

CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS FONTES DE GERAÇÃO ELÉTRICA

Preparado para



Setembro de 2018

CADERNO PRINCIPAL

Sumário

Resumo executivo	8
1 Introdução	14
1.1 Os múltiplos objetivos no suprimento de energia elétrica.....	15
1.2 Limitações do processo atual de suprimento de energia	15
1.3 Objetivo do estudo	16
1.4 Organização deste caderno	17
2 Visão Geral da metodologia	18
2.1 LCOE	18
2.2 Serviços prestados pelo gerador além da produção de energia	19
2.3 Custos de infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador.....	19
2.4 Subsídios e isenções.....	20
2.5 Custos ambientais	20
2.6 Etapas principais do estudo e ferramentas analíticas	20
2.7 Caso analisado no projeto.....	22
2.7.1 Importância da representação horária	23
2.7.2 Tecnologias analisadas (Cenário de referência PDE 2026)	24
3 Custos de Investimento e Operação - CAPEX e OPEX	25
4 Serviços de Geração	27
4.1 Serviço de modulação e sazonalização	27
4.1.1 Motivação - Limitação do LCOE	27
4.1.2 Metodologia para valoração dos serviços de modulação e sazonalização	27
4.1.3 Ajuste por incerteza	28
4.2 Serviço de robustez.....	29
4.2.1 Contribuição das fontes para o serviço de Robustez.....	30
4.2.2 Metodologia para valoração.....	30
4.3 Serviço de Confiabilidade.....	31
4.3.1 Metodologia para valoração	31
4.4 Resultados dos Serviços de Geração.....	32

5 Custos de Infraestrutura.....	35
5.1 Reserva probabilística de geração	35
5.1.1 Metodologia para valoração.....	35
5.1.2 Resultado	37
5.2 Equilíbrio de frequência (Inércia).....	37
5.2.1 Metodologia para valoração da Inércia	38
5.2.2 Resultados.....	39
5.3 Infraestrutura de transporte.....	40
5.3.1 Visão geral da metodologia	41
5.3.2 Custos de transporte.....	42
5.3.3 Suporte de Reativo	45
5.3.4 Custo de perdas	47
5.3.5 Resultados dos custos de infraestrutura	49
6 Subsídios e Incentivos	51
6.1 Metodologia para cálculo do impacto dos subsídios e isenções no preço da energia. 51	
6.2 Premissas	52
6.2.1 Encargos do setor de energia elétrica	52
6.2.2 Tributos.....	53
6.2.3 Financiamento	53
6.2.4 Subsídios e incentivos não considerados.....	54
6.3 Resultados.....	55
7 Custos ambientais	59
7.1 Precificação de carbono.....	59
7.2 Metodologia.....	60
7.3 Premissas	60
7.4 Resultados.....	62
8 Análises de Sensibilidade.....	64
8.1 Cenários de sensibilidade	64
8.2 Resultados.....	67

8.2.1 Serviço de geração: modulação e sazonalização	67
8.2.2 Custos de infraestrutura: reserva probabilística dinâmica	68
9 Conclusões do Estudo.....	69

Figura

Figura 1 – Nova decomposição para os custos da geração.....	18
Figura 2 – Etapas principais do estudo e ferramentas analíticas.....	22
Figura 3 – Custos marginal de operação do Caso Base - mês de março/2026.....	23
Figura 4 – Custos marginais de operação do Caso Base - ano de 2026.....	24
Figura 5 – Levelized Cost of Energy – LCOE.....	26
Figura 6 – Metodologia para valoração dos serviços de modulação e sazonalização.....	28
Figura 7 – Ajuste ao risco através da metodologia CVaR.....	29
Figura 8 – Atributo de robustez para usinas termelétricas.....	30
Figura 9 – Metodologia: Contribuição das fontes para o serviço de Robustez.....	30
Figura 10 – Resultados dos serviços de geração.....	33
Figura 11 – LCOE + Serviços de geração.....	34
Figura 12 – Critério de frequência mínima para o cálculo do requisito de inércia do sistema.....	38
Figura 13 – Cenários do PDE 2026 considerados nas simulações.....	39
Figura 14 – Rateio da RAP total paga às transmissoras.....	42
Figura 15 – Separação das parcelas de custo total da RAP.....	42
Figura 16 – Metodologia Nodal x Metodologia Aumann-Shapley.....	44
Figura 17 – Custo de suporte de reativo por linha de transmissão.....	46
Figura 18 – TUST Reativo por gerador.....	47
Figura 19 – Alocação das perdas em [%] da rede de transmissão para geradores do sistema.....	48
Figura 20 – Custos de infraestrutura.....	49
Figura 21 – LCOE + serviços de geração + custos de infraestrutura.....	50
Figura 22 – Metodologia para cálculo do impacto dos subsídios.....	51
Figura 23 – Custo com subsídios e incentivos.....	56
Figura 24 – LCOE + serviços de geração + custos de infraestrutura + custos com subsídios e incentivos.....	57
Figura 25 – Impacto dos subsídios e incentivos.....	58
Figura 26 – Dispersão dos preços do carbono em diferentes alternativas (fonte: Banco Mundial, 2018).....	61

Figura 27 – Custo das fontes (preço do carbono = 10 US\$/tCO ₂ e)	62
Figura 28 – Custo das fontes (preço do carbono = 55 US\$/tCO ₂ e)	63
Figura 29 – Casos de sensibilidade analisados no projeto	64
Figura 30 – Matriz elétrica dos Casos de Sensibilidade.....	65
Figura 31 – Custos marginais de operação mensais – casos de sensibilidade	66
Figura 32 – Custos marginais de operação horários – casos de sensibilidade.....	67

Tabela

Tabela 1 – Alocação dos custos da reserva probabilística de geração.....	37
Tabela 2 – Resultado da metodologia de valoração da Inércia.....	40
Tabela 3 – Resultado do cálculo do custo de transporte para as usinas de expansão do sistema.	45
Tabela 4 – Resultado do cálculo do custo de perdas para as usinas de expansão do sistema.	49
Tabela 5 – Cálculo do $LCOE_p$ padronizado.....	52
Tabela 6 – Cálculo do $LCOE_e$ específico.....	52
Tabela 7 – Cálculo do $LCOE_p$ padronizado.....	53
Tabela 8 – Cálculo do $LCOE_e$ específico.....	53
Tabela 9 – Cálculo do $LCOE_p$ padronizado.....	53
Tabela 10 – Cálculo do $LCOE_e$ específico.....	54
Tabela 11 – Fatores de emissão.....	60
Tabela 12 – Custo de emissões.....	62
Tabela 13 – Sensibilidade no valor da modulação e sazonalização.....	67
Tabela 14 – Sensibilidade no valor da reserva probabilística.....	68

RESUMO EXECUTIVO

Motivação

O maior desafio do suprimento de energia do setor elétrico de qualquer país é garantir o atendimento da demanda com confiabilidade, economicidade e sustentabilidade. No caso do Brasil, os leilões de energia nova do Ambiente de Contratação Regulada formam o principal “motor” para a expansão da oferta de geração.

O produto oferecido nesses leilões é um contrato de energia capaz de atender um volume em MWh/ano, distribuído ao longo dos meses. No entanto, existem serviços adicionais ao suprimento puro de energia que as usinas podem prover, como a capacidade de atendimento à demanda máxima (ou ponta) do sistema. A ênfase dos leilões apenas no serviço “energia” foi possível na ocasião do marco legal do setor em 2004, pela Lei 10.848/2004, devido à grande participação de usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água, as quais, por exemplo, se encarregavam de quase toda a modulação da ponta.

Como a comparação entre as diferentes ofertas nos leilões é realizada apenas pelo preço da energia (no caso dos contratos por quantidade) ou pela expectativa do custo da energia para o consumidor (no caso dos contratos por disponibilidade), as externalidades referentes a todos os serviços – ou atributos – que cada fonte de geração pode prestar a um sistema de potência não são valoradas explicitamente. Além disso, existem subsídios e incentivos fiscais, financeiros e tributários adicionais dados aos geradores que afetam o preço final da energia, influenciando também o resultado dos leilões. Assim, o preço final dos leilões de energia não reflete todos os custos e benefícios de cada fonte para o setor elétrico e para a sociedade.

Esse fato tornou-se mais evidente com a profunda mudança no “mix” da matriz de geração desde a implementação dos primeiros leilões de energia, com destaque para a geração termelétrica a gás natural e à entrada maciça de geração eólica. Com isto, as hidrelétricas atingiram seu máximo limite na provisão de determinados serviços, considerando a configuração de geração e transmissão atual, que passaram a ser supridos por outros recursos. Um exemplo atual desse esgotamento sistêmico é o uso atual de termelétricas para compensar a variabilidade da geração eólica na região Nordeste. O resultado foi uma perda de eficiência na operação energética do sistema, com custos de combustíveis fósseis muito elevados e um aumento igualmente significativo nas emissões de CO₂.

Em resumo, o modelo simplificado de contratação, ao não ser atualizado, trouxe uma ineficiência para a economia/sociedade. Outro problema foi o surgimento de uma discussão polarizada – e confusa – sobre as fontes (por exemplo, alguns defendem a construção maciça de energia solar enquanto outros argumentam que é fundamental construir térmicas a gás operando na base) em vez de se discutir o melhor atendimento dos atributos por meio de um portfólio de fontes.

Objetivo do estudo

Este trabalho contribui para um melhor entendimento, por parte da sociedade, das questões de limitação de valoração do aporte eletro energético das fontes para o sistema, descritas acima. O objetivo geral do estudo é avaliar custos e benefícios reais de cada fonte de geração, considerando a contribuição de seus respectivos atributos para o atendimento dos diversos objetivos da operação do sistema elétrico.

Ressalta-se que o objetivo não é a criação de uma nova metodologia de precificação das fontes nos leilões de energia elétrica ou nos leilões de contratação de lastro para o sistema; e nem uma proposta para o aperfeiçoamento do planejamento da expansão do parque gerador. No entanto, as metodologias propostas neste projeto, bem como os seus resultados, são o ponto de partida para as discussões sobre esses temas.

Metodologia

A metodologia proposta neste estudo tem como objetivo o cálculo do custo total da geração através da valoração dos atributos de cada fonte de geração. Nesta metodologia, é realizada uma nova decomposição para os custos da geração nos seguintes grupos de atributos:



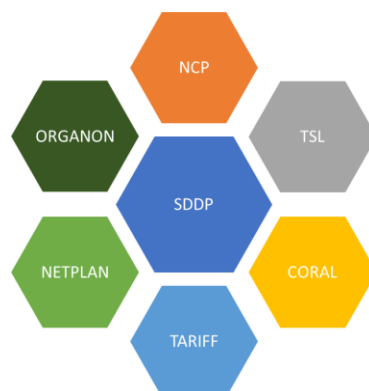
Decomposição dos custos de geração

1. Custos de Investimento e Operação – CAPEX e OPEX: é utilizada a medida tradicional LCOE (Levelized Cost of Energy) como método de reavaliação dos custos necessários para a recuperação do investimento e de operação.
2. Serviços prestados pelo gerador além da produção de energia
 - **Modulação e sazonalização:** é a capacidade do gerador de atender o perfil horário de demanda ao longo do mês (modulação) e atender o perfil mensal da demanda ao longo do ano (sazonalização).

- **Robustez:** é a capacidade do gerador de produzir energia acima do que seria requerido no despacho econômico. Constitui uma reserva de geração estrutural para o sistema.
 - **Confiabilidade:** é a capacidade do gerador de injetar potência no sistema para evitar interrupção no fornecimento causada por falta de capacidade de geração devido a quebras nos geradores.
3. Custos de infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador
- **Rede de transmissão:** representa a componente do custo de infraestrutura de transmissão, ou distribuição, para geradores conectados na rede de distribuição, que deve ser alocada a cada gerador;
 - **Perdas:** são as perdas ôhmicas na rede de transmissão.
 - **Suporte de reativo:** representa a componente do custo de infraestrutura de suporte reativo dos capacitores e reatores do sistema que deve ser alocada a cada gerador. Inclui o custo evitado da injeção de reativo dos geradores;
 - **Reserva probabilística de geração:** representa a componente do custo da infraestrutura de equipamentos de resposta rápida, necessários para absorver as variações não previsíveis da demanda e produção renovável, que deve ser alocada a cada gerador.
 - **Serviço de inércia:** representa a componente do custo da infraestrutura de equipamentos com inércia, para permitir o equilíbrio entre oferta e geração dentro da faixa de frequência operativa, a qual deve ser alocada a cada gerador.
4. Subsídios e isenções: representa o custo total pago pelo consumidor e/ou contribuinte devido a diversos incentivos e isenções oferecidos aos geradores.
5. Custos ambientais: são os custos para a sociedade relativos à emissão de gases de efeito estufa de cada fonte de geração de energia elétrica.

Foi desenvolvida uma metodologia específica para a avaliação de cada um dos serviços – ou atributos – mencionada anteriormente. Essa metodologia é apresentada em detalhes no Caderno Principal e é totalmente reprodutível considerando a utilização de ferramentas computacionais que permitem a modelagem do sistema em detalhes. O projeto possui ainda os cadernos “Serviços de Geração”, “Custos de Infraestrutura” e “Incentivos e Subsídios”, com o detalhamento das metodologias e das premissas utilizadas.

As ferramentas que viabilizaram as análises em detalhe do sistema elétrico brasileiro no estudo são apresentadas a seguir.



Ferramentas computacionais utilizadas no projeto

As simulações (probabilísticas) realizadas com os modelos¹ SDDP/NCP consideraram aspectos que não são levados em conta atualmente nas ferramentas oficiais de planejamento da operação e expansão, tais como detalhamento horário, restrições para atendimento à demanda de ponta e para atendimento às restrições de reserva girante; detalhamento da rede de transmissão; e variabilidade na produção eólica e solar.

Destaca-se que a lista de atributos considerados neste estudo não é exaustiva. Dessa forma, não foram considerados os seguintes atributos: (i) atributos socioambientais (adicionais à emissão de CO₂) tais como geração de emprego; desenvolvimento de cadeias produtivas e benefícios associados; desenvolvimento e melhora de condições socioeconômicas de comunidades locais; emissão de poluentes locais e regionais; uso do solo ou interações do nexo água-energia-solo, entre outros; (ii) benefício do menor tempo de construção para auxiliar no gerenciamento da incerteza no crescimento da demanda; (iii) maior incerteza com relação a atrasos e custo de investimento devido à concentração de investimentos em um único projeto; (iv) vida útil dos equipamentos.

Resultados

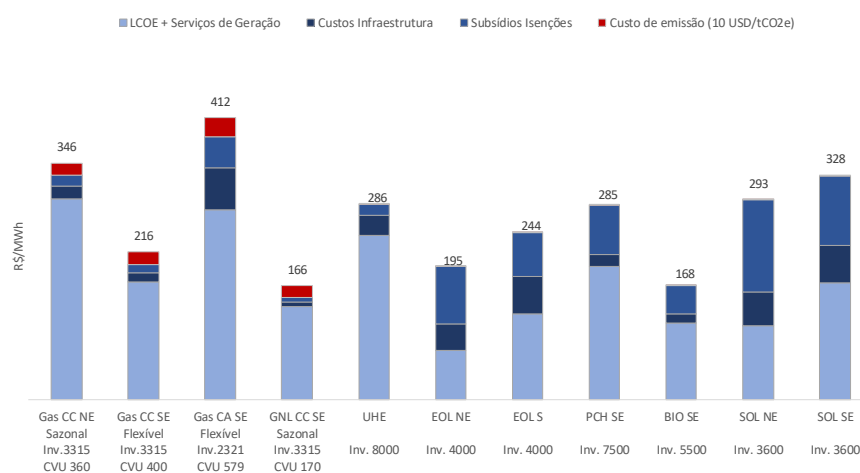
A seguir, apresenta-se, para todas as fontes de expansão do PDE 2026, o custo final da energia, considerando todos os atributos analisados neste estudo, de acordo com a metodologia proposta pela PSR.

Para cada tecnologia listada no gráfico a seguir, mostram-se as distintas parcelas do seu real custo total, obtido com a metodologia proposta neste trabalho. Pode-se observar, por exemplo, que a eólica no NE possui o custo final de 195 R\$/MWh e a solar no NE, de 293 R\$/MWh. No entanto, observa-se que os subsídios e isenções explicam 84 R\$/MWh e 135 R\$/MWh desse valor, respectivamente, sendo este o maior entre todos os atributos analisados.

Pode-se observar também que a térmica a gás natural ciclo combinado flexível possui o custo total de 216 R\$/MWh, a GNL ciclo combinado sazonal, de 166 R\$/MWh e a gás natural ciclo aberto flexível, de 412 R\$/MWh. Verificou-se que esta última fonte é a que mais vende serviço

¹ Os modelos SDDP, NCP, TSL, CORAL, TARIFF e NETPLAN são de propriedade da PSR. O Modelo ORGANON é de propriedade da HPPA.

de geração, o de atendimento a demanda de ponta, o que compensa o fato de seu fator de capacidade ser baixo, resultando em um LCOE extremamente alto. Com os serviços de geração, o custo desta última fonte passou de 794 R\$/MWh (LCOE) para 277 R\$/MWh. No entanto, ao considerar os custos de infraestrutura e de emissão de carbono, seu custo volta a subir, chegando ao valor final de 412 R\$/MWh, mencionado acima. Ainda com relação aos serviços de geração, notou-se que a hidroelétrica e a PCH, apesar de venderem serviço de modulação, apresentam custos elevados com o serviço de sazonalização, de 27 R\$/MWh e 15 R\$/MWh, respectivamente, devido à produção concentrada no período úmido.



Custos das fontes (preço do carbono = 10 US\$/tCO_{2e})

O estudo desenvolvido contou ainda com análise de atributos para diferentes configurações da matriz energética para os anos de referência 2026 e 2035 onde a inserção das fontes renováveis não convencionais é maior. Para a avaliação, foram selecionados os atributos de maior impacto no custo da energia elétrica e que são mais impulsionados pela configuração do sistema.

A inserção de usinas renováveis não convencionais não foi suficiente para modificar o perfil sazonal do Custo Marginal de Operação (CMO) (valores mais baixos no período úmido e mais elevados no período seco) na configuração de 2026. A afirmação já não pode ser efetuada para os casos com maior penetração de renovável em 2035, em que há uma inversão na sazonalidade dos CMOs, com valores mais elevados no período úmido e mais baixos no período seco. Isso acontece principalmente por causa da contribuição energética que as eólicas aportam no sistema no período seco, historicamente período de maior geração da fonte. A diminuição significativa dos CMOs nesse caso também é notória devido ao menor acionamento das termelétricas, tipicamente acionadas nesse mesmo período. Na avaliação do atributo modulação/sazonalização, há uma grande variação no valor dos CMOs. De forma geral, devido à redução do perfil sazonal dos custos marginais, observa-se um menor benefício no serviço de modulação e sazonalização das termelétricas para o sistema. Observa-se também um menor benefício das fontes renováveis sazonais, como o caso da eólica e da fonte solar. Essas fontes também sofrem com um aumento do custo de modulação, graças à maior

variabilidade nos custos marginais horários. Vale ressaltar também que há uma redução no custo da sazonalização das hidrelétricas e um aumento do benefício com a modulação.

Como resultado geral, observa-se que para as diferentes composições de matriz energética estudada e para maior penetração de fontes renováveis não convencionais, o sistema absorve essas fontes, modificando características importantes do sistema tal como o acionamento de termelétricas, porém a operação do sistema não se mostra impeditiva. Observa-se ainda uma redução no benefício das eólicas e solares para o serviço de modulação e sazonalização e um aumento no custo de infraestrutura para prover reserva probabilística.

Conclusões

- **A discussão sobre a valoração dos atributos das fontes foi sistematizada, porém não de formar exaustiva.** Trata-se de um arcabouço em que os atributos são divididos em serviços prestados pelos geradores, custos de infraestrutura necessários para a prestação destes serviços, subsídios e incentivos e na externalidade da emissão de GEE. Existem externalidades socioambientais e outros atributos das usinas (e.g. incerteza da demanda) que não foram considerados neste trabalho.
- **Subsídios são a principal componente que potencialmente causa distorção nos custos das fontes.** Os principais são o desconto na TUST, financiamento e lucro presumido. Este último incentivo leva os geradores a desenvolverem seus projetos através de módulos menores, aumentando potencialmente os custos para o sistema graças à redução no ganho de escala.
- **A produção concentrada no período seco faz com que as hidrelétricas e PCHs imponham um custo para o sistema pelo serviço de sazonalização.** Este custo não é compensado pelo valor das hidrelétricas para a modulação do sistema.
- **Existem importantes distorções no sinal locacional da transmissão, mas que não são capazes de alterar a competitividade relativa das fontes de expansão.** Cabe ressaltar que uma conclusão mais definitiva sobre o sinal locacional requer a análise de grandes hidrelétricas, não representadas neste estudo. Somente as usinas consideradas para a expansão do sistema, resultantes do PDE 2026 oficial, foram consideradas na avaliação realizada.
- **Os atributos da inércia e flexibilidade operativa não se mostraram relevantes no cômputo total dos custos.**
- **As análises de sensibilidade com maior penetração de renováveis mostram uma redução no benefício da eólica e solar para o serviço de modulação e sazonalização e um aumento no custo da reserva probabilística. Apesar da maior inserção das fontes renováveis alternativas implicar modificações importantes do sistema, a operação desta não se mostra impeditiva.**
- **As metodologias propostas neste projeto, bem como os seus resultados, são o ponto de partida para discussões sobre planejamento da expansão e precificação de atributos.**

1 INTRODUÇÃO

Suponha que alguém esteja encarregado de providenciar alimentos para um grupo de pessoas ao menor custo possível. Dado que a referência básica é a necessidade diária de calorias (cerca de 2500 para mulheres e 3000 para homens), o alimento escolhido deveria ser, à primeira vista, o que dá mais calorias por cada R\$ gasto. A tabela a seguir lista os alimentos mais baratos sob esse critério nos Estados Unidos.

