| **Caso Comercial** | Demonstra que o projeto é viável do ponto de vista comercial. Avalia as possibilidades e estabelece a estrutura contratual proposta, a alocação de riscos e a estratégia de licitação. | |
| **Pergunta principal:** | O projeto é comercialmente viável? |
| **O que a proposta de investimento deve demonstrar:** | Existem fornecedores dispostos a atender às especificações? |
| O modelo contratual permite uma contratação vantajosa para o poder público? |
| **Caso Financeiro** | Apresenta a equação financeira do projeto, demonstrando que os custos de investimento e operacionais são financiáveis com os recursos do projeto (receitas e subsídios), e que foram reservados recursos adequados para contingências. Avalia a viabilidade financeira do projeto em termos gerais, bem como no fluxo de receitas e despesas estimadas ao longo do ciclo de vida do projeto. | |
| **Pergunta principal:** | O projeto é financiável? |
| **O que a proposta de investimento deve demonstrar:** | Os custos do projeto são realistas e financiáveis? |
| Estão disponíveis fontes adequadas de recursos? |
| **Caso Gerencial** | Descreve a instituição e a equipe responsável pelo projeto, demonstrando que dispõe das qualificações e experiência necessárias. Demonstra a adequação da governança do projeto, e apresenta planos para entrega, gerenciamento de riscos, partes interessadas e realização de benefícios. | |
| **Pergunta principal:** | O projeto é exequível? |
| **O que a proposta de investimento deve demonstrar:** | A unidade responsável tem capacidade para entregar o projeto? |
| Há sistemas e processos robustos em vigor? |

Os principais indicadores de viabilidade dentro da relação custo-benefício (RCB) são: o valor presente líquido (VPL); o valor anual equivalente (VAE); a taxa interna de retorno (TIR) e o índice benefício-custo (IBC), segundo o estudo apresentado por Ministério da Economia (2021). Vale destacar que outras métricas, especialmente quando da avaliação da relação benefício-custo de uma política, podem ser utilizadas.

O VPL é um indicador conciso da viabilidade de um projeto de investimento, definindo o montante presente de benefícios líquidos (e.g.: benefícios menos custos) gerados pelo investimento, expresso em um único valor medido em unidades monetárias. O VPL é um indicador simples e preciso da viabilidade. Porém em projetos de infraestrutura, o Ministério da Economia recomenda que ao invés do VPL, seja calculado o valor social presente líquido (VSPL), definido como a diferença entre o total de benefícios e custos sociais do projeto, descontados à Taxa Social de Desconto (TSD), a valor presente. O projeto é considerado socialmente viável quando o VSPL > 0, de acordo com a taxa social de desconto (TSD) estabelecida (Ministério da Economia, 2021).

A principal diferença entre o VPL e o VSPL em um projeto de infraestrutura é o impacto do projeto. Do ponto de vista da avaliação somente financeira, os indicadores econômicos a serem calculados são o VPL e a TIR. Entretanto, se o projeto tiver um perfil socioeconômico, caso de muitos projetos de infraestrutura que podem ser determinados via política pública, os indicadores passam a ser o VSPL, a TRE e o IBC. A taxa de retorno econômico (TRE) corresponde à taxa de desconto que resulta em VSPL = 0, definindo o retorno socioeconômico do projeto (Ministério da Economia, 2021).

De maneira geral, o VSPL e a TRE possuem a mesma metodologia de cálculo do VPL e da TIR, porém levam em consideração o aspecto socioeconômico e não somente, o financeiro. Segundo o estudo apresentado em Ministério da Economia (2021), o indicador VSPL pode ser calculado da seguinte forma:

+ VR

Onde:

define o fluxo de benefícios econômicos líquidos no período 𝑡;

𝑇𝑆𝐷 representa a taxa social de desconto, definida em 8,5% a.a., para projetos de infraestrutura, com base no ano de 2020;

𝑉𝑅 é definido como o valor residual do investimento;

O VAE pode ser calculado como (Ministério da Economia, 2021):

VAE

Por sua vez, também segundo Ministério da Economia (2021), a taxa de retorno econômico (TRE) pode ser calculada como:

, ou seja, a taxa de desconto, na qual, VSPL = 0.

Portanto, os indicadores de viabilidade de um projeto que envolva a relação custo-benefício podem ser calculados pelas três equações acima. De modo geral, a diferença entre o tipo de avaliação a ser utilizada em um projeto (socioeconômica x financeira), bem como as análises envolvidas em cada tipo de avaliação, os indicadores a serem calculados e o objetivo de cada tipo de avaliação podem ser resumidos pelo quadro 7 .

Quadro 7: Diferenças entre os perfis de avaliação envolvidos em um projeto de infraestrutura. Fonte: Adaptado de Ministério da Economia, 2021, p.10.

|  |  |
| --- | --- |
| **Avaliação Socioeconômica** | **Avaliação Financeira/ Privada** |
| **Foco:**  Considera custos e benefícios para o bem-estar da sociedade como um todo | **Foco:**  Considera custos e receitas para o empreendedor |
| **Análise:**  - Estima custos e benefícios para a sociedade como um todo (incluindo externalidades ambientais e sociais)  - Estima o custo de oportunidade social  - Exclui custos afundados, depreciação e encargos financeiros  - Aplica a Taxa Social de Desconto (TSD) de 8,5% ao ano | **Análise:**  - Reflete custos e receitas transacionais no projeto (incluindo impostos, subsídios, aportes contraprestações)  - Inclui encargos financeiros, custos afundados e depreciação  - Aplica o Custo Médio Ponderado do Capital - CMPC (ou WACC) |
| **Indicadores:**  TRE, VSPL, IBC | **Indicadores:**  TIR, VPL |

A relação benefício-custo é definida a partir do índice benefício-custo (IBC), calculado através do quociente entre os valores presentes de benefícios e os valores presentes de seus custos econômicos (Ministério da Economia, 2021). O projeto se torna viável quando IBC > 1. Este índice pode ser usado para avaliar a eficiência do projeto, porém, apresenta alguns problemas como a sensibilidade à classificação dos efeitos do projeto como benefícios ou custos. Comumente, pode haver impactos do projeto, os quais, podem ser tratados como benefícios ou como redução de custos, e vice-versa. Além disso, o IBC favorece projetos com custos menores e pode considerar a redução de custo como um efeito positivo em detrimento da consideração do benefício, provocando uma melhoria artificial do indicador (Ministério da Economia, 2021).

O IBC não é apropriado para projetos mutuamente excludentes. Sendo um quociente, o indicador não considera o montante total de benefícios líquidos e, assim, a classificação pode priorizar projetos que não são aqueles de maior contribuição para o bem-estar. Além disso, o IBC deve ser utilizado em um cenário de restrição orçamentária para investimentos (Ministério da Economia, 2021).

Com base nas definições do estudo apresentado por Ministério da Economia (2021), o índice benefício-custo (IBC), o qual representa a relação custo-benefício (RBC), pode ser calculado da seguinte forma:

Com base nas propostas de quantificação das políticas que possam favorecer a inserção do armazenamento de energia na matriz elétrica brasileira, serão propostas no capítulo a seguir três instrumentos regulatórios que possibilitem auxiliar os órgãos competentes a definirem políticas que beneficiem estas fontes, em especial as usinas reversíveis.

# **5 Propostas regulatórias para usinas reversíveis**

Governos, concessionárias de serviços públicos, reguladores e outras partes interessadas no mercado de eletricidade estão inseridos dentro do contexto dos atributos que as de tecnologias de armazenamento podem trazer, considerando os futuros sistemas de energia elétrica com maior inserção de fontes de geração intermitentes (solar e eólica). Este interesse advém do fato de que as tecnologias de armazenamento têm a versatilidade em fornecer novos produtos ao sistema elétrico, como capacidade de energia e serviços ancilares.

Embora o mercado de capacidade seja um dos mais promissores mecanismos de mercado para garantir a segurança do suprimento a menor custo para o consumidor, este não é consenso entre muitos especialista no mundo, conforme definiu o trabalho de Bhagwat et al. (2017).

Levando em conta que o mercado brasleiro abriu, desde a Consulta Publica 033/2017, as discussões sobre sua modernização, é imprescindível que as tecnologias de armazenamento ganhem destaque para assegurar maior segurança e confiabilidade ao sistema, bem como a fim de garantir a disponibilidade de energia elétrica a preços módicos.

Vale aqui uma consideração sobre a terminologia adotada na sequência, com base na consideração feita por EPE (2019), que pontua que o conceito mais geral de mecanismos de adequação do suprimento (mercado de capacidade, para muitos autores), englobaria os mercados de lastro cuja contratação poderia ser feita de forma centralizada ou não.

Neste capítulo, serão apresentadas três propostas com o propósito de tentar viabilizar tecnologias de armazenamento; duas destas propostas serão feitas para serem realizadas nos leilões do mercado regulado e uma delas, para o mercado livre. Há a possibilidade de que futuramente, com a abertura do mercado de eletricidade (mercado varejista), estas propostas se unam em um mecanismo único, o que tornaria este mercado muito mais simples e dinâmico. Isto poderia trazer maior competitividade para o mercado de energia elétrica , confluindo em um preço de energia mais barato.

A ideia das propostas consideradas nesta seção é trazer novos *insights* para os órgãos competentes. Não serão debatidos nesta proposta, os ciclos regulatórios envolvidos em uma Análise de Imapcto Relatório (AIR), mas, uma vez consideradas estas propostas como potencial interesse para o setor elétrico, estas devem consideras no fluxo colocado anteriormente, em que consideres: (i) elaboração de uma minuta da norma; (ii) consulta ou audiência pública; (iii) tomada de decisão órgão competente; (iv) processo de fiscalização; (v) monitoramento de avaliação; (v) futuras revisões.

Vale uma ressalva da importância da AIR para trazer segurança jurídica e financeira aos possíveis investidores em projetos que envolvam novas tecnologias a serem inseridas na matriz energética nacional. Os sistemas de armazenamento de energia, em especial, as usinas hidrelétricas reversíveis devido a abundância de recursos hídricos no Brasil, se enquadram nesta categoria de novas tecnologias a serem consolidadas na matriz elétrica brasileira. Portanto, uma futura análise de impacto regulatório é relevante para, de forma assertiva, definir políticas que possibilitem a inserção destas tecnologias.

Além disso, para garantir segurança jurídica dos contratos vigentes atualmente, o tratamento de contratos legados deve ser desenhado simultaneamente com o novo mecanismo de adequação dos suprimentos (EPE, 2019).

Ademais, de forma geral, independente das alternativas propostas, para um mercado em expansão, como o brasileiro, é fundamental que haja a separação entre os produtos capacidade e energia a fim de garantir maior atratividade financeira sobre novos modelos de leilões (EPE, 2019) e que sejam criados outros mecanismos de remuneração (e.g. serviços ancilares) que possam contribuir para a segurança do sistema elétrico (Martins e Miles, 2021).

Embora os serviços ancilares estejam definidos no submódulo 21.9 do ONS e na Resolução Normativa 697/2015 da ANEEL, somente o suporte de reativos está relacionado à geração hidráulica. Além disso, esta relação é estabelecida em caráter secundário, para fins de geração incremental de energia. Portanto, a prioridade da execução de serviços ancilares para a geração térmica deve ser repensada, ampliando o horizonte de alcance destes serviços para outras formas de geração, o que permitiria a competição na mesma base com os recursos tradicionais de oferta e demanda. Isso abriria uma janela de oportunidades para as fontes de armazenamento, inclusive no tocante às usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs).

Uma ressalva deve ser considerada para garantir o atendimento aos contratos de capacidade, se um agente participante do mercado de capacidade quiser acessar outros fluxos de receita, além da capacidade (e.g.: prestação de serviços ancilares ou comercialização nos mercados de atacado), ele deve estar sujeito a penalidades, o que implicaria em redução de receitas se a geração adquirida estiver indisponível durante um evento de estresse do sistema, conforme colocado por Martin e Miles (2021). Deve-se garantir, dentro do processo de análise de impacto regulatório (AIR), que revisões periódicas dos instrumentos normativos deste mercado, bem como, um processo de monitoramento e avaliação da eficácia do mecanismo seja estruturado, de forma a trazer transparência e segurança regulatórias e jurídicas.

Para remuneração da capacidade, enquanto os mecanismos direcionados consideram apenas uma parte do mercado, os mecanismos com base no mercado visam todo o mercado, abrangendo todos os seus participantes (European Commission, 2016). Haja vista que no Brasil existe uma separação dos mercados cativo e regulado, nesta proposta serão considerados mecanismos direcionados, a priori, podendo, em um cenário futuro de total abertura do mercado de energia elétrica, ser considerado um mecanismo com base no mercado.