Alimento	Calorias/US\$
Farinha de trigo	3300
Açúcar	3150
Arroz	3000
Amendoim	2500

De acordo com a tabela acima, a melhor opção seria comprar somente farinha de trigo. No entanto, embora as necessidades calóricas sejam atendidas, as pessoas teriam problemas de saúde por falta de outros nutrientes essenciais, como vitaminas, proteínas e sais minerais.

Isso significa que o problema de providenciar a dieta de mínimo custo tem *múltiplos objetivos*, que são as necessidades mínimas de cada tipo de nutriente. O problema da dieta é, portanto, formulado como o seguinte problema de otimização:

Minimizar o custo total de compras de alimentos

Sujeito a (quantidades diárias)

calorias \geq 2750 cal (média de homens e mulheres)

vitamina C \geq 90 mg

proteínas \geq 56 g

Potássio \geq 4,7 g

Açúcar \leq 25% do total de calorias

Observa-se inicialmente que as quatro primeiras desigualdades se referem a necessidades físicas de cada nutriente. Já a última desigualdade é uma *restrição* que reflete uma *política de saúde* do país.

A segunda observação é que cada alimento (arroz, batata, carne, alface etc.) possui *diferentes quantidades* de cada nutriente. Essas quantidades podem ser representadas por um vetor de *atributos*. Por exemplo, os atributos de 1 kg do alimento A podem ser: 2000 calorias; 5 mg de vitamina C, 12 g de proteínas e 0 g de potássio. Os atributos de um alimento B, por sua vez, podem ser: 1800 calorias; 12 mg de vitamina C; 0 g de proteínas; 3 g de potássio, e assim por diante. Dessa forma, o objetivo do problema de otimização da dieta é: encontrar o *“mix”* de alimentos que atenda aos requisitos de cada atributo (soma das contribuições de cada elemento para cada atributo) a mínimo custo. Enfocar os atributos de cada alimento ajuda a evitar soluções simplistas e equivocadas como ocorreu no caso dos alimentos *“low fat”*, que

eram mais calóricos do que os alimentos “normais” e que contribuíram para o agravamento da crise de obesidade nos Estados Unidos.

Finalmente, o custo de cada alimento deve levar em conta dois fatores adicionais ao seu custo de produção no ponto de origem (por exemplo, alface no interior de São Paulo): (i) o custo de infraestrutura (transporte e armazenagem); e (ii) taxas e impostos.

Mostraremos a seguir que o problema de suprimento de eletricidade tem muitos pontos em comum com o problema da dieta.

1.1 Os múltiplos objetivos no suprimento de energia elétrica

No caso do setor elétrico, os múltiplos objetivos do suprimento de energia elétrica incluem, dentre outros:

1. Minimizar as *tarifas totais* para o consumidor levando em consideração a soma dos custos de geração e transmissão;
2. Assegurar a *confiabilidade do suprimento*, i.e. limitar a probabilidade de falhas no suprimento de energia (acionamento) e de potência (interrupções);
3. Assegurar a *robustez* do suprimento, i.e. resistir à ocorrência de eventos de baixa probabilidade porém de grande impacto (“cisnes negros”), tais como uma falha catastrófica (e de longa duração) da transmissão de Itaipu, ou a interrupção de suprimento de GNL devido a uma crise geopolítica; e
4. *Atender determinações de política energética*, por exemplo limitar as emissões de CO₂ no setor elétrico.

Neste caso, prover geração suficiente para atender a demanda equivale a fornecer as calorias no caso da dieta (apropriadamente, ambos GWh e calorias são medidas de energia). Por sua vez, os objetivos de confiabilidade (2) e robustez (3) são análogos aos requisitos de vitaminas, sais minerais etc. Finalmente, o objetivo (4) resulta de uma determinação de política energética, semelhante à política de limitar o consumo de açúcar vista acima.

1.2 Limitações do processo atual de suprimento de energia

Da mesma forma que uma dieta 100% de farinha de trigo atenderia o objetivo de fornecer calorias, porém deixaria de fornecer outros nutrientes como vitaminas e minerais, os leilões de contratação de nova capacidade do sistema brasileiro consideram quase que exclusivamente a produção de energia (GWh), em detrimento dos demais atributos como confiabilidade, robustez e outros.

A decisão de simplificar o leilão foi tomada de maneira consciente pelo governo, há cerca de quinze anos. A razão é que o país não tinha nenhum “*track record*” na realização de leilões, e precisava conquistar credibilidade junto aos investidores. Além disso, o fato de, na época, a quase totalidade da geração ser hidrelétrica fazia com que alguns atributos, como a confiabilidade do suprimento de ponta, fossem atendidos com facilidade.

No entanto, desde então houve uma mudança muito extensa no “*mix*” da matriz de geração, com destaque para a geração termelétrica a gás natural e a entrada maciça de geração eólica.

Com isso, as hidrelétricas atingiram seu limite, considerando a condição sistêmica para o ano de 2026 nos atributos de confiabilidade, robustez e outros. Um exemplo claro desse esgotamento é o uso atual de termelétricas e de boa parte da interconexão entre as regiões Sudeste e Nordeste para compensar a variabilidade da geração eólica na região Nordeste. O resultado foi uma perda de eficiência na operação energética do sistema, com custos de combustíveis fósseis muito elevados (da ordem de muitas centenas de milhões de reais) e um aumento igualmente significativo nas emissões de CO₂.

Em resumo, o modelo simplificado de contratação, ao não ser atualizado, trouxe uma ineficiência para a economia/sociedade. Outro problema foi o surgimento de uma discussão polarizada – e confusa – sobre as *fontes* (por exemplo, alguns defendem a construção maciça de energia solar enquanto outros argumentam que é fundamental construir térmicas a gás operando na base) em vez de se discutir o melhor atendimento dos *atributos* por meio de um portfólio de fontes.

1.3 Objetivo do estudo

O escopo idealizado pelo Instituto Escolhas tem como objetivo contribuir para um melhor entendimento, por parte da sociedade, das questões acima.

O objetivo geral é avaliar custos e benefícios reais de cada fonte de geração, considerando a contribuição de seus respectivos atributos para o atendimento dos diversos objetivos da operação do sistema elétrico.

Para cumprir esse objetivo, os custos das fontes foram decompostos nos *cinco grupos de atributos* a seguir:

1. Custo nivelado da energia (LCOE);
2. Serviços de geração;
3. Custos de infraestrutura;
4. Subsídios e incentivos; e
5. Custos ambientais – no escopo deste projeto os custos ambientais englobam apenas aqueles relacionados às emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Os custos e benefícios serão analisados considerando a sinergia entre as fontes, o que significa que os resultados apresentados são fortemente influenciados pela configuração do parque gerador utilizado. Por exemplo, é analisado o benefício da complementariedade horária entre geração solar (produção concentrada durante o dia) e eólica no interior do Nordeste (maior produção de madrugada) e a complementariedade entre fontes intermitentes e as termelétricas.

O objetivo deste projeto não é a criação de uma nova metodologia de precificação das fontes nos leilões de energia elétrica ou nos leilões de contratação de lastro para o sistema; nem uma proposta para o aperfeiçoamento do planejamento da expansão do parque gerador. No

entanto, as metodologias propostas neste projeto, bem como os seus resultados, são o ponto de partida para as discussões sobre tais temas.

1.4 Organização deste caderno

O Capítulo 2 apresenta uma visão geral da metodologia proposta. O Capítulo 3 apresenta o conceito de custo nivelado da energia. O Capítulo 4 apresenta as metodologias e resultados para os custos e benefícios relacionados aos serviços de geração. O Capítulo 5 apresenta as metodologias e os resultados para os custos e benefícios relacionados aos custos de infraestrutura. O Capítulo 6 apresenta a metodologia e os resultados relacionados às renúncias fiscais, incentivos e subsídios. O Capítulo 7 apresenta a metodologia e os resultados para o cálculo dos custos ambientais. O Capítulo 9 apresenta as conclusões do estudo.

O projeto possui ainda os cadernos “Serviços de Geração”, “Custos de Infraestrutura” e “Incentivos e Subsídios”, com o detalhamento das metodologias e das premissas utilizadas.

Apresenta-se no próximo capítulo a visão geral da metodologia.

2 VISÃO GERAL DA METODOLOGIA

Cada um dos cinco grupos vistos acima é composto de diversos atributos, mostrados na Figura 1. Esses atributos serão valorados de acordo com a metodologia apresentada a seguir.

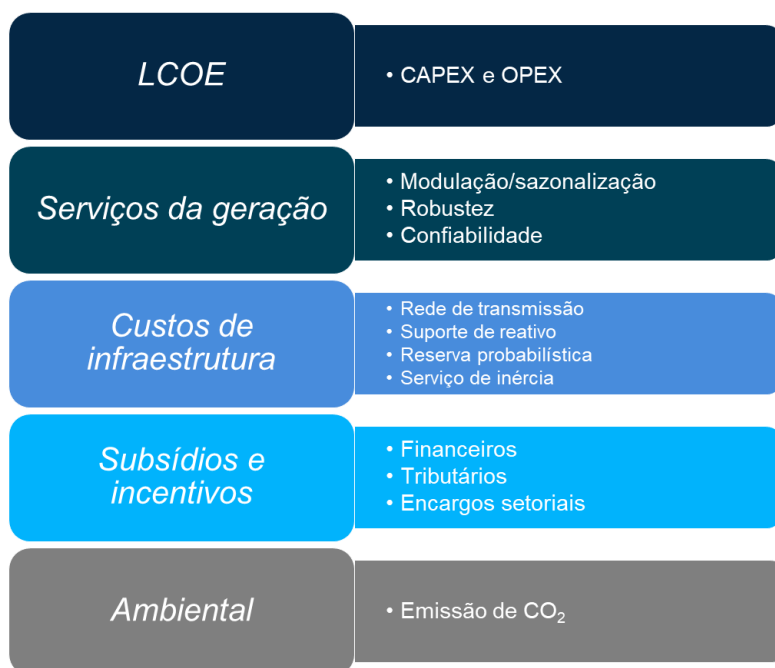


Figura 1 – Nova decomposição para os custos da geração

2.1 LCOE

Esta componente de custo representa os investimentos necessários para construir a usina (CAPEX) e os custos fixos e variáveis incorridos para a sua operação. A componente de CAPEX é despendida antes da operação do empreendimento, e o investidor busca remunerá-la ao longo da vida útil dos equipamentos. A componente de OPEX ocorre ao longo da operação da usina.

É interessante observar que as componentes de CAPEX e de OPEX fixo são exclusivas das fontes, não sendo impactadas pela operação do sistema. Já a componente de OPEX variável depende da geração do empreendimento, sendo, portanto, influenciada pela operação individual da usina, que, por sua vez, pode ser influenciada pela operação dos demais agentes do sistema.

Neste estudo, para a valoração do CAPEX e do OPEX, será utilizada a tradicional medida do custo nivelado de geração, em inglês *Levelized Cost of Energy* (LCOE). O LCOE, detalhado no capítulo 3, representa apenas um índice que indica o valor da energia necessário para recuperar os custos de investimento e operação, não representando a contribuição energética da usina para a segurança de suprimento e outros custos incorridos ou evitados para o sistema com a sua operação.

2.2 Serviços prestados pelo gerador além da produção de energia

Esta componente representa os serviços que os geradores prestam ao estarem operando de forma síncrona no sistema, além da entrega da produção de energia para os consumidores. Foram identificados três serviços distintos de geração:

- **Modulação e sazonalização:** é a capacidade do gerador de atender o perfil horário de demanda ao longo do mês (modulação) e atender o perfil mensal da demanda ao longo do ano (sazonalização). Esses serviços incluem o benefício de evitar um déficit de energia no sistema.
- **Robustez:** é a capacidade do gerador de produzir energia acima do que seria requerido no despacho econômico. Constitui uma reserva de geração estrutural para o sistema.
- **Confiabilidade:** é a capacidade do gerador de injetar potência no sistema para evitar interrupção no fornecimento causada por falta de capacidade de geração devido a quebras nos geradores. Esse serviço inclui o benefício de evitar um déficit de potência no sistema.

2.3 Custos de infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador

Para que os geradores prestem os serviços elencados acima é necessário criar uma infraestrutura no sistema, composta de linhas de transmissão, subestações, equipamentos para suporte de reativo, entre outros. É necessário também criar uma infraestrutura para garantir que o sistema seja capaz de atender a demanda mesmo com a quebra de algum gerador ou com a incerteza na produção horária das fontes intermitentes. Por fim, a operação síncrona dos geradores deve ser capaz de garantir que a frequência do sistema se manterá dentro de uma faixa operativa pré-estabelecida.

Como consequência, alguns geradores impõem determinados custos de infraestrutura ao sistema, enquanto outros são capazes de reduzi-los. Os custos de infraestrutura foram divididos nas seguintes categorias:

- **Rede de transmissão:** representa a componente do custo de infraestrutura de transmissão, ou distribuição, para geradores conectados na rede de distribuição, necessária para escoar a potência gerada até o consumidor, que deve ser alocada a cada gerador.
- **Perdas:** são as perdas ôhmicas na rede de transmissão que devem ser alocadas a cada gerador.
- **Suporte de reativo:** representa a componente do custo de infraestrutura de suporte reativo dos capacitores e reatores do sistema que deve ser alocada a cada gerador.
- **Reserva probabilística de geração:** representa a componente do custo da infraestrutura de equipamentos de resposta rápida, necessários para absorver as variações não previsíveis da demanda e da produção renovável, que deve ser alocada a cada gerador. Inclui o custo de construção de equipamentos, como baterias, e os

“custos de flexibilidade”, como o desgaste das máquinas, dos geradores que prestam serviços de reserva.

- **Equilíbrio da frequência:** representa a componente do custo da infraestrutura de equipamentos com inércia, para permitir o equilíbrio entre oferta e geração dentro da faixa de frequência operativa, a qual deve ser alocada a cada gerador. Inclui o custo de construção de equipamentos, como inércia sintética via eletrônica de potência (eólicas, baterias, ultracapacitores etc.), e remuneração da inércia mecânica das máquinas tradicionais (hidrelétricas e térmicas).

2.4 Subsídios e isenções

O cálculo do custo nivelado da energia inclui encargos setoriais, impostos e financiamento. Algumas fontes possuem subsídios ou incentivos nestas componentes, com o objetivo de torná-las mais competitivas. A consequência desta política energética pode ser o aumento do custo da energia para o consumidor, a alocação de custos adicionais para outros geradores ou o aumento do custo para os contribuintes.

A componente custo desta seção representa o custo total pago pelo consumidor, contribuinte ou outros geradores, devido a diversos incentivos e isenções oferecidos aos geradores, tais como:

- Isenções tributárias;
- Financiamento a taxas “patrióticas” por instituições financeiras públicas; e
- Incentivos regulatórios.

2.5 Custos ambientais

Esta componente representa os custos ambientais resultantes de todo o ciclo de vida (construção e operação) das fontes selecionadas para a expansão do parque gerador. O escopo deste estudo contempla apenas os custos para a sociedade relativos à emissão de gases de efeito estufa de cada fonte de geração de energia elétrica. Custos relacionados a outros gases e particulados, bem como custos sociais, estão fora do escopo deste estudo.

Em resumo, neste estudo foi proposta uma nova decomposição dos custos da geração, na qual os atributos dos geradores são valorados explicitamente. Nos próximos capítulos, será detalhado cada um dos atributos citados acima².

2.6 Etapas principais do estudo e ferramentas analíticas

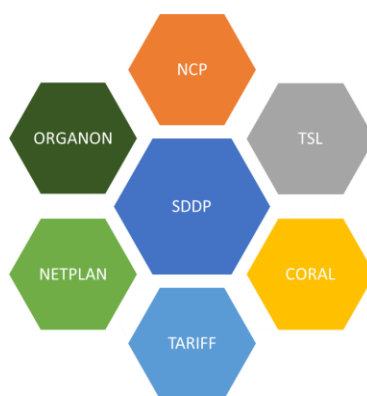
Conforme será visto no capítulo 3, para o cálculo do LCOE é necessário obter uma estimativa da expectativa de geração de cada gerador ao longo da sua vida útil. Além disso, o cálculo do

² Não serão considerados neste estudo: (i) Atributos socioambientais (adicionais à emissão de CO₂) tais quais geração de emprego; desenvolvimento de cadeias produtivas e benefícios associados; desenvolvimento e melhora de condições socioeconômicas de comunidades locais; emissão de poluentes locais e regionais; uso do solo ou interações do nexo água-energia-solo; (ii) Tempo de construção; (iii) Concentração de investimentos em um único projeto; (iv) Vida útil dos equipamentos.

benefício dos serviços de modulação, sazonalização e robustez, tratados no capítulo 4, requer também uma estimativa da produção horária e dos custos marginais horários. Portanto, é necessário simular a operação do sistema como forma de obter essas variáveis de interesse para a estimativa dos custos das fontes de geração.

As análises foram realizadas a partir da configuração do último PDE (2026), supondo que essa configuração é razoavelmente próxima de uma expansão ótima da geração/reserva/transmissão do sistema.

As ferramentas que viabilizaram as análises em detalhe do sistema elétrico brasileiro no estudo são apresentadas a seguir.



Ferramentas computacionais utilizadas no projeto

As simulações (probabilísticas) realizadas com os modelos³ SDDP/NCP consideraram aspectos que não são levados em conta atualmente nas ferramentas oficiais de planejamento da operação e expansão, tais como detalhamento horário, restrições para atendimento à demanda de ponta e para atendimento às restrições de reserva girante; detalhamento da rede de transmissão; variabilidade na produção eólica e solar. O *Times Series Lab* (TSL) gera cenários de renováveis não convencionais correlacionados às vazões do sistema; o CORAL é o modelo de avalia a confiabilidade estática de um sistema de geração-transmissão hidrotérmico, fornecendo índices de confiabilidade do sistema para cada estágio de um horizonte de estudo; enquanto o TARIFF determina a alocação ótima dos custos fixos de recursos de infraestrutura de rede de transmissão que estão inseridos no NETPLAN, o qual dentre outras funcionalidades permite a visualização dos resultados por barra do sistema. Por fim, ORGANON é o modelo de simulação de estabilidade transitória, dinâmica de curto e longo prazo.

As simulações (probabilísticas com resolução horária) foram realizadas com os modelos SDDP/NCP⁴ considerando⁵:

³ Os modelos SDDP, NCP, TSL, CORAL, TARIFF e NETPLAN são de propriedade da PSR. O Modelo ORGANON é de propriedade da HPPA.

⁴ De propriedade da PSR.

⁵ Estes aspectos não são considerados atualmente nas ferramentas oficiais de planejamento da operação e expansão.

- Detalhamento horário: uma vez que toda a simulação é realizada em base horária, são utilizados perfis horários de demanda e cenários horários integrados de vazão e geração de solar, eólica e biomassa. Na geração desses cenários, é utilizado o modelo *Time Series Lab* (TSL), desenvolvido pela PSR, que considera a correlação espacial entre as aflúências e a produção renovável, a qual é particularmente significativa para as usinas eólicas;
- Restrições para atendimento à demanda de ponta e para atendimento às restrições de reserva girante;
- Detalhamento da rede de transmissão; e
- Variabilidade na produção eólica e solar.

A Figura 2 abaixo resume as principais etapas do estudo, bem como as ferramentas utilizadas para a sua execução.

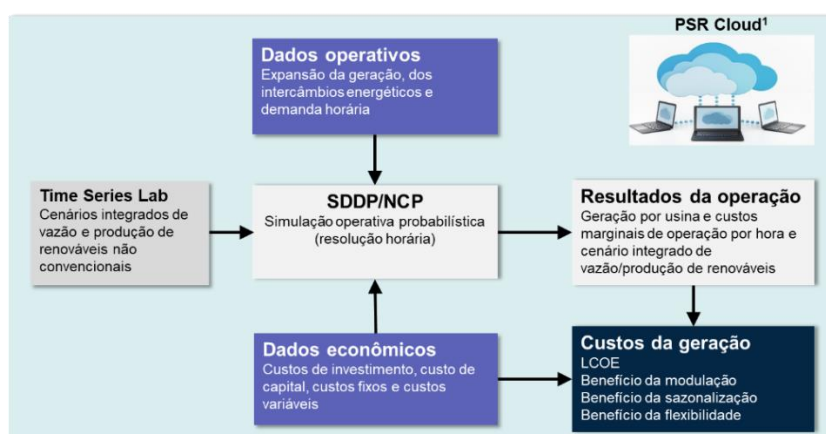


Figura 2 – Etapas principais do estudo e ferramentas analíticas

Portanto, dada a configuração física do sistema e dados os cenários, foi realizada a simulação probabilística da operação do sistema, que consiste numa operação horária detalhada de todo o sistema de geração e transmissão. Como resultado, foram obtidos a produção horária de cada usina e o custo marginal horário, utilizados para o cálculo dos atributos.