Há uma outra distinção proposta pela European Commission (2016) em função do produto entregue, baseada na quantidade ou baseada no preço da capacidade entregue. Para garantir a segurança do suprimento e atendimento a ponta do sistema, no mercado cativo, através de leilões regulados, talvez seja mais interessante um mercado baseado em quantidade iniciamente, com preços mais elevados de reserva de potência e quando o mercado estiver mais maduro, este poderia ser baseado no preço. Já no mercado livre, poderia ser proposto um mercado baseado no preço, pois os consumidores deste mercado já estão habituados à volatilidade característica de um mercado aberto.

Seja no mercado cativo ou livre, as metodologias de determinação do requisito de capacidade como definido por EPE -DEE-NT-037/2021 podem e devem ser usadas (VaR, CVaR ou LOLP).

Na sequência serão apresentadas duas alternativas propostas para viabilizar as fontes de armazenamento de energia, em especial, as hidrelétricas reversíveis, no mercado cativo: a Proposta 1 será de um Leilão de Capacidade e a Proposta 2 de um Leilão Multiatributo. Por fim, para o mercado livre, será apresentada a Proposta 3 de um Mercado de Capacidade.

## **5.1 Mercado cativo**

Como mencionado anteriormente, talvez seja mais seguro, à princípio, definir um mecanismo baseado em quantidade, iniciamente. Este mecanismo poderia ser feito através da definição de uma reserva estratégica, com uma reserva de capacidade formada fora dos mercados de energia e somente ativada se o fornecimento no mercado livre não for capaz de atender a demanda.

Outra opção seria estabelecer um mercado de capacidade com comprador centralizado, se situando em uma abordagem ampla e baseada no volume. Todos os participantes do mercado poderiam ser autorizados a participar do certame, com sua capacidade garantida. O volume necessário seria determinado antecipadamente pelo Operador Nacional do Sistema e o preço seria determinado pelo mercado (preço de compensação nos leilões de capacidade).

Para fins de cálculo da remuneração, caso a reserva estratégica fosse acionada, esta poderia se basear no preço de desequilíbrio proposto pela European Commission (2017).

Nas subseções a seguir, serão apresentadas, a propostas 1 e 2, relativas ao Leilão de Capacidade e ao Leilão Multiatributo.

### **5.1.1 Proposta 1 - Leilão de Capacidade**

O objetivo fundamental de um mercado de capacidade é fornecer o montante de capacidade que otimize (minimize) a duração dos apagões. Este problema é chamado de problema de adequação, o qual, os mercados de capacidade tentam resolver (Cramton et al., 2013). O cerne deste problema é estabelecer o *trade-off* entre mais capacidade e mais apagões.

Quanto à definição de tal montante demandado, assim, como no leilão de capacidade definido pela Portaria nº 518, 2021, este deve ser determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de estudos promovidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS), respeitando os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), respeitando o *trade-off* mencionado anteriormente.

Diferentemente do leilão definido pela Portaria nº 518 (2021) que permite uma receita fixa (RF) para sistemas termelétricos com inflexibilidade operativa de geração anual na faixa entre 10% e 30%, em um leilão com a participação de sistemas de armazenamento, esta inflexibilidade poderia ser ainda mais restritiva, até um limite 10%. Isto faria com que os empreendedores participantes do Leilão de Capacidade tendessem a considerar o armazenamento como uma alternativa de aumentar sua flexibilidade. Assim, haveria uma tendência de implementação de sistemas híbridos, incluisive renováveis intermitentes com baterias e empreendimentos de hidrelétricas reversíveis, que é “híbrida por natureza”).

Esta é uma experiência que já vem sendo adotada nos Leilões dos Sistemas Isolados (EPE-DEE-NT-065/2020-r1), sendo que a diferença deste leilão para o Leilaão de Capacidade definido pela Portaria nº 518 (2021) é que o empreendedor deve entregar além da capacidade máxima de potência **(Pdmax), a energia totalmente flexivel, para suprir toda a carga.** Assim, as premissas de operação devem atender a uma flexibilidade de entrega de potência e energia de 100%, durante 24 horas por dia, sete dias por semana (condição de disponibilidade 24/7). Esta condição exige que o sistema possua uma reserva de combustível para paradas de manutenção com a RF que será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros custos, os custos para operação contínua e despacho a qualquer momento. Para garantir esta determinação, no contrato, deveria haver no Leilão dos Sistemas Isolados, uma cláusula de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa (RF) por Indisponibilidade e/ou Restrição Operativa.

Nos Leilões dos Sistemas Isolados, para se atender a esta premissa, há uma alternativa em estudo para operação nestes sistemas que é a utilização de armazenamento de energia em complemento aos grupos de geradores a diesel (EPE-DEE-RE-023/2018-r3). Este tipo de sistema híbrido faz sentido nos Sistemas Isolados, porque há uma infraestrutura de diesel criada para atender a este sistema. No caso dos leilões no sistema Interligado Nacional, as fontes híbridas poderiam ser renováveis operando com baterias ou usinas hidrelétricas reversíveis.

Esta é uma proposta cujas as externalidades ainda são consideradas de forma “ad hoc”, que tende a rejeitar a priori soluções alternativas de fornecimento de energia, (Leite e Calili, 2021), apesar de se ter um ganho em relação aos leilões hoje realizados no país. Assim, há a necessidade de se criar um modelo que considere, de forma integrada dentro do leilão, não somente aspectos relativos ao custo de produção da energia e potência, mas também atributos de confiabilidade e outros atributos de projetos (como impactos ambientais e sociais, por exemplo).

No sentido de criar uma solução ao tratamento “ad hoc” em leilões de energia, surge o conceito de leilão multiatributos, em que uma proposta para inserção de fontes de armazenamento de energia, inclusive usinas hidrelétricas reversíveis, é considerada. Esta é uma metodologia que tende a considerar a análise custo-benefício para quantificar as vantagens de uma tecnologia ou política por meio de índices de comparação.

Na seção seguinte será apresentada a segunda proposta, considerando a possiblidade de se implementar um Leilão Multiatributo no Brasil.

### **5.1.2 Proposta 2 - Leilão Multiatributo**

Antes de qualquer coisa, vale uma ressalva; a proposta aqui apresentada, embora promissora, ainda está num estágio bem inicial de discussão. A ideia é trazer *insights* para os agentes e os tomadores de decisão com fins de aprimoramento desta proposta.

Os atributos considerados nesta proposta têm por base, além dos propostos por Celestino (2017), PSR e LACTEC (2014) e Leite e Calili (2021), outros atributos relacionados aos serviços ancilares, que podem trazer maior confiabilidade para o sistema. Faz-se necessário lembrar que os atributos propostos por estes autores são: Atendimento à ponta do sistema elétrico; Despachabilidade; Custos de transmissão; Localização; Tempo de implementação; Impacto Ambiental; Impacto Social.

A opção de considerar os serviços ancilares como atributos a serem avaliados em um Leilão Multiatributo se baseia no fato de que, nos estudos prévios sobre serviços remuneráveis para sistemas de armazenamento e usinas hidrelétricas reversíveis, estes tipos de serviços sistêmicos são sempre citados.

Para incorporação dos atributos, foram consideradas as metodologias propostas por PSR e LACTEC (2014) e Leite e Calili (2021), porém, ao invés de se considerar uma parcela adicional ao índice custo-benefício (ICB) calculado, considerou-se um índice benefício- custo, onde todos os atributos são monetizados. Esta metodologia está em linhas com o “Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura”, de março de 2021, publicado pelo Ministério da Economia.

A proposta consiste em apresentar uma fórmula para a valoração financeira de determinados atributos que podem estar envolvidos em leilões de energia multiatributo, a fim de permitir a livre competição entre diversas fontes de energia participantes destes leilões, sem qualquer discriminação.

IBC

Onde:

- Energia gerada (Wh);

- Lastro de capacidade (W);

- Lastro de produção (Wmed);

- Confiabilidade (unidade de );

- Reserva operativa (unidade de );

- Suporte de Reativos gerados (“absorção dos reativos”);

*-* Investimento da planta na data do leilão, considerando os custos de impactos sociais e os custos de O&M;

- Tempo de resposta do *Black Start* (min);

- Emissão de gases de efeito estufa ();

- Área útil (ha).

Todas variáveis acima descritas (atributos), exceto *I*, seriam definidas a priori, conforme as características de cada tecnologia e estudos de garantia de entrega daqueles montantes. Para cada uma, deveria haver um processo de mensuração bem definido. Neste modelo, há incentivo para que se tenham investimentos em sistemas híbridos. Por exemplo, uma planta solar que não consegue entregar valor para o atributo confiabilidade, pode inserir no seu projeto, um sistema de armazenamento a fim de aumentar o valor deste atributo.

Os valores R$/Wh, R$/W, R$/WMed, R$/VAr, R$/”Conf”, R$/min, R$/tCO2eq, R$/ha seriam definidos pelo governo, sendo aqui denominados, “fatores de remuneração”. Este é ponto que pode causar muitas discussões, pois cada investidor pode tentar influenciar o governo a remunerar os atributos que trazem maior valor para o seu projeto.

Outra forma de um atributo se tornar mais competitivo no leilão, é reduzir o custo *I*, que considera investimento da planta na data do leilão, considerando os custos de impactos sociais e os custos de O&M. A ideia é se ter um proxy do valor social presente líquido (VSPL), proposto pelo Ministério da Economia (2021), mas sem considerar as receitas, as quais, devem estar inseridas aos benefícios (numerador da equação anterior).

A definição dos próprios atributos a serem considerados nos leilões carece de uma discussão mais ampla e modelos mais simples da equação acima poderiam ser utilizados inicialmente e, conforme houvesse um maior amadurecimento do mecanismo proposto, outros atributos poderiam ser considerados. Sugere-se, a priori, que se considere como Benefícios, apenas os atributos de Energia gerada (Wh), Lastro de capacidade (W) e Lastro de produção (Wmed) e como Custos, apenas os Investimentos na planta na data do leilão, considerando os custos de impactos sociais e os custos de O&M.

Nesta seção foram apresentadas as duas propostas para o mercado cativo. Na próxima seção, será apresentada a proposta para o mercado livre que seria um mercado de capacidade baseado na livre negociação.

## **5.2 Mercado livre**

## **5.2.1 Proposta 3: Mercado de Capacidade**

Para o mercado livre seria interessante, que o mercado fosse baseado em preço (European Commission, 2016), inicialmente, considerando que os pagamentos da capacidade almejada para plantas específicas representam um mecanismo direcionado e baseado em preços. Assim, o ONS, juntamente com o ministério ou regulador determinariam o preço da capacidade. Normalmente, apenas um grupo de participantes do mercado, como operadores de uma determinada tecnologia de geração (por exemplo, usinas flexíveis para suprir a demanda de pico) recebem pagamentos de capacidade.

Num cenário futuro, quando o mercado de capacidade estivesse mais maduro, poderia ser proposto um mecanismo de remuneração com obrigações de capacidade descentralizada, em que os fornecedores são obrigados a contratar capacidade suficiente para atender com segurança, ao consumo de seus clientes.

Num cenário ainda mais a frente, quando o mercado estivesse mais aberto no Brasil, poderia ser adotado um mecanismo de remuneração de capacidade com base no mercado, abrangendo todo o mercado e baseado no preço. O preço seria definido por uma autoridade central em um nível que deveria fornecer receita adicional para remunerar os participantes do mercado por seus custos fixos. Embora o ONS ficasse com a responsabilidade de definir a demanda de mercado, o preço seria definido pelo mercado, por meio da livre concorrência.

Neste caso, também há a necessidade de que o contrato possua uma cláusula de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa (RF) por Indisponibilidade e/ou Restrição Operativa.

As plantas que participam de uma reserva estratégica podem ser autorizadas a participarem dos mercados atacadistas de energia ou dos mercados de reserva de equilíbrio, mas estariam sujeitas a penalidades, caso não atendessem a seus contratos. Haveria também a possibilidade de honrar seus contratos através da compra de capacidade de outros participantes do mercado através de um mercado *spot*.

Assim, como proposto pela EPE (2019), pode-se adotar os três mecanismos propostos: (i) Reserva Estratégica, cujo processo de remuneração seria baseado em um pagamento fixado às unidades provedoras de tal reserva; (ii) Obrigação de Capacidade Ex Ante, em que a capacidade requerida pelo sistema é determinada por uma autoridade central, a qual definiria quais distribuidoras e comercializadoras de energia adquiriram tal volume de capacidade por meio de um contrato ex-ante; e (iii) Obrigação de Capacidade Ex Post – a única diferença em relação a (ii) é que o montante a ser contratado é conhecido a posteriori.