2.7 Caso analisado no projeto

Neste projeto, todas as simulações foram realizadas com casos estáticos, uma vez que o objetivo é determinar os custos e benefícios das fontes considerando apenas os efeitos estruturais. Esta estratégia permite, por exemplo, isolar os efeitos da dinâmica da entrada em operação das unidades geradoras ao longo dos anos e ao longo dos meses, e o impacto das condições hidrológicas iniciais. Adicionalmente, ela garante que todas as fontes de geração analisadas serão simuladas durante todo o horizonte de análise.

O caso de análise deste projeto é baseado no último ano da configuração do cenário de referência do PDE 2026. O capítulo 8 apresenta o impacto da alteração da configuração de oferta e demanda do sistema em alguns dos atributos analisados neste projeto.

2.7.1 Importância da representação horária

A inserção de renováveis, que introduzem maior variabilidade na geração e nos preços da energia, torna importante simular a operação do sistema em base horária. Como um exemplo da importância dessa simulação mais detalhada, considere o gráfico a seguir, em que os custos marginais representados em amarelo são aqueles resultantes do modelo com representação por blocos e, em preto, os custos marginais do caso horário. Como pode ser visto, a precificação horária faz muita diferença nos custos marginais, o que impacta diretamente na receita do gerador. Considere, por exemplo, um equipamento que gera muito durante a noite. Com a representação horária, o preço reduz drasticamente nesse período, o que não ocorre com representação por blocos.

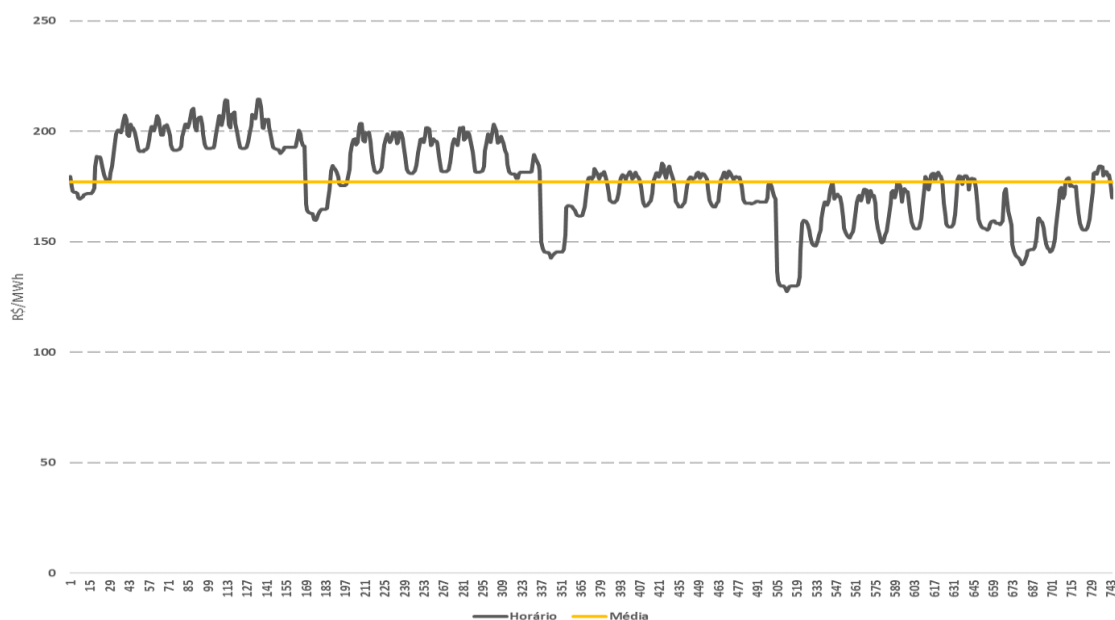


Figura 3 – Custos marginal de operação do Caso Base - mês de março/2026

Verifica-se na Figura 4 este mesmo comportamento ao longo de todo o ano de 2026.

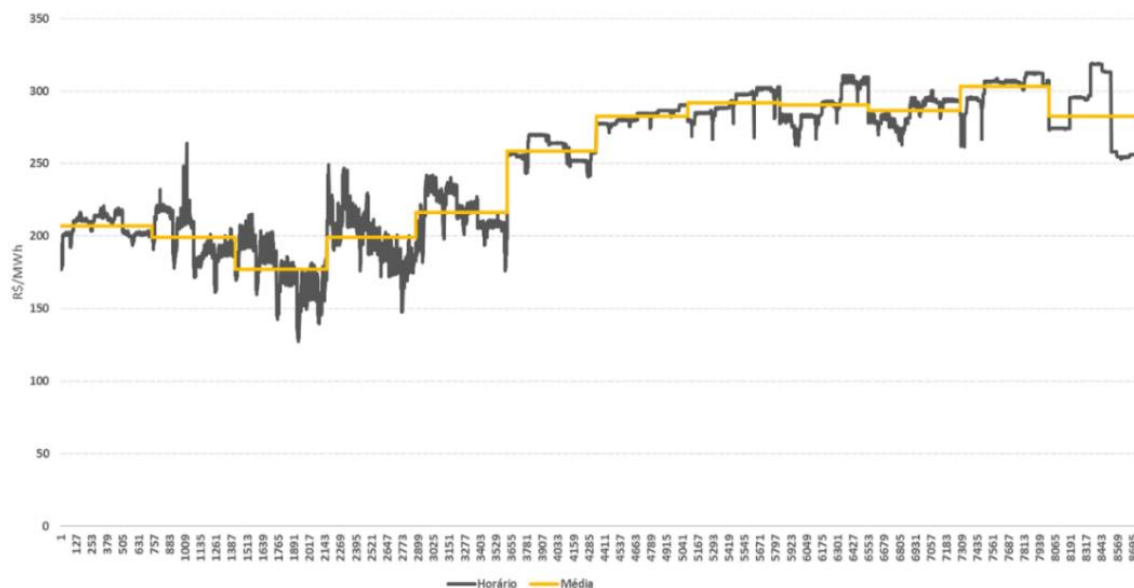


Figura 4 – Custos marginais de operação do Caso Base - ano de 2026

2.7.2 Tecnologias analisadas (Cenário de referência PDE 2026)

As fontes consideradas no estudo são aquelas que fazem parte da configuração da expansão do Cenário de Referência do PDE⁶ 2026:

R\$/MWh	FC (% potência)	CAPEX (R\$/kWinst)	OPEX (R\$/kWano)	CVU ⁷ (R\$/MWh)
Gás CC_Inflex	56%	3315	35	360
Gás CC_Flex	14%	3315	35	400
Gás CA_flex	2%	2321	35	579
GNL CC_Inflex	67%	3315	35	170
UHE	58%	8000	15	7
EOL NE	44%	4000	85	0
EOLS	36%	4000	85	0
PCHSE	54%	7500	40	7
BIOSE	47%	5500	85	0
SOLNE	23%	3600	40	0
SOLSE	25%	3600	40	0

Todas essas tecnologias foram simuladas e tiveram seus atributos calculados.

⁶ Todas as fontes com exceção da térmica GNL com 40% de inflexibilidade, que não está no PDE. Esta usina foi incluída no estudo por ter ganhado o leilão (LEN A-6 2017). Esta termelétrica foi simulada através de despacho marginal, sem alterar o perfil de custos marginais do sistema.

⁷ Os CVUs considerados são referentes ao PDE 2026.

3 CUSTOS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO – CAPEX E OPEX

Como visto no capítulo anterior, o custo nivelado da energia (LCOE) é uma medida tradicional para comparação de tecnologias, e será usado para o cálculo da componente referente ao CAPEX e ao OPEX. De forma simplificada, o LCOE é dado pela soma dos custos anualizados de investimento (inclui somente o custo do capital próprio) e operação da usina (O&M e custo de combustível fixo e variável), dividida pela geração anual.

O LCOE⁸ representa, portanto, o valor em \$/MWh, constante em termos reais, que a usina deve receber ao longo da sua vida útil, proporcional à sua geração projetada, para remunerar adequadamente os seus custos totais de investimento e operação.

O LCOE é definido como:

$$\frac{\text{Custo Anualizado do Investimento} + \text{Custo Fixo}}{\text{Expectativa de Geração}} + \text{Custo Variável Unitário}$$

Onde: $\text{Custo Anualizado do Investimento} = \frac{\text{Custo Investimento}}{\left[\frac{1 - \frac{1}{(1 - \text{custo capital})^{\text{Anos}}}}{\text{custo capital}} \right]}$

A componente da expectativa de geração, no denominador do LCOE, é resultado da operação do sistema e, portanto, será obtida através de simulação utilizando-se as ferramentas computacionais SDDP/NCP⁹, conforme visto na seção 2.6. As componentes Custo de Investimento, Custo Fixo e Custo Variável Unitário (CVU), internas ao projeto, não são influenciadas diretamente pela operação do sistema e pela interação com os agentes de mercado.

No gráfico da **Figura 5**, a seguir, estão os valores de LCOE¹⁰ das fontes consideradas neste estudo, resultantes das simulações com a metodologia definida acima, incluindo ainda encargos, impostos, financiamentos e os subsídios e incentivos que as fontes possuem hoje.

No denominador do custo nivelado foi considerada a expectativa de geração do empreendimento ajustada ao risco. Esse tópico será detalhado no Capítulo 4.

⁸ O LCOE definido acima não representa a contribuição energética da usina para a segurança de suprimento.

⁹ Modelos de propriedade da PSR.

¹⁰ Considera custo do capital de 9% a.a. (real).

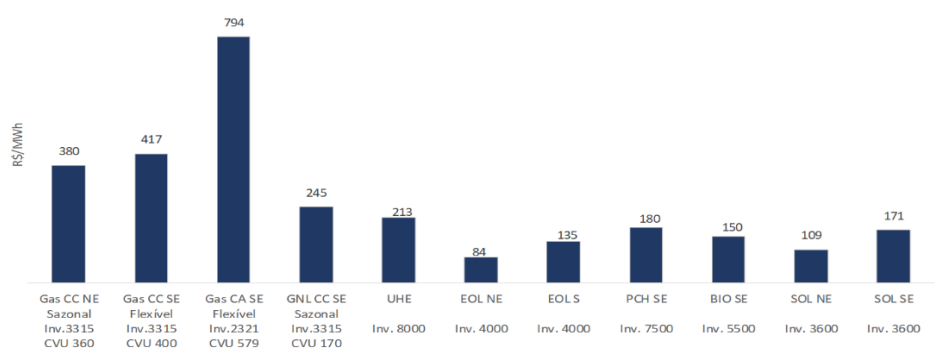


Figura 5 – Levelized Cost of Energy – LCOE

Ao analisar o gráfico, verifica-se que a fonte a gás natural ciclo aberto flexível é um *outlier*, com LCOE de 794 R\$/MWh, bem maior do que o das demais fontes. As demais fontes a gás natural possuem os maiores LCOEs, sendo a gás natural ciclo combinado flexível a segunda fonte com o maior custo, com LCOE de 417 R\$/MWh. Observa-se também que a usina eólica no NE é a que possui o menor custo, com LCOE de 84 R\$/MWh, seguida da solar no NE, com LCOE de 109 R\$/MWh. As fontes PCH, solar no SE, biomassa e eólica no Sul possuem, respectivamente, os custos de 180 R\$/MWh, 171 R\$/MWh, 150 R\$/MWh e 135 R\$/MWh.

4 SERVIÇOS DE GERAÇÃO

O segundo grupo de atributos diz respeito aos serviços de modulação e sazonalização, robustez e confiabilidade prestados pelos geradores ao sistema e serão analisados nas próximas seções deste capítulo.

4.1 Serviço de modulação e sazonalização

4.1.1 Motivação - Limitação do LCOE

Como pode ser percebido a partir da definição do LCOE, dada no capítulo 3, uma limitação desse atributo é o fato de que ele não considera o valor da energia produzida pelo gerador a cada instante. Por exemplo, uma térmica a diesel *peaker* teria um LCOE elevado porque seu fator de capacidade médio (razão entre a geração e potência instalada) é baixo. No entanto, o valor desta geração, concentrada na hora da ponta, é bem maior do que o de uma térmica que gerasse a mesma quantidade de energia de maneira “flat” ao longo do dia. Da mesma forma, o valor da cogeração a biomassa de cana de açúcar, cuja produção se concentra no período seco das hidrelétricas, é maior do que indicaria seu fator de capacidade médio.

A solução proposta para contornar essa limitação do LCOE é dada pelo cálculo do valor dos atributos modulação e sazonalização, descritos na próxima seção.

4.1.2 Metodologia para valoração dos serviços modulação e sazonalização

Neste estudo, entende-se por modulação a capacidade de atender o perfil horário da demanda ao longo de cada mês. Por sua vez, a sazonalização é definida como a capacidade de atender o perfil mensal da demanda ao longo do ano¹¹.

Na metodologia proposta, o valor desses serviços é estimado da seguinte maneira:

1. Supor que todos os equipamentos têm um contrato “por quantidade” de montante igual à respectiva geração média anual, porém com perfil horário e sazonal igual ao da demanda.
2. A partir de simulações com resolução horária da operação do sistema, calcula-se as transações de compra e venda de energia horária (com relação ao contrato) de cada gerador. Essas transações são liquidadas ao CMO¹² horário, calculado pelo modelo de simulação operativa.
3. A renda (\$) resultante das transações no mercado de curto prazo dividida pela geração anual (MWh) é equivalente ao benefício unitário pelo serviço de modulação e sazonalização.

¹¹ Inclui o benefício de evitar um déficit de energia no sistema.

¹² As contabilizações e liquidações no mercado de curto prazo real (CCEE) não são feitas com base no CMO, e sim no chamado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é basicamente o CMO com limites de piso e teto. Como estes limites são de certa forma arbitrários e não refletem o verdadeiro custo da energia em cada hora, a PSR considera que o CMO é mais adequado para os objetivos do presente estudo.

Os gráficos da Figura 6 ilustram a metodologia em questão para o caso de uma usina a diesel, que é *Peaker*, e, portanto, só geram na hora da ponta. No primeiro gráfico, temos a situação em que, no sistema, não há restrição de ponta. Neste caso, o CMO horário (linha verde), naquela hora, sobe pouco e, assim, a usina vende o excesso de energia (diferença entre a geração, linha em azul, e o contrato, linha vermelha) gerando pouca receita. Por outro lado, no segundo gráfico, em que o sistema possui restrição de ponta, o CMO horário, naquela hora, está muito mais alto e, então, a receita com a venda do excesso de energia da usina aumenta consideravelmente. Ou seja, a fonte a diesel torna-se mais valiosa pois vende um serviço mais valioso.

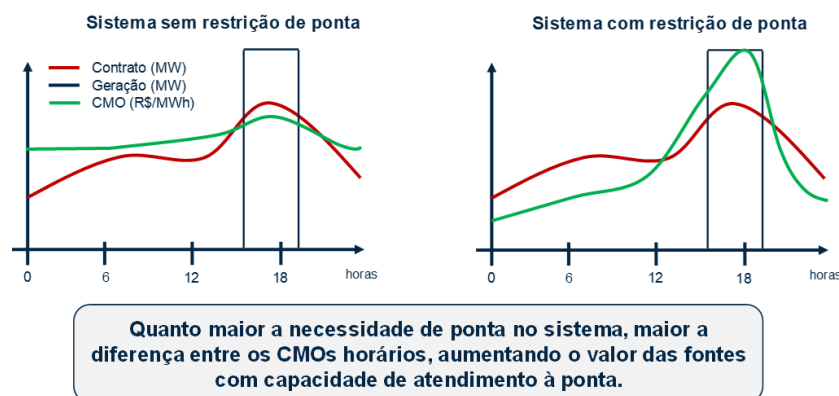


Figura 6 - Metodologia para valoração dos serviços de modulação e sazonalização

4.1.3 Ajuste por incerteza

Como mencionado, o preço de curto prazo de cada região varia por hora e cenário hidrológico. Além disso, a produção de energia de muitos equipamentos, por exemplo, eólicas e hidrelétricas, também varia por hora e por cenário. Como consequência, a liquidação dos contratos de cada gerador não é um único valor, e sim uma variável aleatória.

A maneira mais prática de representar essa variável aleatória é através de seu valor esperado, isto é, a média aritmética de todas as transações ao longo das horas e cenários. No entanto, a média não captura o fato de que existe uma distribuição de probabilidade do benefício da modulação e sazonalização para cada usina. Assim, dois geradores podem ter o mesmo valor esperado do benefício da sazonalidade e modulação, porém com variâncias diferentes.

Portanto, a comparação entre o valor do serviço para diferentes equipamentos deve levar em conta que alguns têm maior variabilidade que outros. Estes serviços são, então, colocados em uma escala comum através de um ajuste a risco semelhante ao das análises financeiras, em que se considera o valor esperado do benefício nos 5% piores cenários desfavoráveis para o sistema (CVaR), conforme ilustra a Figura 7, a seguir.

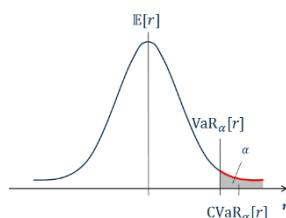


Figura 7 – Ajuste ao risco através da metodologia CVaR

Calcula-se, portanto, a liquidação dos contratos ajustada ao risco, conforme a fórmula¹³ a seguir, em vez do valor esperado $E(R)$:

$$R^* = \lambda(E(R)) + (1 - \lambda)CVaR_\alpha(R)$$

Para definir os cenários “críticos” do sistema foi utilizado como critério o CMO médio anual de cada cenário hidrológico. Esse CMO médio é alcançado calculando a média aritmética dos CMOs horários para cada cenário hidrológico e obtendo um único valor referente a cada cenário hidrológico para os subsistemas. Quanto maior¹⁴ o valor do CMO, maior a severidade do cenário.

4.2 Serviço de robustez

O serviço *robustez* está associado a um dos objetivos do planejamento centralizado, mencionado no capítulo 1, que é o de resistir à ocorrência de eventos de baixa probabilidade e grande impacto, denominados “cisnes negros”.

Neste estudo, a contribuição de cada gerador à robustez do sistema foi medida como a capacidade de produzir energia acima do que seria requerido no despacho econômico, que constitui uma reserva de geração estrutural para o sistema, a fim de protegê-lo contra um evento de 1 ano de duração¹⁵. Esse evento pode ser, por exemplo, um aumento expressivo da demanda combinado com o atraso na entrada de um grande gerador.

A Figura 8 ilustra o cálculo da contribuição para o caso de uma usina termelétrica. Como visto, essa contribuição corresponde ao valor integral ao longo do ano da diferença entre a potência disponível da usina e a energia que está sendo gerada no despacho econômico.

¹³ O parâmetro λ da fórmula, em questão, representa a aversão ao risco do investidor. $\lambda=1$ representa um investidor neutro em relação ao risco (pois nesse caso só o valor esperado seria usado), enquanto $\lambda=0$ representa o extremo oposto, ou seja, o investidor somente se preocupa com os eventos desfavoráveis.

¹⁴ Essa abordagem permite calcular o valor do serviço considerando a contribuição das fontes durante as séries críticas para o sistema.

¹⁵ O horizonte de longo prazo (1 ano) para o atributo robustez foi escolhido devido à capacidade de regularização plurianual do Brasil.

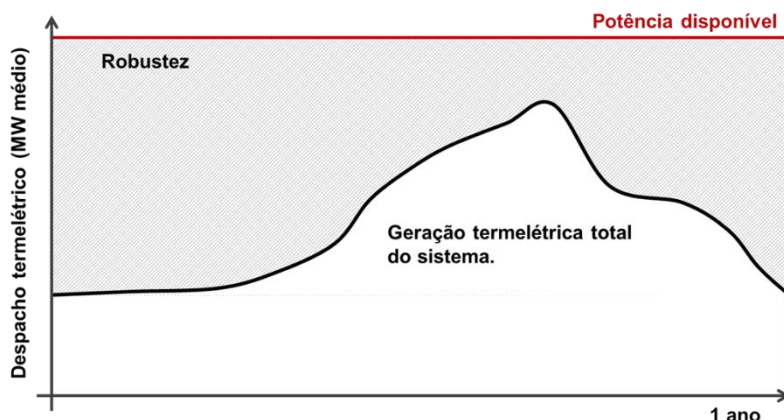


Figura 8 – Atributo de robustez para usinas termelétricas

4.2.1 Contribuição das fontes para o serviço de robustez

A Figura 9 abaixo, resume a estimativa do atributo de robustez para as diferentes fontes de geração. Além da fonte termelétrica, discutida na seção anterior, a hidrelétrica com reservatório também contribui com este serviço. As demais fontes, hidro a fio d'água e renováveis não despachadas, não contribuem.

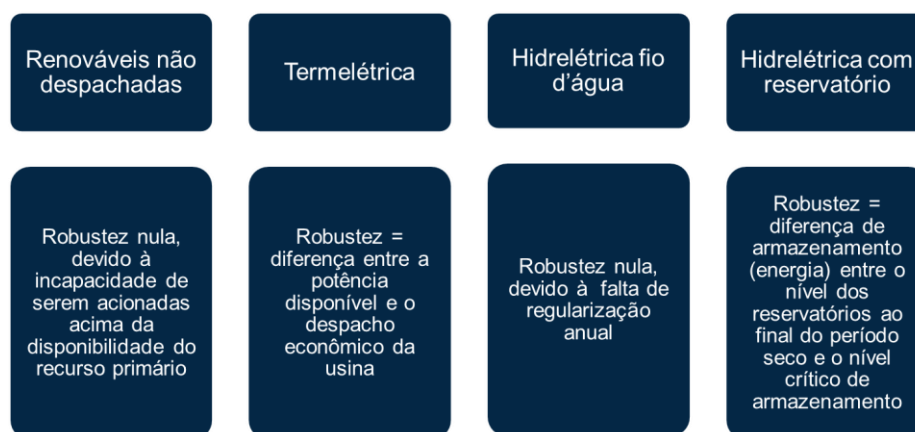


Figura 9 – Metodologia: contribuição das fontes para o serviço de robustez

4.2.2 Metodologia para valoração

O valor da contribuição por robustez é obtido multiplicando-se a contribuição da usina pelo *custo unitário de oportunidade para o sistema* que, neste estudo, equivale ao custo de uma usina de reserva, uma vez que tais usinas possuem no sistema a mesma função daquelas que oferecem o serviço de robustez.

A usina escolhida como referência, por desempenhar bem esse tipo de serviço, foi a termelétrica ciclo-combinado GNL Sazonal, que pode ser chamada para operar em períodos críticos fora do seu período de inflexibilidade.

Assim como no caso do serviço de modulação e sazonalização, descrito na seção, os cenários críticos para a avaliação do CVaR são calculados com base no CMO médio anual.

4.3 Serviço de confiabilidade

Por sua vez, o serviço de *confiabilidade* está relacionado com a capacidade do gerador de injetar potência no sistema para evitar interrupção no fornecimento causada por falta de capacidade de geração devido a quebras nos geradores.¹⁶

4.3.1 Metodologia para valoração

A ideia geral da metodologia é considerar que existe um mercado para o serviço de confiabilidade, no qual todos os geradores possuem uma obrigação de entrega deste serviço para o sistema. Os geradores que não são capazes de entregar esse serviço devem comprá-lo de outros geradores. Dessa maneira, assim como no caso do serviço de geração, o valor do atributo confiabilidade resulta em uma realocação de custos entre os geradores do sistema, não representando um custo adicional para ele. Essa abordagem é necessária uma vez que o serviço de confiabilidade é fornecido pelos próprios geradores do sistema.

Para simular o mercado no qual o serviço de confiabilidade é liquidado é necessário quantificar o preço do serviço, determinar as obrigações de cada gerador e determinar quanto do serviço foi entregue por cada gerador. Cada uma dessas etapas é descrita a seguir.

4.3.1.1 Obrigação de prestação do serviço de confiabilidade

Para se calcular a obrigação da prestação do serviço de confiabilidade de cada gerador é necessário primeiramente estimar a demanda por esse serviço do sistema. Esta demanda foi definida como a potência média dos equipamentos do sistema nos cenários em que há déficit de potência.

Para estimar essa potência disponível média foi realizada a simulação probabilística da confiabilidade de suprimento do sistema, através do modelo CORAL, desenvolvido pela PSR. Esse modelo realiza o cálculo da confiabilidade de suprimento para diferentes cenários de quebra dos equipamentos, considerando uma simulação de Monte Carlo.

A simulação do CORAL foi realizada para o cenário hidrológico mais crítico de novembro de 2026, mês em que os reservatórios das hidrelétricas estão baixos e, portanto, possuem maior vulnerabilidade para o suprimento da demanda de ponta, caracterizada neste estudo como a demanda entre 13h e 17h (demanda de ponta física e não demanda de ponta comercial).

A potência disponível das hidrelétricas foi estimada em função da perda por deplecionamento dos reservatórios para esta série crítica. Para as eólicas foi considerada a produção que possui 95% de chance de ser superada de acordo com o histórico de geração observado em novembro durante a ponta física do sistema, de 27% e 7%, para as regiões Nordeste e Sul, respectivamente. Para a solar foi considerado o fator de capacidade médio observado durante o período de 13h às 17h. Por fim, para as biomassas foi considerado o fator de capacidade de 85%, que reflete uma produção flat ao longo das 24 horas dos dias do mês de novembro.

¹⁶ Inclui o benefício de evitar um déficit de *potência* no sistema.

A simulação do CORAL foi realizada com 10^6 sorteios de quebra de geradores, permitindo a definição do montante de potência disponível médio para os cenários de déficit no sistema no atendimento à ponta da demanda, que representa neste estudo a demanda pelo serviço de confiabilidade. A razão entre a potência média disponível e a capacidade total instalada é aplicada a todos os geradores de forma a definir um requerimento de potência disponível que garanta a confiabilidade do fornecimento de energia.

$$\text{Requerimento de Potência Disponível do gerador} = \frac{\left(\begin{array}{c} \text{Montante} \\ \text{de Potência Média} \\ \text{Disponível} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{Potência} \\ \text{Instalada Total} \\ \text{no Sistema} \end{array} \right)} \times \left(\begin{array}{c} \text{Potência Instalada} \\ \text{do gerador} \end{array} \right)$$

4.3.1.2 Entrega do serviço de confiabilidade de cada gerador

O montante do serviço de confiabilidade entregue por cada gerador é definido pela sua potência disponível média nos cenários de déficit de potência do sistema. Ou seja, geradores que aportam mais potência nos cenários de déficit agregam mais serviço para o sistema do que os geradores que aportam menos potência nos momentos de déficit.

4.3.1.3 Preço do serviço de confiabilidade

Utilizou-se como um *proxy* para o preço da confiabilidade o custo do sistema para o atendimento à ponta. Este custo pode ser obtido por meio da diferença de custo de investimento e operação entre o cenário de expansão do sistema com restrição para o atendimento à ponta e o cenário de expansão para atender somente a demanda de energia. Esse custo foi calculado através dos cenários do PDE 2026.

Com isso, o atributo de confiabilidade dos geradores é dado pelo resultado da liquidação do serviço de confiabilidade ao preço da confiabilidade, conforme descrito a seguir:

$$\text{Confiabilidade do Gerador} = \left[\left(\begin{array}{c} \text{Requerimento} \\ \text{de Potência Disponível} \\ \text{do gerador} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Potência Média} \\ \text{Disponível nos} \\ \text{cenários de déficit} \end{array} \right) \right] \times \left(\begin{array}{c} \text{Preço da} \\ \text{Confiabilidade} \end{array} \right)$$

4.4 Resultados dos Serviços de Geração

Os resultados gerados pelas metodologias de valoração dos serviços de geração, descritos nas seções anteriores, podem ser verificados no gráfico a seguir.

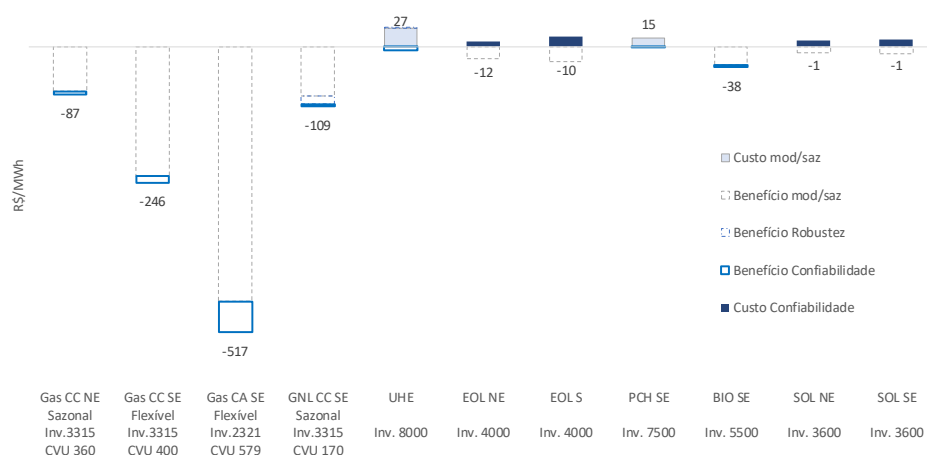


Figura 10 – Resultados dos serviços de geração

Na Figura 10, os valores correspondem ao delta, em R\$/MWh, associado à parcela dos serviços de geração. Os valores negativos indicam que os equipamentos estão vendendo esses serviços e os positivos, comprando. Nota-se que a fonte a gás natural ciclo aberto flexível, que possuía LCOE (apresentado no capítulo 3) ao menos 380 R\$/MWh maior que o das outras fontes, é também aquela que mais vende serviços de geração. Como resultado (parcial), a soma deste delta ao LCOE reduz os custos desta fonte de 794 R\$/MWh para 277 R\$/MWh, mais próximo que os das demais. Da mesma forma, as demais fontes a gás natural simuladas, as eólicas, a biomassa e as fontes solares, também vendem serviço de geração, reduzindo os seus LCOEs. Por outro lado, as fontes hídricas compram serviço de geração, o que aumenta seus respectivos LCOEs.

CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS FONTES DE GERAÇÃO ELÉTRICA - CADERNO PRINCIPAL

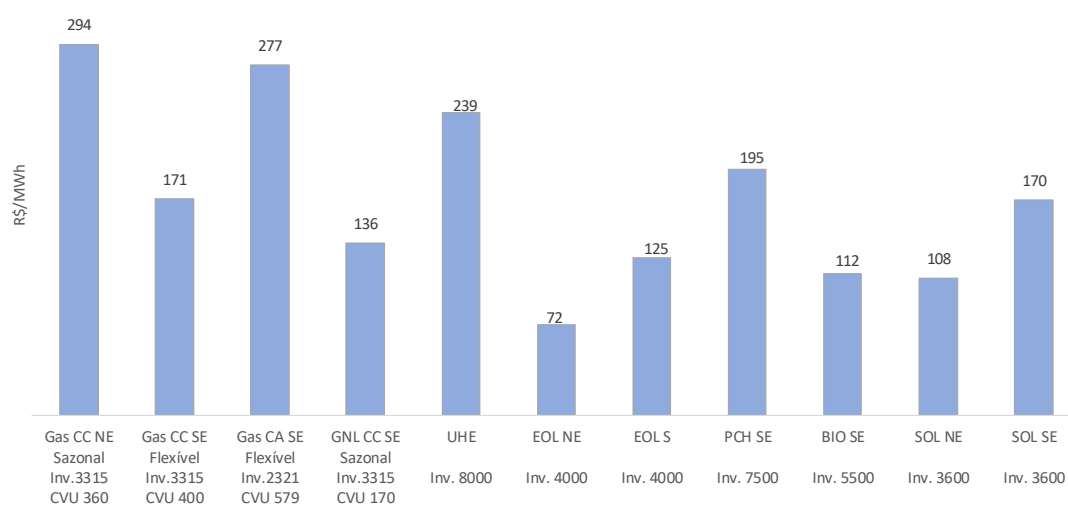


Figura 11 – LCOE¹⁷ + Serviços de geração¹⁸

¹⁷ Inclui encargos, impostos e financiamento (BNB para NE e BNDES para outros), considerando subsídios e incentivos; custo do capital de 9% a.a. (real); não considera custos de infraestrutura; não considera os custos de emissões.

¹⁸ Ajuste por incerteza: considera peso de 0,20 para o CVaR.

5 CUSTOS DE INFRAESTRUTURA

O terceiro grupo de atributos, analisados nas próximas seções deste capítulo, diz respeito aos custos de infraestrutura causados (ou evitados) pelo gerador. Considera-se como infraestrutura a necessidade de construção de novos equipamentos de geração e/ou transmissão assim como a utilização do recurso operativo existente como reserva. Classificou-se como investimentos em infraestrutura os seguintes custos: (i) Custos da reserva probabilística, (ii) Equilíbrio de frequência (Inércia Sintética), (iii) Custos de infraestrutura de transporte, estes últimos se subdividem em (iii a) custo de transporte e (iii b) Custos de suporte de reativo, e (iv) Custo das perdas.

5.1 Reserva probabilística de geração

O sistema elétrico brasileiro tem como premissa a garantia de suprimento da demanda respeitando os níveis de continuidade do serviço de geração. Entretanto, alguns fatores tais como, (i) variação da demanda, (ii) escassez do recurso primário de geração, tal como pausa temporária de vento e/ou baixa insolação, podem afetar a qualidade do suprimento. Para que dentro desses eventuais acontecimentos não haja falta de suprimento às cargas do Sistema Interligado Nacional (SIN), o sistema elétrico brasileiro dispõe do recurso chamado de *reserva girante*. Pode-se definir a reserva girante como o montante de MWs de equipamentos de resposta rápida necessários para absorver as variações não previsíveis tanto da demanda quanto da produção renovável não convencional. Como dito anteriormente, os requerimentos de reserva devem incluir, erros de previsão de demanda, erros de previsão de geração renovável e até mesmo possíveis indisponibilidades de equipamentos de geração e/ou transmissão. De forma imediata, poder-se-ia pensar que o montante de requerimento de reserva é a soma dos fatores listados acima, porém esta premissa levaria a um critério muito conservador que oneraria o sistema ao considerar que todos os eventos não previsíveis ocorressem de forma simultânea, concomitantemente. A definição do requerimento de reserva somente para a parcela de erros de previsão de demanda não é algo muito difícil de ser estimado. Porém, a parcela de erros de previsão de geração renovável, embute uma complexidade maior na definição da reserva girante assim como um carácter probabilístico, cujo conceito de reserva girante, neste trabalho é renomeado de **reserva probabilística**.

5.1.1 Metodologia para valoração

A metodologia proposta tem como objetivo determinar o custo, em R\$/MWh, alocado aos geradores pela necessidade de aumento da reserva de geração no sistema provocada por eles. Para isso, deve-se executar os seguintes passos: (i) cálculo do montante necessário de reserva probabilística no sistema; (ii) cálculo do custo dessa reserva probabilística e sua alocação entre os geradores renováveis, excluindo-se a parcela do custo provocado pela variação na demanda.

Estes passos serão detalhados nas próximas seções.

5.1.1.1 Cálculo da reserva probabilística

Na metodologia desenvolvida pela PSR, o cálculo do montante horário de reserva probabilística necessário ao sistema possui cinco etapas:

1. Criação de cenários horários de geração renovável e demanda utilizando o modelo *Time Series Lab* citado no capítulo Etapas principais do estudo e ferramentas analíticas (2.6);
2. Cálculo da previsão da demanda líquida (demanda – renovável);
3. Cálculo do erro de previsão em cada hora;
4. Cálculo das flutuações do erro de previsão em cada hora;
5. Definição da reserva probabilística como a média ajustada ao risco.

Ou seja, a partir dos cenários horários, obtém-se a previsão da demanda líquida e o erro de previsão a cada hora. Calcula-se então, a flutuação desse erro (variação do erro de uma hora para a outra) e, finalmente, a necessidade de reserva probabilística de geração total do sistema para protegê-lo contra essas variações de erros de previsão que podem ocorrer a cada hora.

5.1.1.2 Alocação dos custos de reserva entre os geradores renováveis

Para determinar os custos de reserva probabilística alocados aos geradores deve-se proceder às seguintes etapas:

1. **Cálculo do custo da reserva probabilística de geração:** (i) realizar simulação do sistema, para a configuração estática, sem considerar reserva operativa, gerando os custos marginais e custos operativos; (ii) realizar simulação do sistema para a mesma configuração anterior, acrescentando a restrição de reserva, que é horária. A diferença entre os custos operativos desta simulação, com reserva, e da simulação anterior, sem reserva, é o custo da reserva probabilística de geração. Ou seja, foi calculado o impacto da restrição de reserva nos custos operativos do sistema. Esta abordagem considera que a expansão ótima da geração considerou os requisitos de energia e de reserva girante. Por tanto, o atendimento à reserva operativa é realizado pelos recursos existentes no plano de expansão, não sendo necessário ampliar a oferta do sistema.
2. **Alocação do custo da reserva probabilística de geração:** os custos foram alocados entre os geradores em proporção à necessidade de aumento de reserva de geração que causaram no sistema. Esta necessidade adicional de reserva, provocada pelo gerador, foi determinada através de um processo rotacional das fontes. Por exemplo, para determinar o quanto de reserva seria necessária se uma eólica saísse do sistema, calcula-se a necessidade de reserva para o sistema considerando que a usina produz exatamente o seu valor esperado de geração, ou seja, sem incerteza na produção horária e, em seguida, esse valor é alcançado levando em conta a incerteza na produção horária dessa usina. O delta de reserva entre os dois casos simulados representa a contribuição da eólica para o aumento de reserva. Este procedimento foi feito com todos as fontes em análise no estudo.

5.1.2 Resultado

Como resultado desta metodologia, foi obtido que o custo¹⁹ da reserva probabilística de geração para o sistema, ajustado ao risco conforme metodologia descrita em 4.1.3, é igual a 7,3 bilhões de reais por ano. Deste custo total, 1,4 bilhão por ano foi causado pela variabilidade na geração das usinas eólica (1,2 bilhão/ano) e solar (0,2 bilhão/ano), sendo o restante (5,9 bilhões/ano), correspondente à variação na demanda.

Conforme mostrado na tabela, a seguir, a alocação dos custos da reserva probabilística de geração entre as fontes resultou, para a eólica do NE, em um aumento de 7,6 R\$/MWh no seu custo de energia. Verificou-se, também que a eólica do Sul possui uma maior volatilidade horária e, por isso, tem o maior aumento da necessidade de reserva, que seria equivalente ao custo alocado de 25 R\$/MWh. Já a solar no SE, teria 7,7 R\$/MWh de custo de infraestrutura devido à reserva de geração. Note que esses custos são diretamente somados ao LCOE, juntamente com os atributos calculados no estudo.

Tabela 1 – Alocação dos Custos da reserva probabilística de geração

Fonte	Custo da Reserva [R\$/MWh]
EOL NE	7,6
EOL SU	24,9
SOL SE	7,7

5.2 Equilíbrio de frequência (Inércia)

De forma geral, pode-se dizer que a contribuição da inércia de um gerador para o sistema se dá quando há um desequilíbrio repentino entre geração e demanda. Esse desequilíbrio pode ser oriundo de uma contingência²⁰ no sistema de transmissão e/ou geração. O desbalanço entre geração e demanda resulta em uma variação transitória da frequência do sistema²¹. No caso de um déficit de geração, a frequência diminui. Se a queda de frequência for muito elevada, podem ocorrer graves consequências para o sistema, como blecautes. Quanto maior a variação da frequência, maior o risco de graves consequências para a integridade do sistema e ocorrências de blecautes. A forma temporal e simplificada de se analisar os recursos que atuam sob a frequência são descritos a seguir. Dado um desbalanço de geração e demanda, a inércia dos geradores síncronos é o primeiro recurso que se opõe à variação da frequência do sistema. Quanto maior a inércia da área, menor a taxa e a variação da frequência imediatamente após o desbalanço. Em um segundo momento, a atuação da regulação de velocidade dos geradores evita uma queda maior e em seguida recupera parcialmente a frequência. Todavia, a recuperação só é possível se houver margem (reserva) de geração, ou seja, capacidade de aumentar a geração de algumas unidades, diminuindo o desbalanço. Por

¹⁹ O custo esperado da reserva de geração para o sistema foi de 4,3 bilhões de reais/ano.

²⁰ Fato imprevisível ou fortuito que escapa ao controle; eventualidade.

²¹ A frequência elétrica é uma grandeza física que indica quantos ciclos a corrente elétrica completa em um segundo. A Frequência Nominal do Sistema Elétrico Brasileiro é de 60Hz

fim, via controles automáticos de geração, se reestabelece a frequência nominal. Essa ação também depende de haver reserva de geração.

De forma concisa, pode-se dizer que o efeito da inércia dos geradores é reduzir a queda de frequência do sistema na presença de contingências que resultem em desbalanços significativos entre carga e geração, facilitando sobremodo o reequilíbrio entre geração e demanda, via regulação, e conseqüentemente reduzindo as chances de o sistema elétrico sofrer redução de frequência a níveis críticos²².

5.2.1 Metodologia para valoração da Inércia

De forma análoga ao cerne do estudo, para consideração do atributo Inércia, definiu-se uma metodologia para a *quantificação* e *valoração* do atributo.

Para a quantificação do atributo, foram realizadas simulações dinâmicas de contingências²³ severas utilizando o software Organon até que a frequência mínima do sistema atingisse 58,5Hz (atuação do ERAC). Dessa forma é então identificada, na situação-limite ilustrada na Figura 12, qual foi a contribuição de cada gerador para a inércia do sistema e qual a inércia total necessária para o sistema. Na sessão 5.2.1.1, é explicado de forma esquemática e formal o processo de quantificação e valoração da contribuição da inércia de cada gerador.