Talvez um mercado para serviços ancilares integrado ao mercado de capacidade, como acontece no Reino Unido, trouxesse fontes de receitas importantes que tornassem viáveis, as fontes de armazenamento, inclusive as reversíveis que ainda não possuem um custo efetivo ao sistema elétrico brasileiro. Pelo menos, atributos de Confiabilidade poderiam ser definidos como produtos. Neste mecanismo há a entrega de um volume físico de capacidade quando ocorre risco de segurança de suprimento ao sistema. O preço de exercício (*strike* price) de uma opção é estabelecido como sendo uma medida de segurança do suprimento, colocando um teto de preço no mercado. Este produto seria um derivativo, que serviria como um *Hedge* para o mercado. Esta é uma grande tendência dos mercados mais modernos de eletricidade, que por serem mais líquidos, assemelham-se ao mercado de *commodities*.

Além disso, outros serviços ancilares poderiam ser considerados, bem como outros produtos, como a resposta a demanda, talvez no médio prazo, pois para a definição da linha base, estudos da dinâmica do mercado de capacidade deveriam ser considerados.

Em relação a caracterização e quantificação da oferta de lastros para cada fonte, a princípio, poderia ser utilizada a mesma premissa estabelecida por EPE e MME (2021) , na qual, foram definidos dois produtos que caracterizam a entrega de capacidade: o lastro de capacidade (em MW), que é caracterizado por entrega garantida de potência de curto prazo; e o lastro de produção (em MWmed), que é mensurado através de uma *proxy* da garantia física dos empreendimentos.

Em relação à fontes consideradas, não deveria haver discriminação, permitindo além das fontes intermitentes (solar e eólica), fontes termelétricas, fontes hidrelétricas (EPE e MME, 2021), tecnologias de armazenamento, inclusive as usinas hidrelétricas reversíveis.

## **5.3 Considerações sobre as propostas**

As três propostas aqui apresentadas anteriormente devem ser discutidas com os representantes de todos os agentes envolvidos no processo. Além disso, os órgãos de planejamento (EPE e ONS), bem como os órgãos reguladores do mercado de energia (ANEEL e ANP) deveriam ser envolvidos em tal discussão. Vale ressaltar, mais uma vez, que esta é uma proposta preliminar e que carece de maiores discussões e aprofundamento.

# **Referências bibliográficas**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 697/2015. Procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Disponível em:< [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>.](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf%3e.) Acesso em: 21 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 783/2017. Estabelecimento dos critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica, Setembro de 2017.

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017783.pdf>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

ALASSEUR, C.; FARHAT, H..; SAGUAN, M. A principal-agent approach to Capacity Remuneration Mechanisms. International Journal of Theoretical and Applied Finance, v. 23, n. 8, 2020.

BHAGWAT P, C.; DE VRIES L, J.; HOBBS B, F. Expert survey on capacity markets in the US: lessons for the EU. Utilities Policy, v.38, p.11‐17, 2017.

BICHLER, M. An experimental analysis of multi-attribute auctions. Decision Support Systems, v. 29, n. 3, p.249-268, 2000.

BICHLER, M.; KAUKAL, M.; SEGEV, A. Multi-attribute auctions for electronic procurement. Proceeding of the first IBM IAC Workshop, 1999.

BOUTE, A. Regulatory stability and renewable energy investment: The case of Kazakhstan. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.121, p.1-11, 2020.

BÜYÜKÖZKAN, G.; GÜLERYÜZ, S. An integrated DEMATEL-ANP approach for renewable energy resources selection in Turkey. International Journal of Production Economics, v.182, p. 435-448, 2017.

BÜYÜKÖZKAN, G.; KARABULUT, Y. Energy project performance evaluation with sustainability perspective. Energy, v.119, p. 549-560, 2017.

CELESTINO, N. Modelo AHP para avaliação e escolha de fontes de geração para a segurança da expansão de energia – análise do caso do Nordeste Brasileiro. Mimeo. 2017.

CHEN, P.; ZHANG, J. Research on Application of Multi-attribute Auction Based on Fuzzy Rought Set. Control and Decision Conference, 2009.

CORREIA, E. T.; CALILI, R. F.; LOUZADA, D. R. Regulatory model for micro and mini-generation distributed in Brazil: conditions for updating the current rules. In: 47TH IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC 47), 2020, Virtual Meeting, Calgary, AB, Canada. Anais Eletrônicos ... Disponível em: <[https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9300473>. Acesso em: 19 jun 2021.](https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9300473%3e.%20Acesso%20em:%2019%20jun%202021.)

CRAMTON, P., OCKENFELS, A., STOFT, S. Capacity market fundamentals. Economics of Energy and Environmental Policy, v.2, n.2, p.27-46, 2013.

CVITANI´C, D. POSSAMA¨I & N. TOUZI. Dynamic programming approach to principal-agent problems, Finance and Stochastics, v. 22, n.1, p.1–37, 2018.

DINÇER, H.; YÜKSEL, S. Multidimensional evaluation of global investments on the renewable energy with the integrated fuzzy decision-making model under the hesitancy. International Journal of Energy Research, v.43, n.5, p. 1775-1784, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) E MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). CIM | Lastro & Energia: Avanços metodológicos, Março de 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota técnica EPE-DEE-NT-037/2021-r0. Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade. Abril de 2021.

Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f86f01bd-dbb6-68c5-c4b6-77010b59f38a&groupId=36189>>. Acesso em: 18 jun.2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota técnica EPE-DEE-NT-065/2020-r1. Instruções para Elaboração e Apresentação de Propostas de Solução de Suprimento com vistas à participação no Leilão para Suprimento aos Sistemas Isolados de 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-508/Instru%C3%A7%C3%B5es%20do%20Leil%C3%A3o%20dos%20Sistems%20Isolados%202021-r1.pdf>>. Acesso em: 19 jun 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, revisão nº 2 (PDE (2030)). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia, 2019. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Lastro-Energia/Relat%C3%B3rio%20de%20apoio%20ao%20workshop%20lastro%20e%20energia.pdf>>. Acesso em 18 jun. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Resolução EPE-DEE-RE-023/2018-r3. Instruções para Elaboração e Apresentação de Propostas de Solução de Suprimento com vistas à participação nos Leilões para atendimento aos Sistemas Isolados. Disponível em:<<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-508/Instru%C3%A7%C3%B5es%20Gerais%20para%20os%20Leil%C3%B5es%20dos%20Sistemas%20Isolados.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2021.