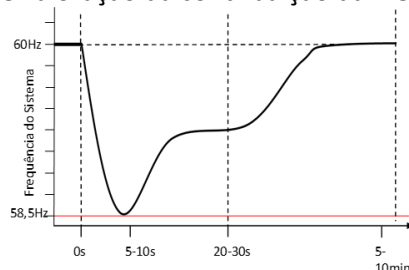


Figura 12 – Critério de frequência mínima para o cálculo do requisito de inércia do sistema

5.2.1.1 Alocação de custos e benefícios do atributo inércia

Considerando que a inércia total do sistema H_{total} é o somatório da inércia de cada máquina presente no parque gerador $H_{gerador}^i$, onde i é o gerador do sistema, após determinada a demanda total de inércia do sistema ($H_{sistema}$) foi calculada a inércia requerida por gerador proporcional a sua capacidade instalada.

$$H_{requerida}^i = H_{sistema} \times \frac{P_{gerador}^i}{P_{sistema}}$$

A diferença entre a inércia requerida pelo sistema e a inércia do gerador é a oferta de inércia, caracterizando um superávit/déficit desse atributo por gerador.

$$H_{oferta}^i = H_{gerador}^i - H_{requerida}^i$$

²² A frequência crítica do sistema elétrico brasileiro é definida nos procedimentos de rede como 58,5 Hz.

²³ Considera-se contingência a perda de um ou dois elos de corrente contínua.

Dado que a inércia do sistema é superavitária, apenas a inércia requerida pelo sistema foi valorada. Desta forma, a oferta de inércia por gerador com superávit de inércia é dada por:

$$H_{mercado}^i = H_{oferta}^i - \frac{H_{oferta}^i}{\sum_{i=1}^n H_{oferta}^i} (H_{total} - H_{sistema}), \quad \text{para } H_{oferta} > 0$$

Onde, n é o total de geradores do sistema.

A oferta de inércia é valorada através do custo de oportunidade da compra de um banco de baterias com controle de inércia sintética com energia de armazenamento igual à energia cinética de uma máquina com constante de inércia igual à oferta de inércia:

$$E_{bateria} = E_{cinética} = \frac{1}{2} J \omega^2$$

Onde,

J é o momento de inércia da massa girante de um gerador síncrono

ω é a velocidade angular do rotor.

Portanto, na metodologia proposta, emula-se um mercado de liquidação de inércia do sistema onde os geradores que estão superavitários de inércia vão então vender seus excedentes para os geradores que não estão atendendo à inércia de que o sistema precisa. Estes, portanto, estariam comprando o serviço de inércia dos geradores superavitários. Considerou-se que o preço para este mercado de inércia seria equivalente ao custo de construção de uma bateria, definida na sessão de resultados, para o sistema.

5.2.2 Resultados

As simulações para valoração do atributo inércia foram realizadas considerando-se os cenários do PDE 2026, Norte Úmido carga pesada e Norte Úmido carga leve, que levam em conta a exportação e importação dos grandes troncos de transmissão conforme Figura 13:

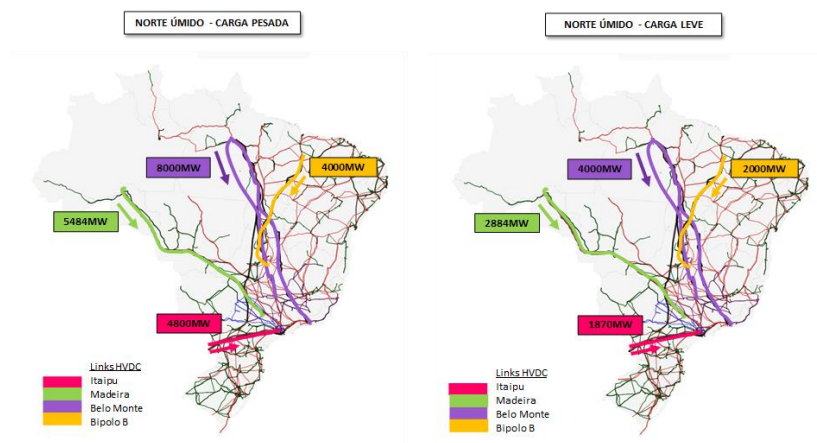


Figura 13 – Cenários do PDE 2026 considerados nas simulações

Dentro das contingências simuladas, a contingência que levou o sistema com a configuração de rede apresentada em 2026 pelo PDE a uma condição limite de aceitação da frequência do sistema antes que o ERAC atuasse foi a contingência severa da perda dos elos de corrente contínua de Belo Monte e do Madeira simultaneamente. A perda desses dois elos resulta em um cenário crítico em que a frequência cai até o limite de 58,5 Hz. Nesse cenário, a demanda total por inércia de que o sistema precisaria é de 4500 segundos, enquanto o total de inércia dos geradores é de 8995 segundos. Aplicando-se então o mercado definido em 5.1.1.2 e valorando a contribuição de inércia dos geradores como o custo de oportunidade de construção de um equipamento que fizesse esse serviço, no caso uma bateria referência, tem-se na Tabela 2 o resultado em R\$/MWh da prestação do serviço de inércia para cada fonte. A bateria considerada como referência para o preço do mercado de inércia foi uma bateria Tesla²⁴ cujo preço é R\$ 3,2 milhões.

Na Tabela 2 estão as alocações de custos de inércia resultantes entre os geradores:

Tabela 2 – Resultado da metodologia de valoração da Inércia

Fonte	Atributo Inércia [R\$/MWh]
Hidrelétrica	-0.6
Termelétrica	-0.4
Eólica	1.8
Solar	1.8
PCH	1.1
Nuclear	-0.8

Como pode ser visto, as hidráulicas estão prestando serviço por inércia, com benefício de 0,6 R\$/MWh, juntamente com a termelétrica e a Nuclear (valores negativos indicam venda do excedente de inércia). Por outro lado, há geradores que não estão aportando tanta inércia ao sistema, e, portanto, precisam comprar o serviço de outros geradores superavitários, como é o caso das fontes solares, eólicas e PCH, deficitárias em 1,8 R\$/MWh, 1,8 R\$/MWh e 1,1 R\$/MWh, respectivamente.

5.3 Infraestrutura de transporte

A transmissão de energia elétrica é o processo de transportar energia de um ponto para outro, ou seja, basicamente, levar energia que foi gerada por um gerador para um outro ponto onde se encontra um consumidor. A construção desse “caminho” requer investimentos que, dependendo da distância entre os pontos, podem ser elevados.

No Brasil, os custos de investimento na rede de transmissão são pagos por todos os agentes que a utilizam, ou seja, geradores e consumidores, conectados na rede de transmissão, so quais remuneram a construção e operação da rede de transmissão através do Encargo do Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que é o produto da Tarifa do Uso do Sistema de

²⁴ Bateria Tesla Powerpack, Lithium-Ion, 2.5MW , 5.4MWh, duração 2.2h, preço: R\$ 3,2 milhões.

Transmissão (TUST) pelo Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST). O cálculo correto dessa tarifa é importante para nortear para o sistema o aumento nos custos de transmissão ocasionados por determinado gerador, resultante da incorporação da TUST no seu preço de energia, permitindo assim alguma coordenação entre os investimentos em geração e transmissão.

No entanto, a metodologia vigente de cálculo da TUST fornece um sinal locacional fraco, não alcançando de forma eficiente o objetivo de coordenação do investimento citado acima. Além disso, um outro problema identificado é a ausência de uma componente locacional para o serviço de suporte de reativo, oferecido por determinados equipamentos. Atualmente, os custos desse serviço estão dentro da Receita Anual Permitida (RAP), somados a outros custos, como os de investimento em linhas, torres de transmissão e subestações, de modo que são todos rateados, entre os geradores, pela mesma metodologia de cálculo da TUST, que “olha” o fluxo na rede, não levando em consideração que algumas regiões do sistema mostram maior necessidade locacional de suporte de reativo.

A tarifa de transmissão para os geradores neste trabalho é calculada através de uma metodologia de alocação de custos mais eficiente, denominada Metodologia Aumann-Shapley, que resulte em tarifas que tragam sinais locais adequados de acordo com a localização do empreendimento na rede de transmissão. Destaca-se que este trabalho não tem como objetivo propor uma nova metodologia de cálculo para as tarifas de transmissão e sim apenas uma metodologia que capture melhor o uso do sistema pelos geradores. Por fim, a valoração do atributo custo de transmissão, será adicionada aos outros atributos das fontes calculados neste estudo.

5.3.1 Visão geral da metodologia

A Receita Anual Permitida (RAP) total das transmissoras inclui os custos com investimentos (em subestações, linhas e torres de transmissão, etc.), transporte de energia e equipamentos que prestam serviço de suporte de reativo, sendo 50% desse custo total alocado²⁵ para os geradores. Atualmente, a metodologia utilizada para ratear esses 50% da RAP entre os geradores, denominada metodologia Nodal, de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), o faz sem considerar a natureza dos custos que compõem essa receita, como já dito acima, o que acaba gerando uma alocação ineficiente dos custos do serviço de suporte de reativo, além de fornecer um fraco sinal locacional para investimentos, principal objetivo da TUST.

A Figura 14 ilustra quais as parcelas de custos de investimento e operação estão incluídas na composição da RAP, a qual é alocada para cada gerador através da metodologia Nodal, vigente, de cálculo da TUST.

²⁵ Os 50% remanescentes da receita paga às transmissoras são alocados para os consumidores



Figura 14 – Rateio da RAP total paga às transmissoras

Neste estudo propõe-se que as parcelas relativas ao custo de suporte e custo de transporte sejam separadas para que a correta alocação referente a esses serviços seja aportada aos geradores, ou seja, realiza-se a alocação de cada um de forma independente, de maneira que atenda as particularidades de cada serviço envolvido e promova uma sinalização eficiente para o investimento em transmissão. A Figura 15 mostra esquematicamente essa divisão.

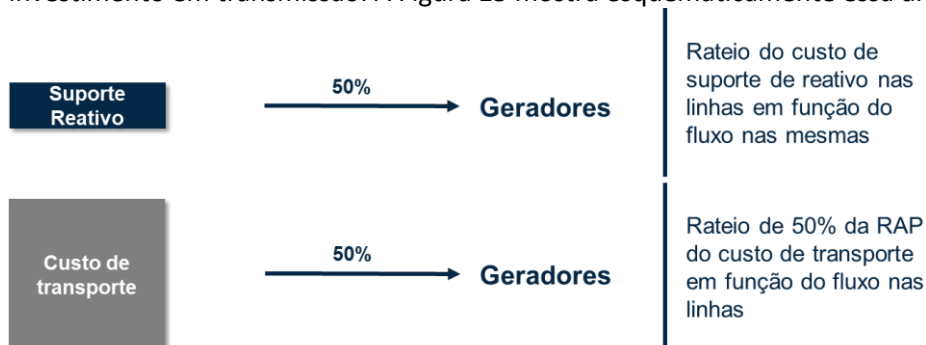


Figura 15 – Separação das parcelas de custo total da RAP

5.3.2 Custos de transporte

5.3.2.1 Metodologia

Na metodologia proposta neste trabalho, no processo de separação do custo de serviço de transporte daquele correspondente ao serviço de suporte de reativo, foi realizado um trabalho minucioso de identificação dos equipamentos que prestam suporte de reativo, de cada uma das subestações, e de cálculo do investimento nesses equipamentos. Após esta separação, a metodologia²⁶ segue com os seguintes passos:

1. RAP dos custos de transporte entre os geradores e consumidores

Esta etapa da metodologia guarda relação à regulação vigente atual em que a RAP é rateada na proporção 50% para o gerador e 50% para o consumidor.

2. RAP dos custos de transporte entre os geradores

É utilizada a metodologia Aumann-Shapley, que é mais eficiente em prover os sinais locais do uso da rede.

3. Atributo relacionado ao custo de transporte.

²⁶ Não está sendo proposta mudança no cálculo da TUST, mas sim uma metodologia para sinalizar o verdadeiro custo de geração e transmissão

O resultado de (2) é dividido pela expectativa de produção dos geradores, obtendo-se um índice que pode ser diretamente somado ao custo nivelado da energia.

Portanto, nesta nova metodologia, os 50% da RAP do custo de transporte alocados para os geradores foram rateados entre eles através da metodologia Aumann-Shapley, que é uma metodologia mais eficiente sob a ótica da sinalização locacional. Será visto, nos resultados apresentados na próxima seção, que, como o esperado, os geradores que estão mais distantes do centro de carga contribuem mais para o pagamento dos custos de transmissão do que aqueles que estão localizados próximo ao centro da carga. O atributo relacionado ao custo de transporte, em R\$/MWh de geração, será, então, somado aos atributos de serviço de geração e ao custo de CAPEX e OPEX. Nestas simulações, a base de dados utilizada foi a do PDE 2026, a mesma utilizada nas simulações dos demais atributos.

Note que o principal diferencial dessa nova metodologia, com relação à Nodal, é a melhoria no sinal locacional, proporcionada pela metodologia Aumann-Shapley e pelo tratamento individualizado dado aos custos de serviço de suporte de reativo, na seção 5.3.3. Será visto que essa mesma metodologia, com as devidas adequações, é aplicada na alocação desses custos entre os geradores, com ótimos resultados.

5.3.2.2 Metodologia Nodal x Metodologia Aumann-Shapley

Para compreender melhor a diferença entre os resultados na metodologia Nodal vigente e a metodologia aplicada no estudo, Aumann-Shapley, apresenta-se na Figura 16 a comparação dos resultados das tarifas locacionais por cada metodologia.

Para possibilitar a comparação com a metodologia atual de cálculo da TUST (a Nodal), os resultados das tarifas calculadas através da Metodologia Aumann-Shapley, incluem o além do custo de transporte, os custos de suporte de reativo, ou seja, a RAP total do sistema projetada para 2026²⁷ e as tarifas, nesta comparação, são expressadas em R\$/kW mês. Ainda para manter a comparação entre os resultados obtidos entre as metodologias, foi incorporado toda a expansão do parque gerador do sistema na base de dados Nodal.

Verifica-se que, no resultado da metodologia Nodal, para o ano de 2026, toda a extensa área azul possui uma TUST da ordem de 5 R\$/kW mês. Na área restante, predomina a coloração verde, que indica tarifa em torno de 10 R\$/kW mês. A pouca diferenciação das tarifas ao longo da malha de transmissão mostra o quão o sinal locacional obtido através da metodologia nodal é baixo.

Os resultados da TUST obtidos através do cálculo tarifário feito pela metodologia Aumann-Shapley mostram uma sinalização mais adequada ao longo da malha de transmissão. Verifica-se que, próximo ao centro de carga, as TUSTs dos geradores ficam abaixo de 5 R\$/kW mês, chegando próximas de 1 R\$/kW mês, em alguns casos. Geradores localizados no NE, no N e no extremo sul possuem uma alocação de custo de transmissão mais acentuada. Esse resultado é mais intuitivo onde o principal centro de carga se localiza no subsistema sudeste

²⁷ RAP projetada para o ano 2026 é de aproximadamente 36 bilhões de reais de acordo com a REN 1588/2017

e grande parte da energia é consumida neste centro de carga. Dessa forma, os geradores localizados mais longe do centro de carga utilizam mais a rede de transmissão, e suas tarifas se mostram coerentemente mais elevadas. Cabe ressaltar que, através da metodologia Aumann-Shapley, consegue-se capturar outros centros de demanda não onerando geradores que estão próximos a outras cargas.

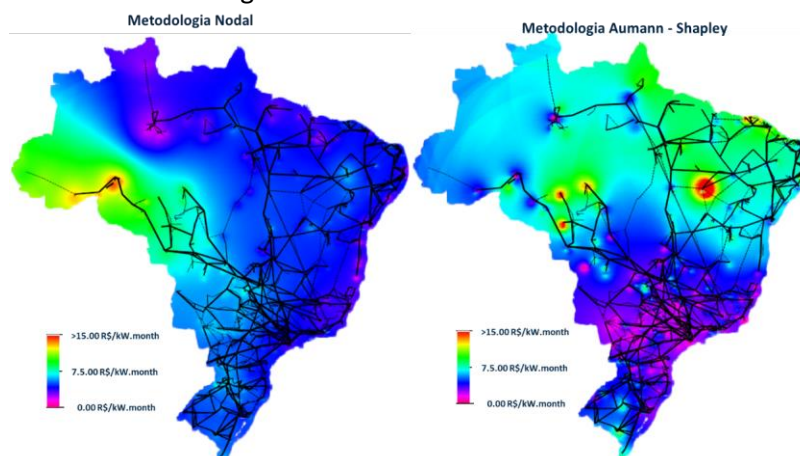


Figura 16 – Metodologia Nodal x Metodologia Aumann-Shapley

5.3.2.3 Resultados para as fontes de expansão

Analisando especificamente os equipamentos da expansão do sistema (PDE 2026), são apresentados na Tabela 3 os resultados obtidos com a metodologia Aumann-Shapley de alocação de custos de transporte.

Verifica-se que os geradores hidráulicos do Sudeste, do PDE 2026, teriam uma TUST de aproximadamente 9 R\$/kW mês nessa nova metodologia. Destaca-se que a referência regional dessas usinas é o subsistema sudeste, porém estas estão alocadas em subestações do centro-oeste e por isso a TUST elevada. Já a PCH teria TUST de 5 R\$/kW mês no Sul, de 7,6 R\$/kW mês no NE e uma TUST mais barata no SE. No caso da eólica, os valores estariam entre 6 e 7 R\$/kW mês. No caso da Solar no SE, a TUST seria de 5,4 R\$/kW mês. Se estivesse no Sul, o valor seria menor devido a sua localização e no NE, uma TUST de 6 R\$/kW mês. No caso das termelétricas no SE, o custo de transmissão seria mais barato do que se estas estivessem no NE.

Tabela 3 – Resultado do cálculo do custo de transporte para as usinas de expansão do sistema.

Tipo	Região	Custo de Transporte [R\$/kWhmês]
UHE	SU	6.53
	SE	9.11
	NE	-
	NO	-
BIO	SU	3.88
	SE	3.58
	NE	-
	NO	-
PCH	SU	5.00
	SE	4.65
	NE	7.64
	NO	-
EOL	SU	6.02
	SE	-
	NE	6.80
	NO	-
SOL	SU	3.36
	SE	5.44
	NE	6.16
	NO	-
UTE	SU	4.82
	SE	2.65
	NE	8.52
	NO	-

5.3.3 Suporte de reativo

O suporte de reativo é destinado ao controle de tensão da rede de operação, por meio do fornecimento ou da absorção de energia reativa, para manutenção dos níveis de tensão da rede de operação dentro dos limites de variação estabelecidos pelo Procedimentos de Rede do ONS.

Os equipamentos que contribuem para o suporte de reativo são as unidades geradoras que fornecem potência ativa, as que operam como compensadores síncronos e os equipamentos das concessionárias de transmissão e de distribuição para controle de tensão, entre eles, os bancos de Capacitores, Reatores, Compensadores Estáticos, e outros.

5.3.3.1 Metodologia

Como visto no início do capítulo 5.3, um problema identificado na metodologia atual de cálculo da TUST, é a ausência de uma componente locacional para o serviço de suporte de reativo, oferecido por determinados equipamentos. Atualmente, os custos desse serviço estão dentro da Receita Anual Permitida (RAP), somados a outros custos, como os de investimento em linhas e torres de transmissão, de modo que são todos rateados, entre os geradores, pela mesma metodologia de cálculo da TUST, que olha o fluxo na rede, não levando em consideração que o suporte de reativo está relacionado a problemas de suporte local.

Para resolver essa questão, foi proposta uma metodologia na qual os custos de serviço de reativo foram separados da RAP total do sistema e, então, rateados utilizando-se o método de Aumman-Shapley, apresentado em 5.3.2.1. Identificaram-se na rede de transmissão todos os equipamentos que prestam suporte de reativo, de cada uma das subestações, e estimou-se um cálculo do investimento desses equipamentos de acordo com o Banco de Preços ANEEL. Uma vez que o custo total de investimento em equipamentos de reativo foi levantado,

$CAPEX_{reativo}$, estimou-se uma $RAP_{reativo}$, para eles considerando a relação $RAP_{reativo}/CAPEX_{reativo} = 20\%^{28}$. Essa estimativa de $RAP_{reativo}$ se torna necessária para manter a coerência com o procedimento adotado para o cálculo de TUST referente ao custo de transporte. A $RAP_{reativo}$ total desses equipamentos é de aproximadamente 10% da RAP total do sistema no ano de 2026.

Para realização da alocação dos custos desses equipamentos, atribuiu-se um “custo de reativo” para os circuitos conectados a subestações com a presença desses equipamentos. O rateio então é realizado de acordo com a fórmula:

$$RAP_{reativo} \text{ alocado para o circuito} \left[\frac{R\$}{MW} \right] = \left[\sum \left(\text{Custo}_{shunt} \times \frac{\text{capacidade do circuito}}{\sum (\text{capacidade}_{\text{circuitos conectados}})} \right) + \sum (\text{custo}_{shunt \text{ de linha}}) \right] \times 20\%$$

A Figura 17 traz a $RAP_{reativo}$ alocada para cada circuito do sistema.

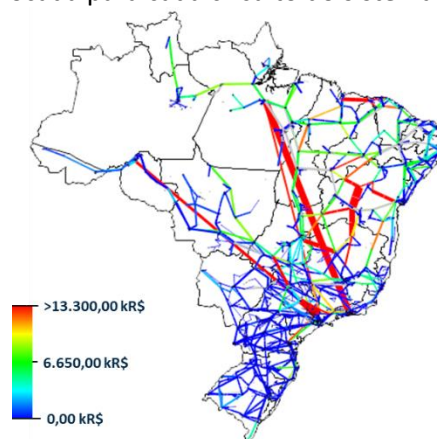


Figura 17 – Custo de suporte de reativo por linha de transmissão

Por fim, o último passo é realizado fazendo-se o rateio do custo de suporte de reativo nas linhas em função do fluxo nelas.

Como resposta, tem-se o então a $TUST_{reativo}$ para cada gerador do sistema. A Figura 18 mostra os resultados obtidos com a metodologia proposta de cálculo dos custos do serviço de suporte de reativo. Verifica-se que geradores localizados no NE possuem $TUST_{reativo}$ na faixa de 2 R\$/kW mês, exceto aqueles localizados no litoral, que possuem custos muito mais baixos (cerca de 1 R\$/kW mês ou menos) do que um gerador localizado mais no centro. Os geradores localizados no SE possuem $TUST_{reativo}$ próximos de 1 R\$/kW.mês.

²⁸ A relação $RAP/CAPEX = 20\%$ é uma aproximação dos valores observados na definição da RAP máxima nos leilões de transmissão.

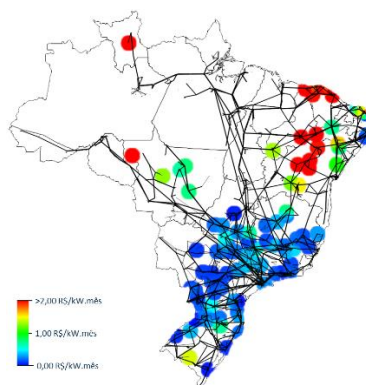


Figura 18 – TUST Reativo por gerador

5.3.4 Custo de perdas

5.3.4.1 Motivação

Durante o processo de transporte da energia, do local onde esta foi gerada até o ponto de consumo, ocorrem perdas na rede de transmissão, conhecidas como perdas da rede básica. A filosofia de alocação dos custos adicionais de geração devido às perdas no sistema de transmissão utilizada no Brasil não envolve a alocação direta desses custos adicionais de geração a agentes, mas sim a alocação das próprias *perdas de energia* aos agentes do SIN. O esquema atual de alocação de perdas no sistema de transmissão não captura a dependência com a localização dos agentes. A alocação de perdas garante que a geração contabilizada total do sistema coincida com a carga contabilizada total. O ponto virtual em que as perdas entre produtores e consumidores se igualam é denominado Centro de Gravidade (onde são consideradas todas as vendas e compras de energia na CCEE). De acordo com a regulamentação vigente, essas perdas são absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores. Como consequência do critério simplificado para alocação dos custos entre os agentes, não existe um sinal locacional no cálculo das perdas.

5.3.4.2 Metodologia

A metodologia proposta²⁹ pela PSR busca incorporar o sinal locacional também no cálculo das perdas, através de uma alocação por método de *participações médias* em que se mapeia a responsabilidade da injeção de potência em um ponto do sistema nos fluxos que percorrem as linhas de transmissão. A ideia dessa metodologia, de forma simplificada, é realizar o cálculo da perda específica de cada gerador e, então, utilizá-la no cálculo do LCOE e de atributos, considerando-se a geração efetivamente entregue para o consumidor (no centro de gravidade). O cálculo dos demais atributos e do LCOE foi feito com base na expectativa de geração na barra do gerador.

Desta maneira, o custo de perdas em R\$/MWh é obtido por:

²⁹ O objetivo deste trabalho não é propor uma mudança na liquidação do setor elétrico, mas somente explicitar os custos das fontes da expansão do sistema.

$$\text{Custo Perdas} = (\text{LCOE} + \text{Atributos}) \left(\frac{1}{(1 - \text{Perdas}(\%))} - 1 \right)$$

5.3.4.3 Resultados para as fontes de expansão

A figura a seguir ilustra os resultados em percentual da perda total do sistema. Como esperado, verifica-se que, da mesma forma que nos custos de transporte, os geradores localizados mais próximo ao centro de carga terão custos menores com perdas do que aqueles mais distantes. Cabe ressaltar que a “qualidade” das características da rede de transmissão também é importante e entende-se como “qualidade” os parâmetros dos circuitos. Como as perdas nos circuitos estão intimamente relacionadas ao parâmetro resistência do circuito, caso o gerador esteja conectado em um circuito que tenha alta resistência, este também terá um fator de responsabilidade alta sob as perdas.

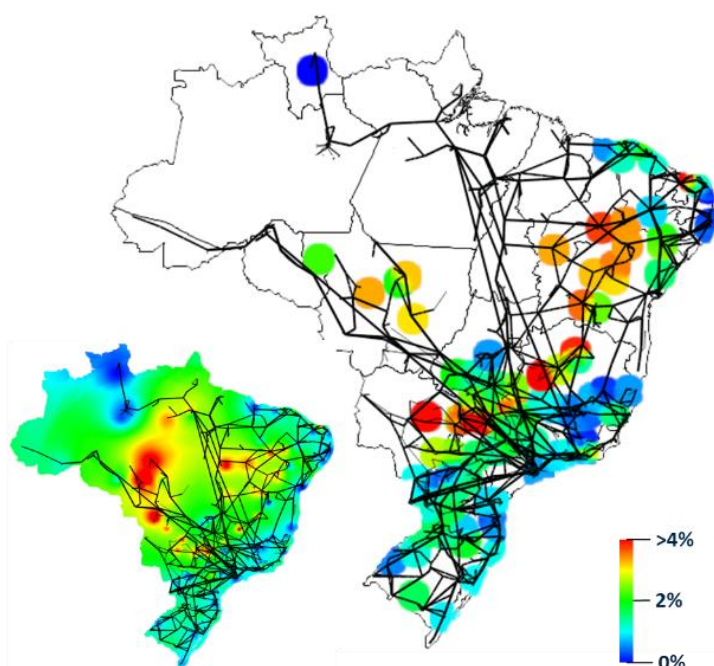


Figura 19 – Alocação das perdas em [%] da rede de transmissão para geradores do sistema

As perdas dos circuitos em que as biomassas estão conectas no Sudeste é um exemplo em que os parâmetros dos circuitos afetam significativamente as perdas do sistema. Essas usinas estão próximas do centro de carga do Sudeste, porém conectadas a circuitos com valores elevados de resistência. A mesma analogia pode ser feita para as usinas solares do sudeste conectadas no interior de Minas Gerais.

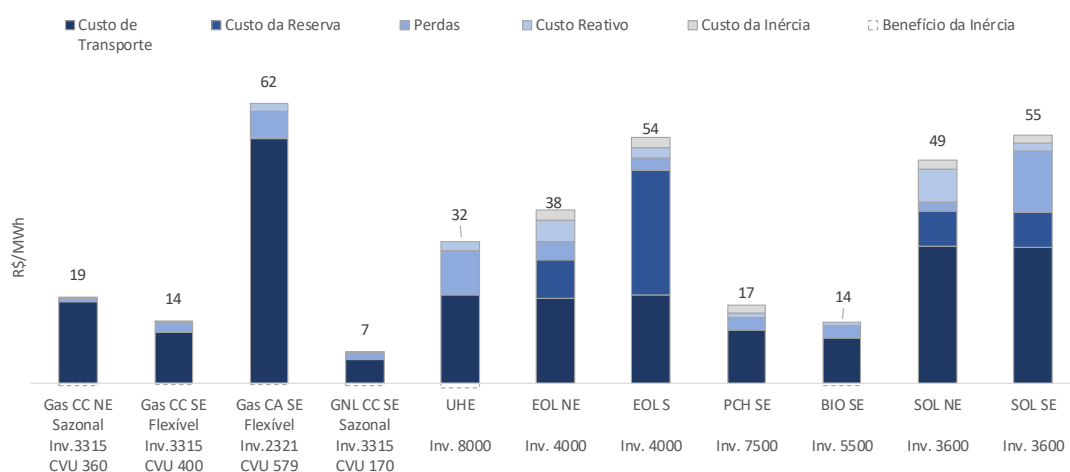
Por fim, a Tabela 3 mostra a porcentagem das perdas totais do sistema alocada para cada grupo de usinas da expansão. Esses fatores serão considerados no LCOE para o cálculo do custo de geração final.

Tabela 4 – Resultado do cálculo do custo de perdas para as usinas de expansão do sistema

Tipo	Região	Perdas [%]
UHE	SU	1.16
UHE	SE	3.10
UHE	NE	-
UHE	NO	0.02
BIO	SU	0.71
BIO	SE	1.38
BIO	NE	-
BIO	NO	-
PCH	SU	1.22
PCH	SE	0.91
PCH	NE	1.20
PCH	NO	-
EOL	SU	1.03
EOL	SE	-
EOL	NE	1.98
EOL	NO	-
SOL	SU	0.98
SOL	SE	3.68
SOL	NE	0.62
SOL	NO	-
UTE	SU	0.97
UTE	SE	0.93
UTE	NE	0.21
UTE	NO	-

5.3.1 Resultados dos custos de infraestrutura

No gráfico da figura, a seguir, estão os resultados de todos os custos de infraestrutura (custos de transporte, de reativo, da reserva probabilística, perdas e inércia). O benefício da inércia entra reduzindo o valor total.

**Figura 20– custos de infraestrutura**

Verifica-se, na **Figura 20** acima, que a térmica a gás ciclo aberto tem o custo total de infraestrutura de 62 R\$/MWh, o mais alto de todas as fontes. A eólica localizada no Nordeste tem o custo de 38 R\$/MWh. Se a eólica estiver localizada no Sul, o custo aumenta para 54 R\$/MWh. O custo de infraestrutura total da biomassa no SE é de 14 R\$/MWh enquanto o da usina solar no NE é de 49 R\$/MWh. Se a solar estiver localizada no SE, o custo total aumenta para 55 R\$/MWh.

Os números mostrados acima são somados diretamente no LCOE, gerando os resultados (parciais) do gráfico da figura a seguir.

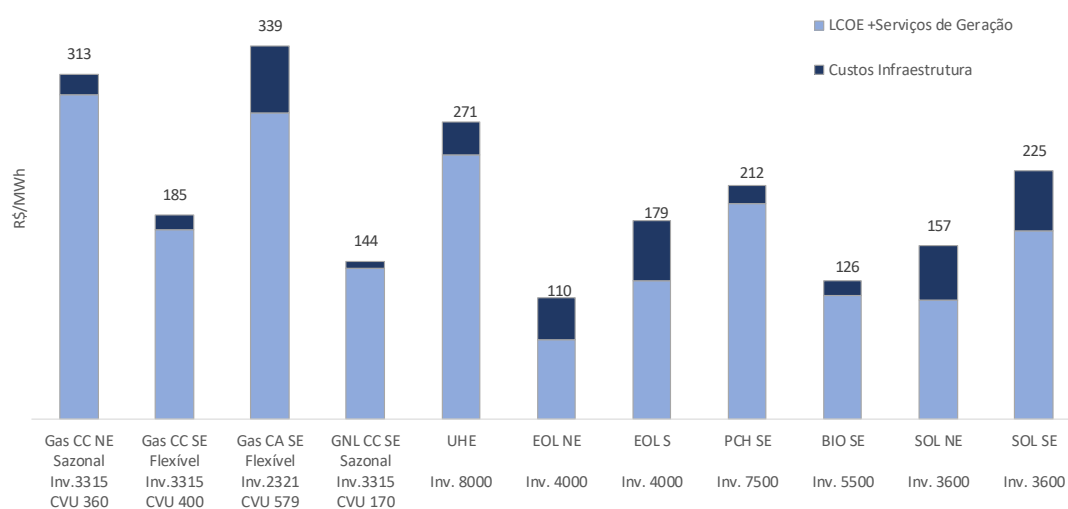


Figura 21 – LCOE + serviços de geração + custos de infraestrutura

Observa-se, na Figura 21, que a eólica do NE, que antes estava com 72 R\$/MWh, passou para 110 R\$/MWh, ao adicionar os custos de infraestrutura. Já a térmica a ciclo aberto, sai de 277 R\$/MWh para 339 R\$/MWh, um aumento de 19%. A fonte GNL, similar àquela que ganhou o leilão, possui 144 R\$/MWh de custo no total, e a solar no NE passaria de um custo que era da ordem de 108 para um custo da ordem de 157 R\$/MWh.

6 SUBSÍDIOS E INCENTIVOS

Conforme discutido anteriormente, o custo CAPEX e OPEX (LCOE) foi calculado, no capítulo 3, já com encargos, impostos e financiamento (BNB para usinas no NE e BNDES para outros submercados) e considerando o efeito de subsídios e incentivos. Ou seja, já estavam incluídos o financiamento subsidiado, isenções de impostos e isenções ou reduções dos encargos setoriais.

Na próxima seção, as componentes de incentivos consideradas na conta do LCOE, mencionada acima, serão explicitadas e utilizadas na metodologia para o cálculo do impacto dos custos com subsídios e isenções. Essas componentes são aquelas utilizadas para o cálculo do custo específico (LCOE_e) da metodologia em questão.

6.1 Metodologia para cálculo do impacto dos subsídios e isenções no preço da energia

Na metodologia para cálculo do impacto dos subsídios e isenções no preço da energia, a quantificação desses subsídios/incentivos, associada ao desenvolvimento de diferentes tecnologias de geração, será realizada através da execução das seguintes etapas, detalhadas nas próximas seções:

- Calcular um LCOE_p padronizado, considerando as mesmas premissas de impostos, encargos, tributos e financiamento para todas as fontes. Isso permitirá calcular o custo da energia considerando que todas as fontes possuem as mesmas condições.
- Calcular o LCOE_e considerando as especificidades de cada fonte (condições especiais dadas no financiamento; subsídios e isenções concedidos a essa fonte etc).

A diferença entre o custo específico (LCOE_e) e o custo padrão (LCOE_p) representa o impacto do subsídio ou incentivo no preço da energia.

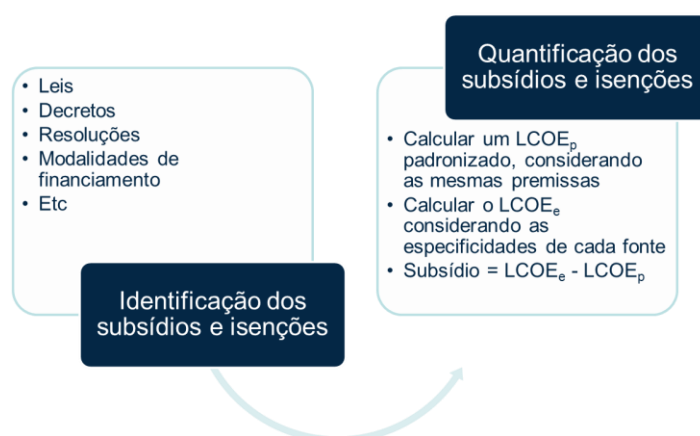


Figura 22 – Metodologia para cálculo do impacto dos subsídios

6.2 Premissas

Após a etapa de identificação dos incentivos dados às fontes de geração de energia, serão considerados somente aqueles aplicáveis às fontes³⁰ analisadas neste estudo. São eles:

- Encargos do setor de energia elétrica
 - UBP
 - P&D
 - TUST/TUSD
- Tributos
 - Modalidade de tributação
 - ICMS no investimento
- Financiamento
 - Taxa de Juros nominal
 - Prazo de Amortização
 - Carência

6.2.1 Encargos do setor de energia elétrica

Nas premissas consideradas para os encargos setoriais, uma hidrelétrica, seja ela uma PCH ou um grande projeto hidrelétrico teria um pagamento pelo uso do bem público. Todos os equipamentos pagariam P&D e teriam a mesma tarifa de transmissão, 9 R\$/kWmes.

Tabela 5 – Cálculo do LCOE_p padronizado

FONTE	Encargos		
	UBP	P&D	TUST/TUSD
Projeto padrão	1 R\$/MWh	1% da Receita Operacional Líquida	9 R\$/kW (Inst. Mês)

Para o cálculo do LCOE_e específico, referente aos encargos, foi considerado, por exemplo, que a PCH é isenta de UBP e de P&D. Além disso, ela tem 50% de desconto na tarifa de transmissão. A biomassa, as olar e a eólica não possuem nenhum incentivo com relação a UBP, já que não há sentido cobrar esse encargo delas. Além disso, são isentas de P&D e possuem 50% de desconto na tarifa de transmissão.

Tabela 6 – Cálculo do LCOE_e específico

FONTE	Encargos		
	UBP	P&D	TUST/TUSD
PCH	Isenta	Isenta	50% de desconto
Biomassa/ Eólica/ Solar	-	Isenta	50% de desconto

³⁰ As fontes que fazem parte do Cenário de referência PDE 2026.

6.2.2 Tributos

Para o cálculo do $LCOE_p$ padronizado, com relação aos tributos, foi estabelecido que a modalidade de tributação padrão é o lucro real, inclusive para as fontes eólica e solar. Além disso, para essas duas fontes, foi considerado que é recolhido ICMS de todos os equipamentos e suas partes, sendo a alíquota média igual a 6% do CAPEX. Esse número foi obtido nas diversas interações com os agentes do mercado dessas tecnologias.

Tabela 7 – Cálculo do $LCOE_p$ padronizado

	Tributos	
	Modalidade de tributação	ICMS no investimento
Projeto Padrão Eólico	Lucro Real	6%
Projeto Padrão Solar	Lucro Real	6%

Para o cálculo do $LCOE_e$ específico, as fontes solar e eólica estão na modalidade de tributação lucro presumido. Além disso, possuem isenção de ICMS no CAPEX. Já as fontes PCH e biomassa estariam na modalidade de tributação lucro presumido, porém, sem incentivo de ICMS no investimento. As demais fontes não possuem qualquer incentivo tributário.

Tabela 8 – Cálculo do $LCOE_e$ específico

FONTE	Tributos	
	Modalidade de tributação	ICMS no investimento
PCH / Biomassa	Lucro Presumido	-
Eólica / Solar	Lucro Presumido	Isento

6.2.3 Financiamento

No caso do financiamento padrão, foram consideradas as condições praticadas no mercado, com taxa de juros nominal de 13% ao ano, que é, aproximadamente, CDI + 4,5%, prazo de amortização de 15 anos e carência de 6 meses. Essas condições foram consideradas para todas as fontes analisadas no estudo.

Tabela 9 – Cálculo do $LCOE_p$ padronizado

FONTE	Financiamento		
	Taxa Juros nominal	Prazo Amortização	Carência
Projeto Padrão	13% a.a.	15 anos	6 meses

Para o financiamento específico, foram consideradas as condições oferecidas pelo BNDES e pelo BNB, para cada fonte, de forma que empreendimentos localizados no NE conseguiriam financiamento do BNB e empreendimentos em outras regiões teriam financiamento do

BNDES. Na Tabela 10, são mostradas as condições oficiais coletadas dos sites desses bancos de fomento.

Tabela 10 – Cálculo do LCOE_e específico

FONTE	Financiamento		
	Taxa Juros nominal (a.a.) BNDES ⁽¹⁾ / FNE ⁽²⁾	Prazo Amortização (anos) BNDES / FNE	Carência BNDES / FNE
UTE flexível e inflexível	11,29% / 5,90%	20 / 12	6 meses / 4 anos
UHE	11,29% / 5,90%	24 / 20	6 meses / 8 anos
PCH / Biomassa/ Eólica	11,29% / 5,45%	24 / 20	6 meses / 8 anos
Solar	10,41% / 5,45%	24 / 20	6 meses / 8 anos

6.2.4 Subsídios e incentivos não considerados

Além dos incentivos considerados na seção 6.2 de descrição das premissas, foram identificados outros encargos e tributos aplicáveis a projetos de geração de energia, mas que não foram considerados nas simulações.

Incentivos nos encargos setoriais: os encargos listados abaixo não foram considerados nas simulações uma vez que as fontes afetadas por eles não figuram entre aquelas analisadas neste trabalho.

- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH
- Reserva Global de Reversão – RGR
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE
- Contribuição Associativa do ONS
- Contribuição Associativa da CCEE

Incentivos nos Tributos: nas simulações, foram considerados somente os incentivos dados pelo lucro presumido e pelo convênio ICMS, que, em conversa com o mercado, concluiu-se que seriam os de maior impacto. Em trabalhos futuros, no entanto, pode-se ampliar as análises e considerar outros incentivos tributários.

- **Incentivos fiscais nas áreas da SUDAM e da SUDENE (todas as fontes de geração):** não foram incluídos nas simulações pois, do contrário, isso implicaria não simular o regime fiscal Lucro Presumido. Como o incentivo dado por este último é mais atrativo para o gerador, assumimos que esta seria a opção escolhida por ele.
 - Redução de 75% do IRPJ para novos empreendimentos;
- **PADIS – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (diversos insumos da cadeia de produção e comercialização dos painéis solares fotovoltaicos):** em consulta ao mercado, foi constatado que o programa ainda não opera bem.
 - Alíquota zero da contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS e do IPI nas vendas ou nas aquisições internas

- Alíquota zero de Imposto de Importação (II), PIS-Importação, COFINS-Importação e IPI nas importações
- Alíquota zero de IRPJ e adicional incidentes sobre o lucro da exploração
- **Incentivos ICMS nos estados:** Como a avaliação do estudo é realizada por região, esses incentivos ficaram de fora das simulações;
- **Alíquota 0% do IPI na cadeia produtiva e na venda de equipamentos das fontes eólica e solar (decreto 8.950/2016):** pode ser avaliada em trabalhos futuros;
- **Alíquota 0% de PIS/COFINS na cadeia produtiva (compras internas e importação) da fonte eólica (decreto 10.865/2004):** pode ser avaliada em trabalhos futuros;
- **Alíquota 0% de II na cadeia produtiva da fonte eólica:** pode ser avaliada em trabalhos futuros;
- **Redução de base de cálculo do ICMS da hidroelétrica:** em conversa com o mercado, foi avaliada previamente como sendo de pouco impacto. No entanto, pode ser analisada em trabalhos futuros;
- **REPETRO – suspende a cobrança de tributos federais na importação de equipamentos para o setor de petróleo e gás, principalmente as plataformas de exploração:** em conversa com o mercado, foi avaliado previamente como sendo de pouco impacto. No entanto, pode ser analisado em trabalhos futuros.