ERDIN, C.; OZKAYA, G. Turkey’s 2023 Energy Strategies and Investment Opportunities for Renewable Energy Sources: Site Selection Based on ELECTRE. Sustainability, v.11, n.7.p.1-23,2019.

EUROPEAN COMMISSION. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 - establishing a guideline on electricity balancing, 2017. Disponível em: <[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195>](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195%3e) . Acesso em: 17 jun. 2021.

EUROPEAN COMMISSION. “Final Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms”, 2016. Disponível em:

<<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0752&from=EN>>. Acesso em: 17 jun. 2021.

EUROPEAN COMMISSION. “Regulation 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity”. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>>. Acesso em: 17 jun. 2021.

FABRA, N. A primer on capacity mechanisms: A simple yet powerful model of capacity mechanisms. Energy Economics, v.75, p. 323-335, 2018.

FUCHS, C.; MARQUARDT, K.; KASTEN, J.; SKAU, K. Wind turbines on German farms-an economic analysis. Energies, v.12, n. 1587, p.1-15, 2019.

GHOSE, D.; PRADHAN, S.; SHABBIRUDDIN. A Fuzzy-COPRAS Model for Analysis of Renewable Energy Sources in West Bengal, India (2019). Presented at the IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing, Chinnai, India, Julho de 2019. Anais Eletrônicos …

Disponível em:<<https://ieeexplore.ieee.org/document/8938344>>.

GISSEY, G.C.; DODDS, P.E.; RADCLIFFE, J. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 781-790, 2018.

GODET, M. Fore front: How to be rigorous with scenario planning. Journal of futures studies, Strategic thinking and policy. v.02, n. 01, p.04-09, 2000.

GOVERNO FEDERAL, DECRETO Nº 10.707 de 28 de maio de 2021. Regulamentação da contratação da reserva de capacidade, na forma de potência. Disponível em:

< <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Decreto/D10707.htm>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

HALL, D.; STRINGFELLOW, A. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18, Agosto de 2018. Disponível em:

<[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802\_annual\_report\_on\_the\_operation\_of\_cm\_2017-18\_final.pdf>.](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf%3e.) Acesso em: 18 jun. 2021.

INFRASTRUCTURE AND PROJECT AUTHORITY (IPA). Infrastructure Business Case: international guidance. H.M. Treasury, July 2020.

JOSKOW, P.L. “Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design.” Utilities Policy, v. 16, n.3, p. 159-170, 2008.

JOSKOW, P.L.; TIROLE, J. “Reliability and Competitive Electricity Markets.” Rand Journal of Economics, v.38, n.1, p. 68-84, 2007.

JOVANOVIĆ, D.; CVETKOVIĆ, D. Multiple decision making criteria in the implementation of renewable energy sources. Tehnicki Vjesnik, v. 25, n. 5, p. 1492-1496, 2018.

KEELEY, A.R.; MATSUMOTO, K. Relative significance of determinants of foreign direct investment in wind and solar energy in developing countries - AHP analysis. Energy Policy, v.123, p. 337-348, 2018.

KLEMPERER, P. The Product-Mix Auction: a New Auction Design for Differentiated Goods. Journal of European Economic Association. v.8, n. 2-3, p. 526-536, 2010.

KOZLOVA, M.; COLLAN, M. Renewable energy investment attractiveness: Enabling multi-criteria cross-regional analysis from the investors’ perspective. Renewable Energy, v.150, p. 382-400, 2020.

KUMAR, A.; SAHB, B.; SINGHC, A.R.; DENGA, Y., HEA, X.; KUMAR, P.; BANSAL, R.C. A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development.Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.69, p.596-609, 2017.

LEITE, D.A.; CALILI, R.F. Uma proposta de leilão de energia por atributos utilizando o Modelo AHP – Análise do caso Brasileiro, 2021 (Mimeo).

MARTINS, GUILHERME DE ANDRADE.; CALILI, RODRIGO FLORA.; ALMEIDA, MARIA FATIMA LUDOVICO DE. Modelo Fuzzy AHP-TOPSIS para avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Rio de Janeiro, 2017. 105p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

MARTINS, J.; MILES, J. A techno-economic assessment of battery business models in the UK electricity market. Energy Policy, vol.148, p.1-16, 2021.

MINISTÉRIO DA CASA CIVIL, GOVERNO FEDERAL. Diretrizes gerais e guia orientativo para a elaboração de análise de impacto regulatório, 2018. Disponível em: <[https://www.gov.br/casacivil/pt-br/centrais-de-conteudo/downloads/diretrizes-gerais-e-guia-orientativo\_final\_27-09-2018.pdf/view> . Acesso em: 17 jun. 2021.](https://www.gov.br/casacivil/pt-br/centrais-de-conteudo/downloads/diretrizes-gerais-e-guia-orientativo_final_27-09-2018.pdf/view%3e%20.%20Acesso%20em:%2015%20jun.%202021.)

MINISTÉRIO DA ECONOMIA (ME). Guia Geral de Análise Socioeconômica de Custo-Benefício de Projetos de Investimento em Infraestrutura, 2021. Disponível em: <[https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-e-manuais/guia-geral-acb.pdf/view>. Acesso em: 17 jun. 2021.](https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/guias-e-manuais/guia-geral-acb.pdf/view%3e.%20Acesso%20em:%2015%20jun.%202021.)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), GOVERNO FEDERAL. Consulta pública nº 033 de 5 de Julho de 2017. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo. Disponível em:

<[http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\_p\_id=consultapublicammeportlet\_WAR\_consultapublicammeportlet&p\_p\_lifecycle=0&p\_p\_state=normal&p\_p\_mode=view&p\_p\_col\_id=column-1&p\_p\_col\_count=1&\_consultapublicammeportlet\_WAR\_consultapublicammeportlet\_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272>.](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272) . Acesso em: 21 jun. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), GOVERNO FEDERAL. Portaria nº 518 de 28 de maio de 2021. Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, a partir de empreendimentos de geração novos e existentes que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN), denominado "Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021. Disponível em: < <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-518-de-28-de-maio-de-2021-322919817>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico). Indicators of Regulatory Policy and Governance for Latin America, p.1-4, 2019. Disponível em: <<https://www.oecd.org/governance/regulatory-policy/ireg-lac.htm>>. Acesso em: 17 jun. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 21.9. Análise técnica dos serviços ancilares. Revisão nº 1, com vigência a partir de 05/08/2009. Disponível em:< <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2021%2FSubm%C3%B3dulo%2021.9%2FSubm%C3%B3dulo%2021.9_Rev_1.0.pdf>>. Acesso em: 21 jun.2021.

OZORHON, B., BATMAZ, A., CAGLAYAN, S. Generating a framework to facilitate decision making in renewable energy investments. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.95, p. 217-226, 2018.

PASSEY, R.; SPOONER, T.; MACGILLI, W,M.; SYNGELLAKIS, K. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: a review of technical and non-technical factors. Energy Policy, v.39, n. 62, p.80-90, 2011.

PHAM, L. Multi-attribute online reverse auctions: Recent research trends, 2015. Disponível em: <[www.elsevier.com/locate/ejor](file:///C:\Users\guilh\Downloads\www.elsevier.com\locate\ejor)>. Acesso em 10 jun.2021.

PHILIPPE JORION. Book: Value at Risk - The New Benchmark for Managing Financial Risk 3rd Ed 2007.

PSR.; LACTEC. Projeto PD-6491-0279/2012 - Aperfeiçoamento do processo de contratação da expansão do parque gerador. Associação dos Produtores Independentes de Energia - APINE. Curitiba, 2014.

PUGL-PICHLER, C.; TYMA, F.; SU¨SSENBACHER, W.; BLUME-WERRY, E.; TODEM, C. Capacity remuneration mechanisms on European electricity markets-legal basis and actual implementation status. Journal of World Energy Law and Business, v. 13, p. 498-517, 2020.

ROEHL, J.; CALILI, R, F.; LOUZADA, D. Metodologia de escolha de indicadores para avaliar as tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis - perspectiva do investidor. Apresentado no 50° Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO 2018), PUC-RIO, Rio de Janeiro, Brasil. Anais Eletrônicos... Disponível em: <[https://proceedings.science/sbpo/papers/metodologia-de-escolha-de-indicadores-para-avaliar-as-tecnologias-de-geracao-de-energia-eletrica-a-partir-de-fontes-reno>](https://proceedings.science/sbpo/papers/metodologia-de-escolha-de-indicadores-para-avaliar-as-tecnologias-de-geracao-de-energia-eletrica-a-partir-de-fontes-reno%3e) . Acesso em: 19 jun. 2021.

ROEHL JR, JOÃO LUIS PASCAL.; CALILI, RODRIGO FLORA.; OLIVEIRA, ISABEL ALVES DE. A perspectiva do investidor na seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis: uma abordagem multicritério. Rio de Janeiro, 2020. 157p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

SALEH, M.J.A.H.; ABDULLA, S.A.A.H.; ALTAWEEL, A.M.A.A.; QAMBER, I.S. LOLP and LOLE Calculation for Smart Cities Power Plants. Presented at the International Conference on Innovation and Intelligence for Informatics, Computing, and Technologies (3ICT). Sakhier, Bahrain, Setembro de 2019. Anais Eletrônicos... Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8910296>>. Acesso em: 18 jun. 2021.

SHI, W; BAO, Z.; WANG, J.; LU, N.; ZHU, F.; SHEN, J. A privacy-preserving degree-matching multi-attribute auction scheme in the smart grid auction market. Pers Unbiquit Computer. v. 21, p. 779-789, 2017.

STASCHUS, K.; DAVIDSON, J.; GROSS, GEORGE; et al. A Multi-attribute evaluation framework for electric resource acquisition in California. International Journal of Electrical Power & energy Systems. V. 13, n.2, p-73-80, 1991.

STAUFFER, R. An Innovative Money Multiplier. The American Economist, v.50, n.2, p.58-64, 2006.

STRBAC, G.; AUNEDI, M.; PUDJIANTO, D.; DJAPIC, P.; TENG, F.; STURT, A, et al. Strategic assessment of the role and value of energy storage systems in the UK low carbon energy future. Energy Futures Lab Report Carbon Trust, 2012. Disponível em: <www.carbontrust.com>. Acesso em: 11 jun. 2021.

TALLURI, S.; RAGATZ G. L. Multiattribute Reverse Auctions in B2B Exchanges: A Framework for Design and Implementation. Journal of Supply Chain Management, p. 52-60, 2004.

TEICH, J. E.; WALLENIUS, H.; WALLENIUS, J.; ZAITSEV, A. A multi-attribute e-auction mechanism for procurement: theoretical foundation. European Journal of Operational Research. v. 175, n. 1, p. 90-100, 2006.

TEIXEIRA, R. S. D.; CALILI, RODRIGO F.; LOUZADA, D. R. Binomial Rate for Low Voltage Consumers in Brazil: Conditions for Successful Implementation. In: 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2019, Marseille, France. EU PVSEC 2019 Proceedings. Munique: WIP. Renewable Energies, v. 1. p. 2019-2024, 2019.

UNITED KINGDOM (UK) GOVERNMENT. The Green Book: appraisal and evaluation in central government. Disponível em: <[https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-governent>. Acesso em: 19 jun. 2021.](https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-governent%3e.%20Acesso%20em:%2019%20jun.%202021.)

WANG, S.; LI, W.; DINCER, H.; YUKSEL, S. Recognitive Approach to the Energy Policies and Investments in Renewable Energy Resources via the Fuzzy Hybrid Models. Energies , v.12, n.23, ed.4536, p.1-17, 2019.

WU, Y., XU, C., ZHANG, T. Evaluation of renewable power sources using a fuzzy MCDM based on cumulative prospect theory: A case in China. Energy, v.147, p. 1227-1239, 2018.

YAZDANI, M.; CHATTERJEE, P.; ZAVADSKAS, E.K.; STREIMIKIENE, D. A novel integrated decision-making approach for the evaluation and selection of renewable energy technologies. Clean Technologies and Environmental Policy, v.20**,** p.403-420, 2018.

ZAHEDI, A. A review of drivers, benefits, and challenges in integrating renewable energy sources into electricity grid. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p. 4775-4779, 2011.