6.3 Resultados

No gráfico da Figura 23 abaixo, são apresentados os resultados obtidos com a metodologia de cálculo dos custos com os subsídios e incentivos das fontes de geração elétrica.

Verifica-se que os maiores impactos nas fontes são causados pelos incentivos dados no financiamento, no regime tributário e na TUST.

No caso da eólica, a adesão ao regime tributário lucro presumido gera muito subsídio devido às alíquotas mais baixas de PIS e COFINS e à redução da base de cálculo do imposto de renda IRPJ e da CSLL. Além disso, estas fontes possuem o benefício da isenção de ICMS em equipamentos de geração eólica e do desconto na TUST, além das condições especiais oferecidas nos financiamentos. Esses são os principais subsídios recebidos por esta fonte. Considerando as eólicas localizadas no Nordeste, o total de subsídio recebido é de 84 R\$/MWh. As eólicas do Sul possuem subsídio menor (de 65 R\$/MWh) uma vez que o banco de fomento é o BNDES, e não o BNB.

A análise da solar é semelhante à da eólica, uma vez que possuem os mesmos tipos de incentivos. No total, essa fonte recebe subsídio de 135 R\$/MWh no Nordeste e 102 R\$/MWh no Sudeste. No caso da biomassa, que em comparação com a solar e a eólica não possui o incentivo no ICMS, ela dispõe de subsídios de 42 R\$/MWh. Da mesma forma que a Biomassa, a PCH não tem a isenção do ICMS. A fonte possui, no entanto, a isenção do UBP, que não é tão significativa quanto os demais incentivos. No total, essa fonte tem subsídio de 72 R\$/MWh.

No caso das termelétricas, o subsídio considerado foi o do financiamento (BNDES/BNB). Os subsídios recebidos por estas fontes localizadas no Sudeste são de 13 R\$/MWh (Gás Ciclo

Combinado), 45 R\$/MWh (Gás Ciclo Aberto) e 6 R\$/MWh (GNL Ciclo Combinado). A térmica a Gás Ciclo Combinado sazonal possui subsídio de 16 R\$/MWh. Note que as condições de financiamento para térmicas não são tão atrativas quanto para as fontes renováveis, que possuem incentivos como maior prazo de financiamento, menor spread do banco (BNDES), maior carência (BNB).

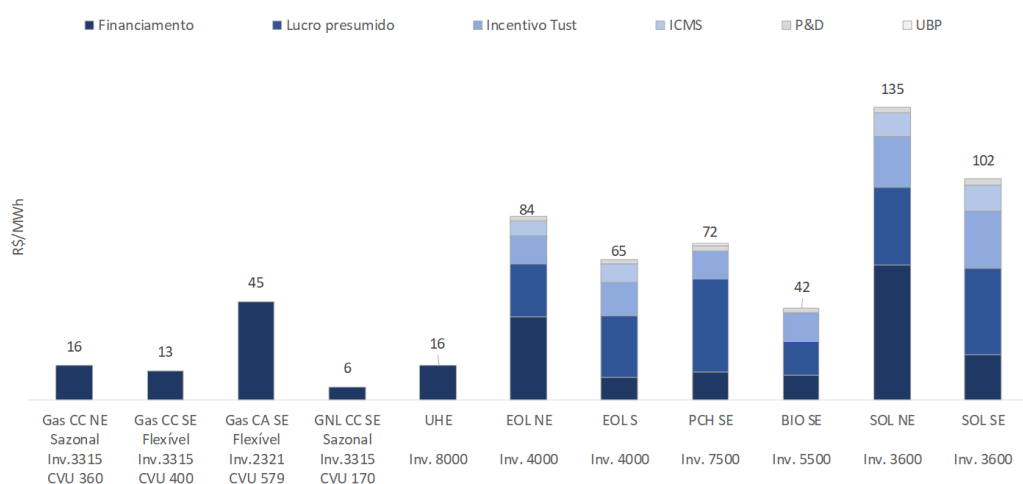


Figura 23 – Custo com subsídios e incentivos

No gráfico da **Figura 24**, a seguir, apresenta-se, para todas as fontes do PDE 2026, o custo final da energia, considerando todos os atributos analisados neste estudo, de acordo com a metodologia proposta pela PSR. Por exemplo, a térmica a gás natural ciclo combinado flexível possui o custo de 198 R\$/MWh, a GNL ciclo combinado sazonal, 149 R\$/MWh e a eólica no NE possui o custo final de 195 R\$/MWh.

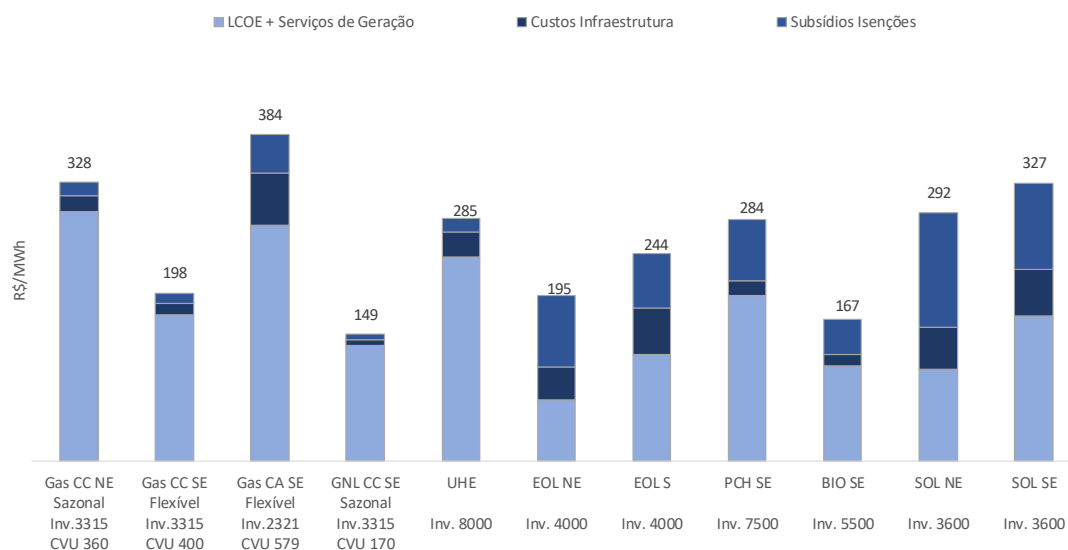


Figura 24 – LCOE + serviços de geração + custos de infraestrutura + custos com subsídios e incentivos

A Figura 25, a seguir, mostra o impacto que o atributo subsídios causa no custo final das fontes, o maior entre todos os atributos analisados neste estudo. Observa-se, por exemplo, a fonte solar fotovoltaica no NE que, retirando-se os subsídios, teve seus custos de energia aumentados de 157 R\$/MWh para 292 R\$/MWh, representando a fonte mais favorecida pelos incentivos e benefícios recebidos. A eólica no NE, a terceira mais favorecida, teve seus custos aumentados de 110 R\$/MWh para 195 R\$/MWh. A PCH, a quarta fonte mais favorecida pelos incentivos recebidos, teve seus custos aumentados de 213 R\$/MWh para 285 R\$/MWh.

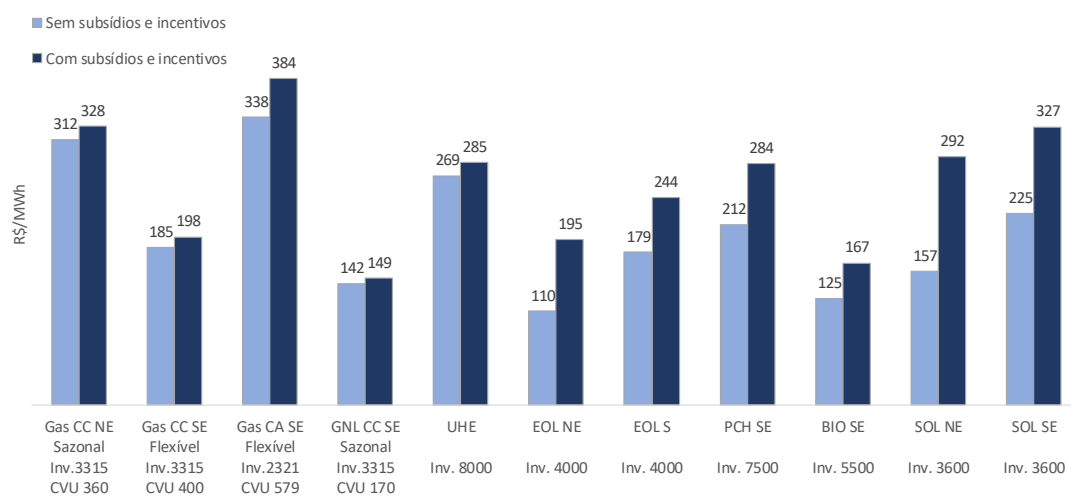


Figura 25 – Impacto dos subsídios e incentivos

7 CUSTOS AMBIENTAIS

Este capítulo apresenta as análises sobre a valoração dos custos ambientais. Conforme discutido anteriormente, este trabalho abordará os custos relacionados aos Gases de Efeito Estufa (GEE).

7.1 Precificação de carbono

A mudança climática é um dos grandes desafios deste século. Diversas evidências científicas apontam para o aumento da temperatura mundial nos últimos anos ter sido causado pelo maior uso de combustíveis fósseis pelo homem. Por exemplo, quatorze dos quinze anos mais quentes do histórico ocorreram neste século³¹.

Nesse contexto, discussões sobre precificação das emissões de carbono têm ganhado força em países que buscam políticas para a redução de emissões e para a promoção de fontes renováveis. Nessas discussões verifica-se que não há um consenso sobre a forma de precificar as emissões. Existem abordagens que buscam quantificar os custos diretos causados pelo aumento das emissões (e.g. impacto na produção de alimentos, aumento do nível dos oceanos, etc) e alocá-los às fontes que emitem gases de efeitos estufa. Essa abordagem permite dar um sinal econômico para que os agentes decidam como vão reduzir suas emissões e incentivem iniciativas menos poluentes. Existem principalmente duas alternativas para a precificação do carbono:

- **Emission Trading System (ETS):** mecanismo que consiste em definir a priori um limite para as emissões de cada segmento ou setor da economia e permitir que os agentes negociem suas cotas de emissão. Ao criar oferta e demanda por essas cotas, cria-se um mercado que definirá o preço das cotas de carbono. Esta abordagem, também conhecida como *cap-and-trade*, é similar à negociação de cotas de racionamento de energia elétrica implementada no Brasil no racionamento de 2001.
- **Carbon Tax:** mecanismo onde o preço do carbono é definido diretamente por uma taxa pela emissão. A diferença para o ETS é que o preço é um dado de entrada para o processo e o nível de redução de emissões é uma consequência.

O estudo "State and Trends of Carbon Pricing 2018", desenvolvido pelo Banco Mundial em maio de 2018, analisou 51 iniciativas de precificação de carbono ao redor do mundo implementadas ou em desenvolvimento até 2020, que envolvem *Carbon Tax* e *ETS*. O preço do carbono dessas iniciativas varia entre 1 e 139 US\$/tCO₂e, sendo que 46% das cotas de emissões possuem preços abaixo de 10 US\$/tCO₂e.

³¹ "Attribution of Extreme Weather Events in the Context of Climate Change," National Academies Press, 2016

<https://www.nap.edu/read/21852/chapter1>; Kunkel, K. et al, "Monitoring and Understanding Trends in Extreme Storms: State of the Knowledge," Bulletin of the American Meteorological Society, 2012.

7.2 Metodologia

Ao longo da vida útil de uma fonte de geração de eletricidade, as emissões de gases de efeito estufa podem ocorrer por três razões:

- Emissões à montante, causadas pelos insumos necessários para produção e transporte dos combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica (e.g. combustível utilizado no transporte da biomassa de bagaço de cana de açúcar);
- Emissões à jusante, causadas pelo processo de queima de combustível para a produção de energia elétrica e transmissão até o consumidor final;
- Emissões causadas por infraestrutura, referentes ao processo de construção dos equipamentos necessários para a produção de energia elétrica (e.g. emissões para a construção dos painéis fotovoltaicos).

As emissões à montante e à jusante são funções diretas da produção de energia elétrica da fonte, podendo ser calculadas diretamente em termos de tCO_{2e} (tonelada de dióxido de carbono equivalente) para cada MWh gerado. Já as emissões causadas por infraestrutura correspondem a um montante que foi acumulado ao longo do processo de construção dos equipamentos e da própria usina, podendo ser calculado de acordo com a cadeia produtiva necessária a essa construção. Para calcular o montante de emissões causadas por infraestrutura para cada MWh gerado, é necessário estimar a geração da usina ao longo de sua vida útil. Somando-se essas três parcelas, é possível calcular as emissões de tCO_{2e} para cada MWh gerado, índice chamado de fator de emissão. Dessa maneira, o custo das emissões (R\$) é obtido multiplicando-se a geração da usina (MWh) pelo fator de emissão (tCO_{2e}/MWh) e pelo preço do carbono (R\$/tCO_{2e}). Ao dividir esse custo pela geração da usina obtemos um índice em R\$/MWh que pode ser diretamente somado ao LCOE.

7.3 Premissas

Os fatores de emissão utilizados neste estudo se baseiam no artigo “Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story”³², de janeiro de 2016, que apresenta metodologia e estudo de caso para o Setor Elétrico Brasileiro. A tabela a seguir expõe os fatores de emissão para as tecnologias da expansão do sistema.

Tabela 11 - Fatores de emissão

R\$/MWh (avesso)	Fator de emissão (tCO _{2e} /MWh)
Gás CC	0.499
Gás CA	0.784
UHE	0.013
EOL	0.004
PCH	0.013
BIO	0.026

³² Portugal-Pereira J, et al., Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story, Energy (2016). Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.062>.

SOL	0.027
-----	-------

Para o preço do carbono foram considerados dois cenários, embasados no estudo do Banco Mundial sobre estado atual e tendência sobre a precificação de carbono. Esse estudo aponta que os preços das iniciativas de precificação de carbono variam entre 1 e 139 US\$/tCO₂e, sendo que 46% das iniciativas possuem preços abaixo de 10 US\$/tCO₂e. A figura abaixo mostra os preços observados em 51 iniciativas ao redor do mundo.

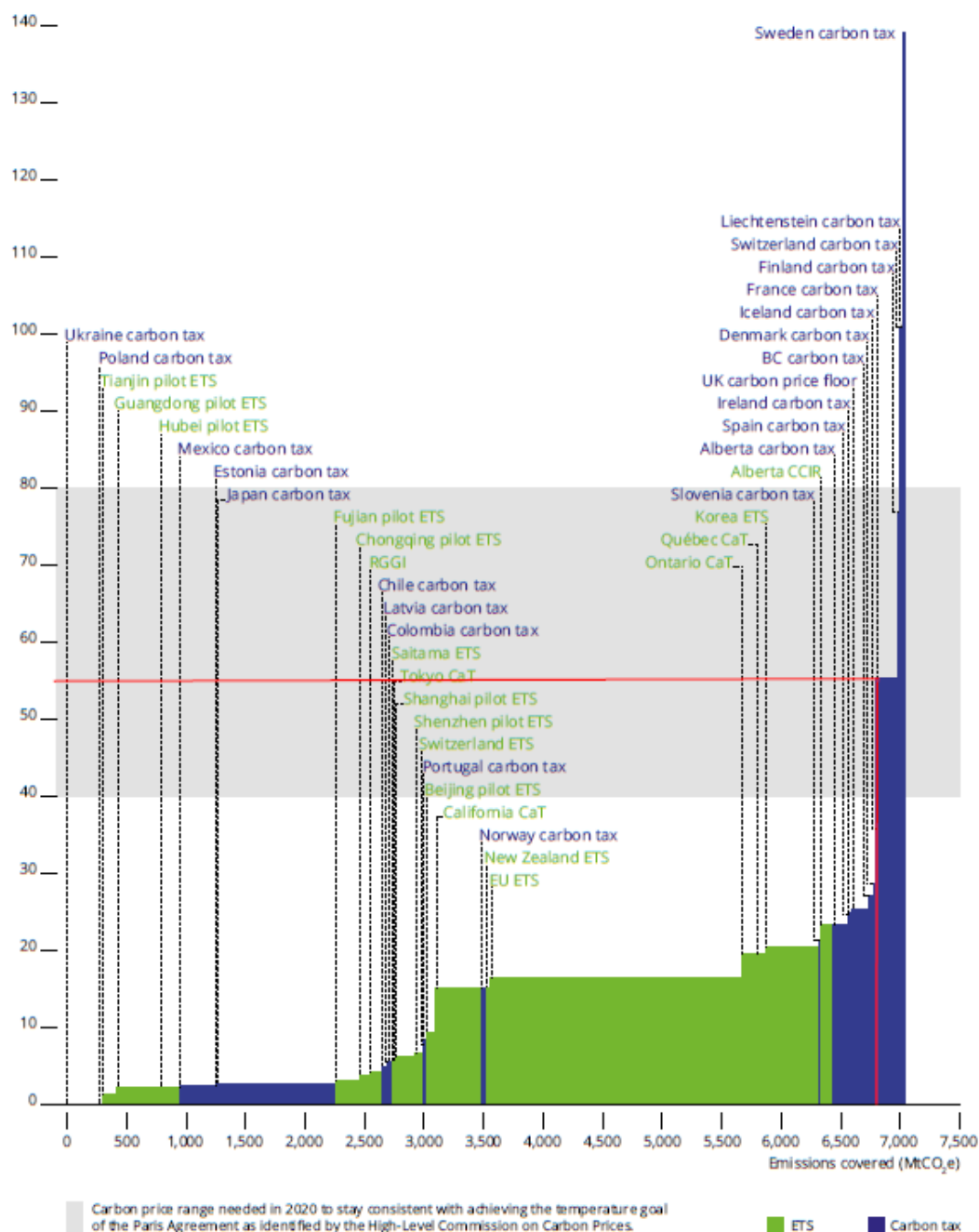


Figura 26 – Dispersão dos preços do carbono em diferentes alternativas (Fonte: Banco Mundial, 2018)

Com base nesses dados, utilizou-se neste estudo um cenário com preço de carbono a **10 US\$/tCO₂e** e um cenário com preço de carbono de **55 US\$/tCO₂e**, que equivale ao preço marginal de 95% das emissões cobertas pelas iniciativas analisadas pelo Banco Mundial. A análise considera taxa de câmbio de 3,6 R\$/US\$.

7.4 Resultados

A tabela a seguir apresenta o custo das emissões para as tecnologias analisadas.

Tabela 12 - Custo de emissões

	Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)	Custo de emissão (R\$/MWh)	
		Preço = 10 USD/tCO ₂ e	Preço = 55 USD/tCO ₂ e
Gás CC_Inflex NE	0.499	18	99
Gás CC_Flex SE	0.499	18	99
Gás CA_flex SE	0.784	28	155
GNL CC_Inflex SE	0.499	18	99
UHE	0.013	0	3
EOL NE	0.004	0	1
EOLS	0.004	0	1
PCHSE	0.013	0	3
BIOSE	0.026	1	5
SOLNE	0.027	1	5
SOLSE	0.027	1	5

A figura a seguir apresenta o resultado final dos custos das fontes, considerando o preço do carbono de 10 US\$/tCO₂e.