# Anexo A

Quadro 8: Literatura sobre Critérios e Subcritérios/ Atributos. Fonte: Adaptado de Roehl, 2020, p.68.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **No.** | **CRITÉRIO** | **SUBCRITÉRIO/ATRIBUTO** | **LITERATURA** |
| 1 | Técnico | Eficiência | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 2 | Técnico | Confiabilidade | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 3 | Técnico | Maturidade tecnológica | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 4 | Técnico | Mão-de-obra qualificada | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) |
| 5 | Técnico | Tempo de implementação | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 6 | Técnico | Quantidade de energia elétrica produzida | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 7 | Técnico | Riscos de implantação e operação | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Kumar et al (2017) |
| 8 | Técnico | Facilidade de descentralização | Kumar et al (2017) |
| 9 | Técnico | Tamanho mínimo da planta (modularidade) | Kumar et al (2017) |
| 10 | Técnico | Inovações da tecnologia | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 11 | Técnico | Capacidade nominal da tecnologia | Kumar et al (2017) |
| 12 | Técnico | Fator de capacidade | Kozlova, M., Collan, M. (2020) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Kumar et al (2017) |
| 13 | Técnico | Segurança no fornecimento de energia | Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Kumar et al (2017) |
| 14 | Técnico | Possibilidade de cogeração (calor e eletricidade) | Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) |
| 15 | Técnico | Resposta a carga de pico | Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) |
| 16 | Técnico | Horas planejadas de trabalho | Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) |
| 17 | Técnico | Durabilidade da tecnologia | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 18 | Ambiental | Emissões de CO2eq | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 19 | Ambiental | Uso da terra (área requerida) | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 20 | Ambiental | Impacto no cultivo sustentável (agricultura, pesca, etc.) | Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 21 | Ambiental | Impactos no ecossistema | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 22 | Ambiental | Simplicidade no Licenciamento | Fuchs, C., Marquardt, K., Kasten, J., Skau, K. (2019) |
| 23 | Ambiental | Qualidade ambiental | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 24 | Ambiental | Uso de água | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 25 | Ambiental | Uso de energia | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 26 | Ambiental | uso de matérias-primas | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 27 | Ambiental | Geração de ruídos | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Kumar et al (2017) |
| 28 | Ambiental | Impacto visual | KUMAR et al (2017) |
| 29 | Ambiental | Potencial de toxicidade humana | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Kumar et al (2017) |
| 30 | Ambiental | Geração de resíduos | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 31 | Econômico | Custo de investimento | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 32 | Econômico | Custos de operação e manutenção | Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 33 | Econômico | Custos nivelados de energia | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 34 | Econômico | Custos de R&D | Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 35 | Econômico | Custos em moeda estrangeira | Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Kumar et al. (2017) |
| 36 | Econômico | Custos Socio Ambientais | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 37 | Econômico | Custos de mão de obra | Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) |
| 38 | Econômico | Custos fixos | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 39 | Econômico | Custos variáveis | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 40 | Econômico | Custos de Desmobilização | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 41 | Econômico | Disponibilidade e atratividade de Financiamentos | Fuchs, C., Marquardt, K., Kasten, J., Skau, K. (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 42 | Econômico | Capital Inicial | Fuchs, C., Marquardt, K., Kasten, J., Skau, K. (2019) |
| 43 | Econômico | Contribuição para a economia | Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Kumar et al. (2017) |
| 44 | Econômico | Riscos de investimento | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) |
| 45 | Econômico | Retorno de investimentos | Kozlova, M., Collan, M. (2020) / Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et Al (2017) |
| 46 | Econômico | Conjuntura macroeconômica local | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 47 | Econômico | Facilidade de acesso à terra | Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) |
| 48 | Social | Aceitação social | Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) /Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 49 | Social | Geração de empregos | Ghose, D., Pradhan, S., Shabbiruddin (2019) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 50 | Social | Satisfação no trabalho | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 51 | Social | Saúde e Segurança operacional | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) |
| 52 | Social | Histórico de acidentes fatais | Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) |
| 53 | Social | Expectativa de acidentes severos futuros | Yazdani, M., Chatterjee, P., Zavadskas, E.K., Streimikiene, D. (2018) |
| 54 | Social | Benefícios e influências para sociedade (educação, cultura etc.) | Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 55 | Institucional | Regulamentação jurídica das atividades | Boute, A. (2020) / Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Erdin, C., Ozkaya, G. (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 56 | Institucional | Estabilidade Regulatória | Boute, A. (2020) / Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) |
| 57 | Institucional | Compatibilidade com políticas públicas | Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 58 | Institucional | Apoio do governo e instituições politicas | Boute, A. (2020) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 59 | Institucional | Políticas de suporte econômico (subsídios, incentivos fiscais, etc.) | Boute, A. (2020) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 60 | Institucional | Dependência externa- conformidade com regulamentações internacionais | Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) |
| 61 | Mercado | Potencial de mercado | Kozlova, M., Collan, M. (2020) / Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) |
| 62 | Mercado | Confiança no mercado | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 63 | Mercado | Acesso a clientes potenciais | Dincer, H., Yuksel, S. (2019) |
| 64 | Mercado | Aumento expectativa clientes | Dincer, H., Yuksel, S. (2019) |
| 65 | Mercado | Customização | Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) |
| 66 | Mercado | Poder de compra | Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) |
| 67 | Mercado | Competitividade | KUMAR et al (2017) |
| 68 | Capacitação | Desenvolvimento tecnológico empresa | Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) |
| 69 | Capacitação | Desenvolvimento através de treinamento | Büyüközkan, G., Karabulut, Y. (2017) / Dincer, H., Yuksel, S. (2019) |
| 70 | Capacitação | Benchmarking | Dincer, H., Yuksel, S. (2019) |
| 71 | Capacitação | Experiência do Investidor | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Dinçer, H., Yüksel, S. (2019) |
| 72 | Capacitação | Perfil de risco do investidor | Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) |
| 73 | Condições Naturais | Riscos do Clima -Mudanças climáticas | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Kumar et al (2017) |
| 74 | Condições Naturais | Disponibilidade de recursos | Kozlova, M., Collan, M. (2020) / Erdin, C., Ozkaya, G. (2019) / Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Ozorhon, B., Batmaz, A., Caglayan, S. (2018) / Jovanović, D., Cvetković, D. (2018) / Wu, Y., Xu, C., Zhang, T. (2018) / Büyüközkan, G., Güleryüz, S. (2017) / Kumar et al (2017) |
| 75 | Condições Naturais | Condições Geográficas | Wang, S., Li, W., Dincer, H., Yuksel, S. (2019) / Erdin, C., Ozkaya, G. (2019) |
| 76 | Condições Naturais | Riscos de desastres | Keeley, A.R., Matsumoto, K. (2018) / Kumar et al (2017) |