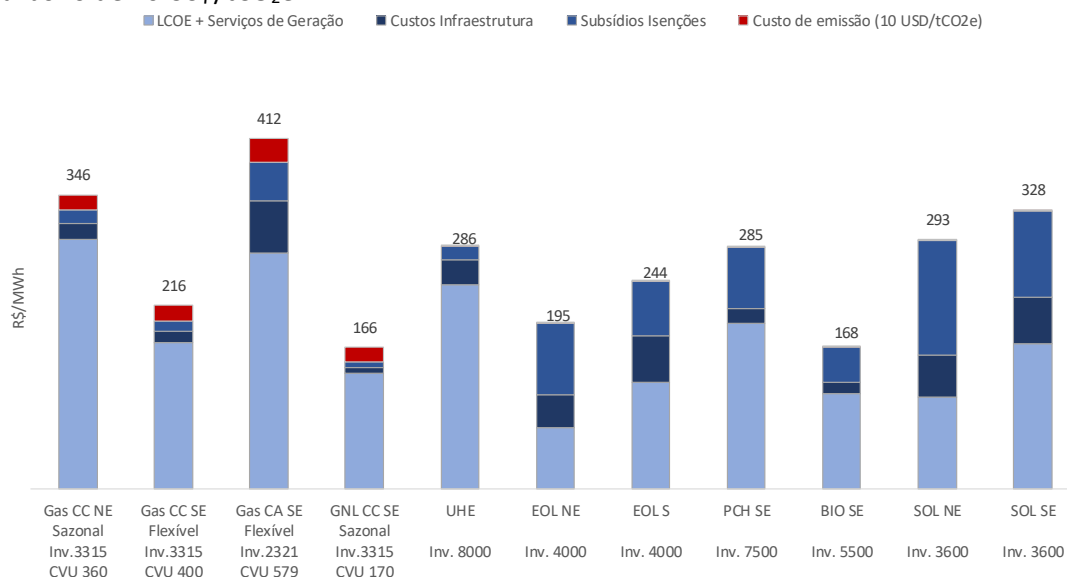


Figura 27 – Custo das fontes (preço do carbono = 10 US\$/tCO₂e)

A figura a seguir apresenta o resultado final dos custos das fontes, considerando o preço do carbono de 55 US\$/tCO₂e.

CUSTOS E BENEFÍCIOS DAS FONTES DE GERAÇÃO ELÉTRICA - CADERNO PRINCIPAL

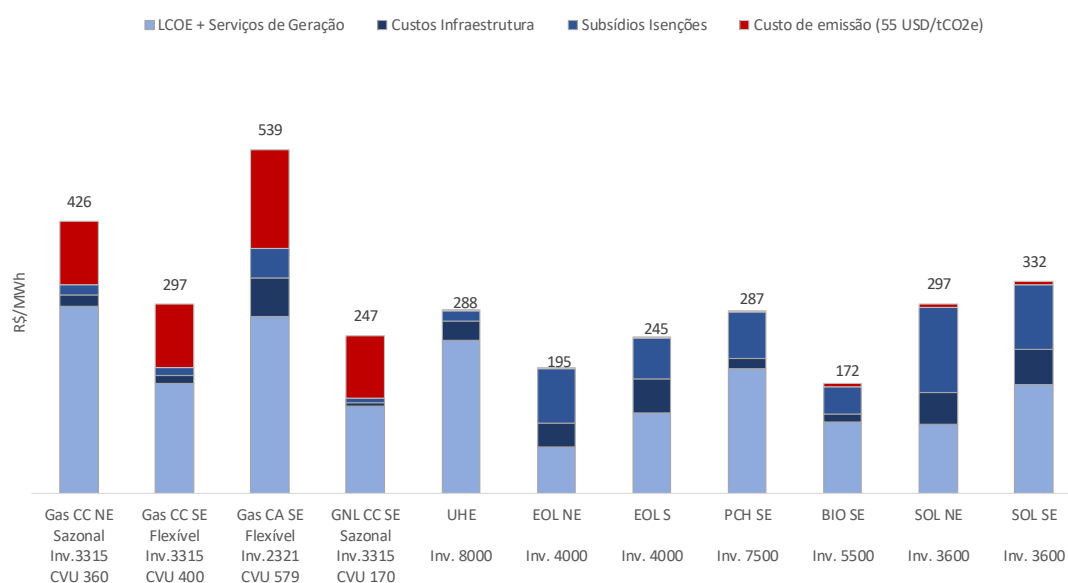


Figura 28 – Custo das fontes (preço do carbono = 55 US\$/tCO₂e)

8 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

O objetivo deste capítulo é apresentar o impacto de sensibilidades no cenário de oferta e demanda na quantificação de alguns dos atributos analisados neste estudo. Foram selecionados os atributos de maior impacto no custo da energia elétrica e que são mais influenciados pela configuração do sistema³³. São eles:

- Serviço de geração: modulação e sazonalidade;
- Custos de infraestrutura: reserva probabilística.

Apresenta-se a seguir a descrição dos cenários de expansão utilizados e na sequência os resultados.

8.1 Cenários de sensibilidade

Conforme discutido anteriormente, as análises apresentadas neste trabalho foram baseadas no cenário de referência do PDE 2026. Para as análises de sensibilidade foram considerados três cenários de expansão, com variação da composição do parque gerador, conforme resumido a seguir.

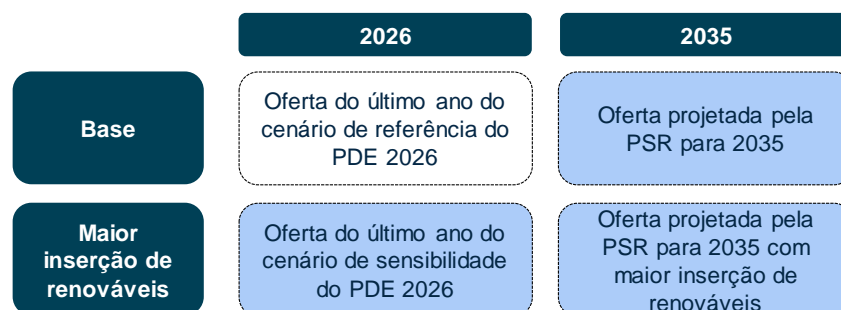


Figura 29 – Casos de sensibilidade analisados no projeto

O primeiro caso de sensibilidade consiste no cenário do PDE com redução no custo de investimento da energia solar, o que resulta em um aumento de cerca de 4 GW na capacidade instalada desta fonte em 2026. Esse aumento de capacidade é compensado com redução na expansão da capacidade instalada da fonte eólica. Assim como no cenário base, as simulações para este cenário foram realizadas para o ano 2026.

O segundo caso de sensibilidade foi construído a partir do caso base do PDE 2026, através de uma projeção de demanda para o ano de 2035³⁴. Nesse cenário a expansão é baseada principalmente em solar, eólica, gás natural e alguns projetos hidrelétricos.

³³ O serviço de confiabilidade também possui grande impacto no custo da energia elétrica e é influenciado pela configuração do sistema. No entanto, a metodologia utilizada neste trabalho exige a identificação dos custos de operação e expansão relacionados ao atendimento da ponta, o que foi possível realizar no Caso Base 2026 devido à existência de um plano de expansão para atendimento somente à energia e outro para o atendimento à energia e à demanda de ponta do sistema.

³⁴ A projeção de demanda considera um crescimento do PIB de 2,9% ao ano no período 2027-2030 e 3,0% ao ano no período 2031-2035. Considerando as projeções de aumento da eficiência energética e da evolução da elasticidade consumo/PIB, o crescimento da demanda para o período 2027-2030 é de 3,1% a.a. e para o período 2031-2035 é de 2,8% a.a.

Por fim, o terceiro caso de sensibilidade utiliza a mesma demanda projetada para o ano de 2035, porém considerando uma expansão do parque gerador com maior concentração de eólica e solar. Como consequência, há uma menor participação de gás natural nesta matriz elétrica.

A Figura 30 compara as matrizes elétricas³⁵ dos três casos de sensibilidade, em relação ao caso base. Observa-se que no cenário de maior inserção de renovável de 2026 há um aumento de 2 pp na participação da energia solar na capacidade instalada total do sistema, que é compensado pela redução de 1 pp na participação das eólicas. A matriz projetada para 2035 é marcada pela redução da participação hídrica de 58% para 51%, sendo substituída principalmente por solar (aumento de 5% para 15%) e gás natural (aumento de 9% para 10%). No cenário com maior penetração de renováveis em 2035 há uma redução da participação de gás natural e hidrelétrica, com a solar e a eólica atingindo 14% e 24% da capacidade instalada do sistema, respectivamente.

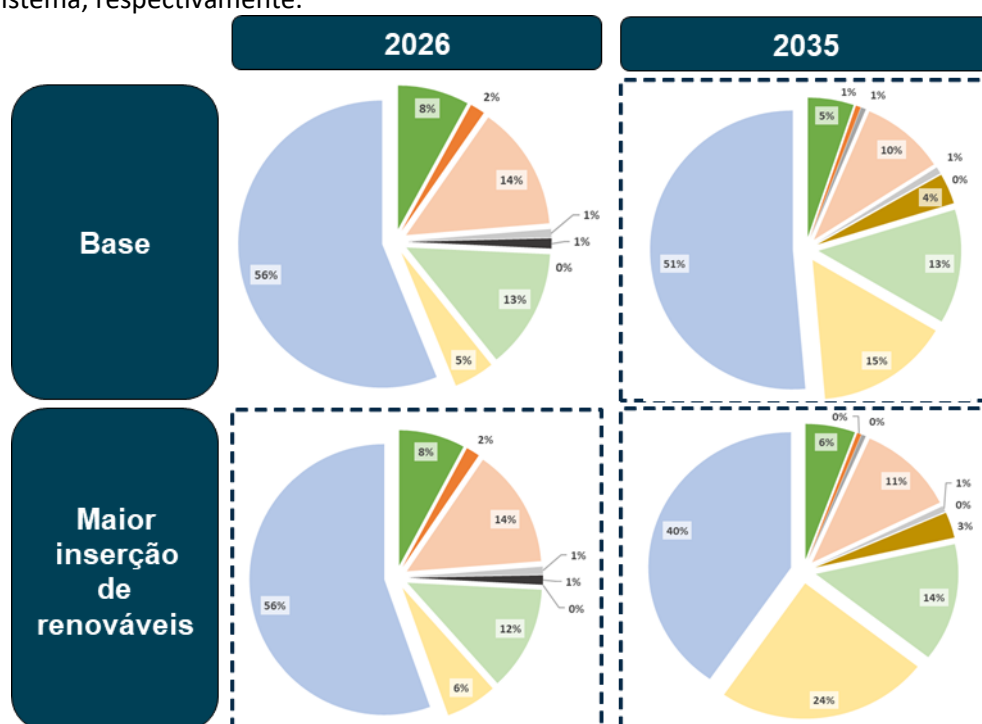


Figura 30 – Matriz elétrica dos casos de sensibilidade

O caso de sensibilidade de 2026 foi simulado estaticamente, considerando o mesmo critério de ajuste do Caso Base, ou seja, valor esperado do custo marginal de operação igual ao custo marginal de expansão. O objetivo é avaliar o impacto apenas da alteração dos perfis horário de geração causados pela mudança na matriz elétrica, sem alterar a média dos custos marginais anuais.

³⁵ A capacidade instalada total no sistema é (i) Caso Base 2026 de 211 GW, (ii) Caso Sensibilidade 2026 de 214 GW, (iii) Caso Base 2035 de 255 GW e (iv) Caso sensibilidade 2035 de 293 GW.

Para os casos de sensibilidade de 2035 as simulações foram realizadas levando-se em conta os custos marginais de operação resultantes da expansão do sistema. O objetivo desta análise é considerar o impacto do nível dos custos marginais de operação nos atributos, além do impacto da matriz elétrica no perfil horário de custos marginais.

A **Figura 31** compara os custos marginais médios mensais do Sudeste dos casos de sensibilidade com o Caso Base.

Na comparação entre os Casos Base 2026, Sensibilidade de 2026 e Base 2035, observa-se que a inserção de usinas renováveis não convencionais não foi suficiente para modificar o perfil sazonal do CMO (valores mais baixos no período úmido e mais elevados no período seco). A afirmação já não pode ser efetuada para o caso Sensibilidade 2035, em que há uma inversão na sazonalidade dos CMOs, com valores mais elevados no período úmido e mais baixos no período seco. Isso ocorre principalmente por conta da contribuição energética que as eólicas aportam no sistema no período seco, historicamente período de maior geração da fonte. A diminuição significativa dos CMOs nesse caso também é notória devido ao menor acionamento das termelétricas, tipicamente acionadas neste mesmo período. O atendimento majoritário da demanda por uma fonte que possui custo variável unitário nulo implica em uma queda brusca do CMO. Esse comportamento é mais evidenciado no Caso Sensibilidade de 2035, porém pode ser observado também no caso Base 2035, que possui uma inserção maior de renovável quando comparado com a matriz energética de 2026.

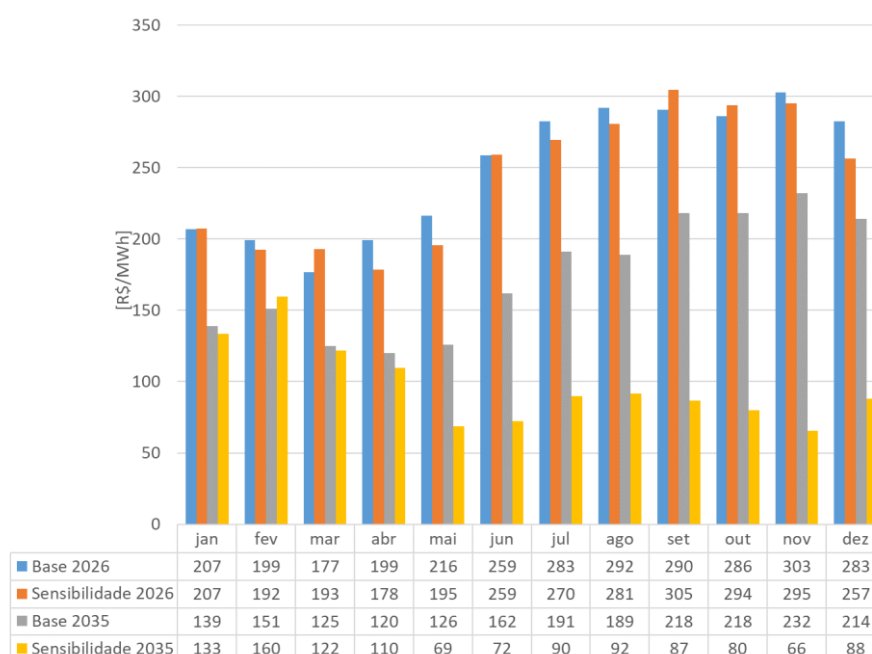


Figura 31 – Custos marginais de operação mensais – casos de sensibilidade

A Figura 32 compara os custos marginais horários do Sudeste dos casos de sensibilidade com o Caso Base. Observa-se que no caso com maior penetração de renováveis em 2035 há uma maior variabilidade dos custos marginais horários. A simulação mostra também a ocorrência

de custos marginais próximos de zero durante algumas horas do dia do período seco, devido à junção de muita produção eólica e elevada geração solar.

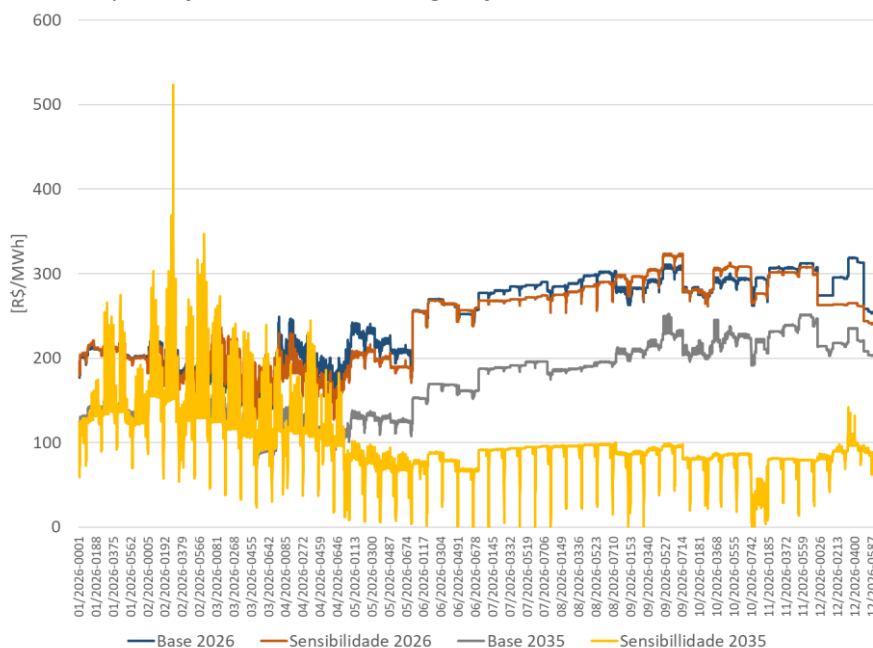


Figura 32 – Custos marginais de operação horários – casos de sensibilidade

8.2 Resultados

A análise do impacto da alteração no cenário de expansão no valor dos atributos foi realizada para o mesmo conjunto de geradores analisados no Caso Base.

8.2.1 Serviço de geração: modulação e sazonalização

A tabela a seguir apresenta a comparação do valor do atributo de modulação e sazonalização para os quatro casos simulados.

Tabela 13 – Sensibilidade no valor da modulação e sazonalização

	2026 Base	2026 Sensibilidade	2035 Base	2035 Sensibilidade
Gás CC NE Sazonal	-81	-77	-41	-51
Gás CC SE Flexível	-235	-225	-99	-24
Gás CA SE Flexível	-461	-642	-339	-93
GNL CC SE Sazonal	-89	-89	-66	-29
UHE	33	32	11	11
EOL NE	-22	-30	-16	1
EOL S	-27	-32	-24	-5
PCH SE	16	26	11	-2
BIO SE	-33	-41	-21	18
SOL NE	-12	-15	-6	8
SOL SE	-13	-17	-14	3

No ano de 2026, o caso com maior penetração de solar no sistema apresenta relativamente pouca diferença em relação ao Caso Base. O maior impacto é observado no aumento do benefício da termelétrica ciclo aberto e de um maior custo de sazonalização da PCH, causado pelos maiores custos marginais observados durante o período seco.

Já no ano 2035 há uma grande variação no valor dos atributos. No Caso Base, devido à redução do perfil sazonal dos custos marginais, observa-se um menor benefício das termelétricas para o sistema. Observa-se também um menor benefício das fontes renováveis sazonais, como o caso da eólica e da fonte solar. Essas fontes também sofrem com um aumento do custo de modulação, devido à maior variabilidade nos custos marginais horários. Vale ressaltar também que há uma redução no custo da sazonalização das hidrelétricas e um aumento do benefício com a modulação, levando a uma redução de 32 para 11 R\$/MWh do custo destes serviços de geração.

Por fim, no caso com maior penetração de renováveis em 2035, a alteração no padrão sazonal dos custos marginais e uma maior variabilidade nos custos horários levam as fontes solar, eólica e biomassa a terem um custo para este serviço de geração. No caso da eólica no Nordeste o benefício de 16 R\$/MWh passa a ser um custo de 2 R\$/MWh.

8.2.2 Custos de infraestrutura: reserva probabilística dinâmica

A tabela a seguir apresenta o impacto da alteração da configuração de oferta e demanda no custo da reserva probabilística para o sistema. Observa-se que o aumento da solar em 2026 não teve impacto significativo no valor da reserva para o sistema, chegando a haver redução no custo da reserva para as eólicas.

No ano de 2035, a maior penetração de renováveis aumenta o custo da reserva para as eólicas e solares. No cenário de maior penetração de solar, o custo para a eólica no Nordeste chega a 14 R\$/MWh e para a solar, a 10 R\$/MWh.

Tabela 14 – Sensibilidade no valor da reserva probabilística

	2026 Base	2026 Sensibilidade	2035 Base	2035 Sensibilidade
Gás CC NE Sazonal	0	0	0	0
Gás CC SE Flexível	0	0	0	0
Gás CA SE Flexível	0	0	0	0
GNL CC SE Sazonal	0	0	0	0
UHE	0	0	0	0
EOL NE	8	7	11	14
EOL S	27	22	32	35
PCH SE	0	0	0	0
BIO SE	0	0	0	0
SOL NE	8	7	6	10
SOL SE	8	7	6	10

9 CONCLUSÕES DO ESTUDO

- **A discussão sobre a valoração dos atributos das fontes foi sistematizada, porém não de forma exaustiva.** É apresentando um arcabouço no qual os atributos são divididos nos serviços prestados pelos geradores, nos custos de infraestrutura necessários para a prestação desses serviços, nos subsídios e incentivos e na externalidade da emissão de GEE. Existem externalidades sócias ambientais e outros atributos das usinas (e.g. incerteza da demanda) que não foram considerados neste trabalho.
- **Subsídios são a principal componente que potencialmente causa distorção nos custos das fontes.** Os principais são o desconto na TUST, financiamento e lucro presumido. Esse último incentivo faz com que os geradores desenvolvam seus projetos através de módulos menores, aumentando possivelmente os custos para o sistema devido à redução no ganho de escala.
- **A produção concentrada no período seco faz com que as Hidrelétricas e PCHs imponham um custo para o sistema pelo serviço de sazonalização.** Esse custo não é compensado pelo valor das hidrelétricas para a modulação do sistema.
- **Existem importantes distorções no sinal locacional da transmissão, mas que não alteram a competitividade relativa das fontes de expansão.** Cabe ressaltar que uma conclusão mais definitiva sobre o sinal locacional requer a análise de grandes hidrelétricas, não representadas neste estudo.
- **Os atributos da inércia e flexibilidade operativa não se mostraram relevantes no cômputo total dos custos.**
- As análises de sensibilidade com maior penetração de renováveis mostram uma **redução no benefício da eólica e solar para o serviço de modulação e sazonalização e um aumento no custo da reserva probabilística.**
- **As metodologias propostas neste projeto, bem como os seus resultados, são o ponto de partida para discussões sobre planejamento da expansão e precificação de atributos.**